

consentec



ECOFYS

A Navigant Company

Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz

Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs - Endbericht

Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der System- sicherheit im deutschen Stromnetz

Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetz- betriebs – Endbericht

Von:

Ecofys: Michael Döring, David Beier, Dr. Karsten Burges

Consentec: Andreas Cronenberg, Karsten Lüdorf, Dr. Christoph Maurer

BBH: Dr. Wieland Lehnert, Nadine Voss, Jens Vollprecht

Datum: 27. April 2018

Projekt-Nummer: ESMDE16707

© Ecofys 2018 beauftragt durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegebene Projekt „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ ist inhaltlich in drei Arbeitspakete untergliedert. Der vorliegende Bericht umfasst die Ergebnisse zum ersten Arbeitspaket.

Die Koordination des Gesamtprojektes liegt bei Ecofys. Das Projektteam zur Bearbeitung des in diesem Bericht dokumentierten Arbeitspaketes besteht aus Ecofys, Consentec und BBH. Die federführende Koordination dieses Arbeitspaketes liegt bei Consentec. BBH ist für die juristische Analyse des rechtlich-regulatorischen Rahmens verantwortlich.

Die dargestellten Ergebnisse repräsentieren die Sicht des gesamten Projektteams.

Kontakt

Ecofys - A Navigant Company

Ecofys Germany GmbH
Albrechtstraße 10 c, 10117 Berlin

Tel: +49 (0) 30 29773579-0

Fax: +49 (0) 30 29773579-99

info@ecofys.com

ecofys.com

Ecofys - A Navigant Company

Ecofys Germany GmbH | Albrechtstraße 10 c | 10117 Berlin | **T** +49 (0)30 29773579-0 | **F** +49 (0)30 29773579-99 | **E** info@ecofys.com | **I** ecofys.com

Geschäftsführer C. Petersdorff | **Handelsregister** Amtsgericht Köln | **Handelsregisternr.** HRB 28527 | **Ust-ID-Nr.** DE 187378615

Zusammenfassung

Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Umsetzung der Energiewende hat signifikante Auswirkungen auf den Transportbedarf im Übertragungsnetz. Ein Indiz dafür ist, dass sowohl Anzahl als auch Volumen der erforderlichen Netzeingriffe durch die Netzbetreiber in den vergangenen Jahren massiv zugenommen haben. Im Jahr 2016 haben die Netzbetreiber insgesamt 3,7 TWh der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien abgeregelt und Leistungsanpassungen bei konventionellen Kraftwerken in Höhe von 6,2 TWh durchgeführt¹. Hinzu kommen 1,2 TWh Stromerzeugung aus im Ausland befindlichen Kraftwerken, der sogenannten Netzreserve. Aktuelle Zahlen zu den Gesamtkosten der Netzeingriffe belaufen sich für das Jahr 2017 auf mehr als 1,2 Mrd. EUR².

Eine Verbesserung dieser Situation ist nicht nur bedeutsam für die effektive Nutzung der geförderten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und die ökonomisch effiziente Deckung der Stromnachfrage. Sie ist auch entscheidend für die Aufrechterhaltung eines verlässlichen, sicheren Betriebs der Verbundsysteme in Deutschland und Europa. Dazu bedarf es Maßnahmen auf technischer, organisatorischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Ebene.

In dem hier dokumentierten Projekt werden die erforderlichen Anpassungen auf den verschiedenen benannten Ebenen herausgearbeitet. Dabei steht die Entwicklung von Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs im Fokus. In dieser Zusammenfassung sind die wesentlichsten Analyseergebnisse der Studie sowie die daraus abgeleiteten Thesen, der notwendige Handlungsbedarf sowie Empfehlungen aufgelistet. Schwerpunkte bilden dabei die Weiterentwicklung der bestehenden Regeln zum Netzengpassmanagement sowie die Überarbeitung des energetischen und bilanziellen Modells bei der Abregelung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien sowie Anlagen mit Kraftwärmekopplung.

¹ Bundesnetzagentur (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016.

² Ecofys aus Basis von ENTSO-E (<https://transparency.entsoe.eu/>) und den deutschen ÜNB (<https://www.netztransparenz.de/>).

Wesentliche Analyseergebnisse

- Netzengpassmanagement umschreibt den Prozess zur Behebung von Netzüberlastungen. Netzbetreiber dürfen in kritischen Netzsituationen die Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen anpassen. Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern (EE-Anlagen) erzeugen sowie Anlagen, die neben Strom auch Nutzwärme erzeugen (KWK-Anlagen), wird im aktuellen Rechtsrahmen ein Einspeisevorrang gewährt. Netzbetreiber sind verpflichtet, erzeugten EE-Strom sowie KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen vorrangig abzunehmen. Dieser Strom darf im aktuellen Regime erst abgeregelt werden, wenn das komplette Potenzial konventioneller Kraftwerke zur Beseitigung von Netzüberlastungen ausgeschöpft ist. Dieser nachrangige Einsatz im Netzengpassmanagement gilt auch für ausländische konventionelle Kraftwerke, die sich in der sogenannten Netzreserve befinden.

Der nachrangige Einsatz der EE- und KWK-Anlagen sowie der Netzreserve beeinflusst maßgeblich den Umfang der Systemsicherheitseingriffe der Netzbetreiber in die Fahrweise der Erzeugungsanlagen (Redispatch-Volumen). Gleichzeitig steigen die resultierenden Kosten zur Behebung von Netzüberlastungen durch diese Sonderbehandlung an (Redispatch-Kosten).
- Der aktuelle Rechtsrahmen gewährleistet die technische Ansteuerbarkeit der meisten EE- und KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber. Diese Anlagen können somit grundsätzlich in den Prozess des Netzengpassmanagements eingebunden werden. Bei KWK-Anlagen nutzen Netzbetreiber aktuell bereits umfassend das Einsatzpotential des stromgeführten Anteils der Stromerzeugung (Kondensationsstromanteil). Der wärmegeführte Anteil der Stromerzeugung kann nur einbezogen werden, sofern der Wärmebedarf alternativ gedeckt werden kann. Dies erfordert in der Regel eine mit Kosten verbundene technische Flexibilisierung der KWK-Anlagen, wie beispielsweise mittels Wärmespeichern oder alternativen Heizquellen.
- Die durchgeführten Analysen zeigen, dass der erforderliche Umfang an Maßnahmen und die Kosten des Netzengpassmanagements spürbar verringert werden könnten. Voraussetzung hierfür ist eine Relativierung des nachrangigen Einsatzes von EE- und KWK-Anlagen sowie der Netzreserve für die Netzengpassbehebung. Die größten Einsparpotenziale ergeben sich bei einer gleichzeitigen Relativierung der nachrangigen Anforderung aller drei Erzeugungskategorien.
- Sofern der nachrangige Einsatz der Netzreserve nicht relativiert wird, erhöhen sich die Mengen der EE-Abregelung und die zugehörigen Kosten, um den Abruf der Netzreserve zu vermeiden. Eine Relativierung des nachrangigen Netzreserveeinsatzes ist somit zwingend erforderlich, wenn der nachrangige Einsatz von EE- und KWK-Anlagen relativiert werden soll. Ob darüber hinaus eine vollständige Aufhebung der heute geltenden Sonderregelung für die Netzreserve aus technisch-ökonomischer Sicht vorteilhaft ist, konnte aufgrund bestehender Betriebsgeheimnisse (und somit nicht vorliegender Kostendaten) nicht ermittelt werden.
- Der Großteil der jährlichen Einspareffekte im Hinblick auf Kosten und Umfang der Netzengpassbehebung kann bereits bei einer moderaten und dann nur in vergleichsweise wenigen Stunden wirksamen Relativierung des nachrangigen Einsatzes der betroffenen Erzeugungskategorien erzielt werden. Denn in diesen Stunden ist die Wirkung von Abregelungen bzw. Aktivierung der Netzreserve auf die bestehenden Netzüberlastungen besonders hoch.
- Durch eine solche gezielte und damit moderate Einbeziehung der EE-, KWK- und Netzreserveanlagen in den besonders wirksamen Stunden erhöht sich der Anteil des abgeregelt Stroms aus EE- und KWK-Anlagen nur in sehr beschränktem Umfang. Gleichzeitig steigen die CO₂-Emissionen tendenziell an, da die zusätzliche Abregelung von EE- und KWK-Anlagen durch Hochfahren konventioneller Kraftwerke mit entsprechendem zusätzlichen CO₂-Ausstoß ausgeglichen wird und beim Abregeln von EE-Strom – anders als

beim Abregeln konventioneller Erzeugung – keine CO₂-Emissionen vermieden werden. Der Anteil dieser zusätzlichen Emissionen an der CO₂-Bilanz des Kraftwerkparcs des gesamten Jahres liegt bei weniger als 1 % und ist nicht signifikant.

- Einige EE-Anlagen haben aufgrund ihres Standorts eine besonders hohe Wirkung zur Beseitigung von Leitungsüberlastungen im Übertragungsnetz (sogenannte horizontale Engpässe). Auch wenn die Standorte der heutigen KWK-Anlagen in Summe eine im Vergleich geringere Wirkung auf heutige Engpässe aufweisen, sollten Veränderungen an den Regelungen zum Einspeisevorrang bei EE- und KWK-Anlagen grundsätzlich in gleicher Weise erfolgen. Denn einerseits stellen die Vorschläge zur Relativierung des Einspeisevorrangs sicher, dass Anlagen nur dann abgeregelt werden, wenn sie eine besonders hohe Wirksamkeit zur Engpassentlastung aufweisen. Andererseits kann sich die Wirkung einzelner Erzeugungsanlagen auf Engpässe grundsätzlich infolge des Netzausbaus, einer stärkeren, europarechtlich vorgesehenen, Ausnutzung der Interkonnektoren sowie des Zubaus bzw. der Stilllegung von Kraftwerken (sowohl konventionelle als auch EE-Anlagen) ändern.
- Die Wirkung des Einsatzes der EE- und KWK-Anlagen zur Beseitigung von Überlastungen auf den Transformatoren zwischen Übertragungs- und Verteilernetz (sogenannte vertikale Engpässe) und Leitungen in den Verteilernetzen ist nicht Schwerpunkt der Untersuchung. Vertikale Engpässe können derzeit fast ausschließlich durch die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen beseitigt werden. Diese Maßnahmen können bei vertikalen Engpässen somit weitestgehend durch Leistungsanpassungen bei konventionellen Kraftwerken im Übertragungsnetz nicht ersetzt werden.
- Die relativierten Einsätze können die Prozesse zur Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen des Netzengpassmanagements vereinfachen, da Unsicherheiten und somit mögliche Risiken bei der Systemführung reduziert werden.
- Die gezielte Einbeziehung der EE- und KWK-Anlagen in den Prozess des Netzengpassmanagements erfordert Anpassungen der rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen. Das aktuell geltende Europarecht gestattet eine Relativierung des Einspeisevorrangs grundsätzlich nur aus Gründen der Netzsicherheit. Vor diesem Hintergrund muss eine rechtlich normierte Relativierung des Einspeisevorrangs mit Kriterien der Netzsicherheit begründbar sein. Von einer zu weitgehenden Relativierung oder gar vollständigen Aufhebung des Einspeisevorrangs ist hingegen auch aus europarechtlichen Gründen abzuraten.
- Von der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagementmaßnahmen) sind aktuell bereits erhebliche Mengen und Leistungen betroffen. Der bestehende Rechtsrahmen – insbesondere bei der Abwicklung und beim Ausgleich dieser Maßnahmen – ist allerdings vielmehr auf Notfall- und Ausnahmesituationen ausgelegt. Die bestehende Praxis zum energetischen, finanziellen und bilanziellen Ausgleich des abgeregelt EE- und KWK-Stroms hat signifikante Ineffizienzen.
- Ein Problemfeld des aktuellen Modells liegt in der unzureichenden Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren. Dies betrifft sowohl die Kommunikation zwischen den Vermarktern von EE- und KWK-Anlagen und den Netzbetreibern als auch die Kommunikation unter den Netzbetreibern. In der Konsequenz ist Abregelung von EE- und KWK-Anlagen nicht aufeinander abgestimmt. Gleichzeitig kann die fehlende Kommunikation die Planungsprozesse der betroffenen Akteure jeweils deutlich erschweren.
- Die fehlende Planbarkeit der EE- und KWK-Abregelung führt zu relevanten finanziellen Risiken und Kosten für die Vermarkter dieser Anlagen. Konkret tragen die Vermarkter – unabhängig von einem möglichen gesetzlich verankerten Entschädigungsanspruch – die Verantwortung und die Aufwendungen für den energetischen und bilanziellen Ausgleich des abgeregelt Stroms. Ohne verlässliche Planungsinformationen zur Abregelung sind Vermarkter kaum in der Lage, geeignete und effiziente Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

Durch diese Diskrepanz sind neben den finanziellen Auswirkungen auf Seiten der Vermarkter auch negative Auswirkungen auf die Systemsicherheit bis hin zu einer Gefährdung derselben denkbar.

- Vermarkter können für den Ausgleich der abgeregelten EE- bzw. KWK-Einspeisung ausschließlich auf den Markt oder ihr eigenes Portfolio zugreifen. Sie können keine gezielten Leistungsanpassungen von Kraftwerken unter Berücksichtigung der Netzengpasssituation vornehmen, wodurch signifikante physikalische Ineffizienzen bestehen. Im schlimmsten Fall wirkt die zum Ausgleich gewählte Maßnahme engpassverstärkend.

Thesen, Handlungsbedarf und Empfehlungen

- Eine gezielte Relativierung der nachrangigen Anforderung der EE- und KWK-Anlagen erscheint in bestimmten Situationen und in einem begrenzten Umfang technisch und ökonomisch sinnvoll. Dabei sollte der geltende Einspeisevorrang der EE- und KWK-Anlagen gegenüber konventionellen Kraftwerken nicht generell aufgegeben werden, sondern gezielt und moderat weiterentwickelt und relativiert werden. Dies erfordert ebenfalls eine Relativierung der nachrangigen Anforderung der Netzreserve. Bei Netzreserve wäre darüber hinaus abzuwägen, ob diese als zu inländischen Kraftwerken gleichwertige Maßnahme eingesetzt werden soll.
- Der zukünftige Mechanismus der Netzengpassbehebung sollte nach möglichst einheitlichen Prinzipien und Prozessen für alle Netzebenen erfolgen.
- Es ist eine klar und transparent definierte Regel in das Netzengpassmanagement aufzunehmen, wann die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen gerechtfertigt ist. Eine mögliche Realisierung besteht in der Vorgabe eines Faktors. Eine Einbeziehung von EE, KWK oder Netzreserve erfolgt nur dann, wenn durch sie überproportional der Umfang an Maßnahmen mit konventionellen Kraftwerken vermieden werden kann. Die praktische Umsetzung kann durch die Festlegung eines fiktiven Preises für den Einsatz dieser drei Technologien erfolgen, der von den Netzbetreibern bei der Bestimmung der optimalen Maßnahmen zur Behebung der Leitungsüberlastungen anzuwenden ist. Die genaue Festlegung eines solchen fiktiven Einsatzpreises sollte zudem die Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen und den Umfang der erforderlichen Abregelungen der EE- und KWK-Anlagen berücksichtigen, um einen Ausgleich zwischen den unterschiedlichen Zielsetzungen im Hinblick auf Kosten, Systemsicherheit und Umwelt zu schaffen. Weiterhin sollten bei der Auswahl von Abregelungsmaßnahmen ohnehin notwendige EE- und KWK-Abregelungen auf Basis vertikaler Engpässe, die weitestgehend unvermeidbar sind, berücksichtigt werden, um deren Wirkung bei der Behebung von Leitungsüberlastungen im Übertragungsnetz zu berücksichtigen und Synergieeffekte zu erschließen.
- Die Festlegung des fiktiven Einsatzpreises sollte den betroffenen Akteuren in einem transparenten Prozess nachvollziehbar begründet werden. Die Umsetzung und Einhaltung des Faktors in der Praxis sollte in angemessener Weise transparent und für die relevanten Akteure nachvollziehbar erfolgen. Die entsprechende Aufsichtsfunktion könnte durch die Bundesnetzagentur wahrgenommen werden.
- Die Auswahl der EE- und KWK-Anlagen, die unter Relativierung der nachrangigen Abregelung geregelt werden dürfen, muss – auch mit Blick auf die konventionellen Kraftwerke und die nicht einbezogenen Anlagen – sachlich begründet und diskriminierungsfrei sein. Mögliche Kriterien sind etwa die Leistung der Anlagen oder die Netzanschlussebene, wobei die Festlegung einer Leistungsgröße wohl grundsätzlich naheliegender erscheint. Denkbar wäre, alle Anlagen einzubeziehen, die fernsteuerbar sind. Unabhängig von dem gegebenenfalls gewählten Unterscheidungskriterium sollte dieses einheitlich für EE-/KWK-Anlagen und sonstige Erzeugungsanlagen ausgestaltet werden (also beispielsweise einheitliche Mindest-Nettonennleistung oder Netzanschlussebene).
- Für die rechtssichere gezielte Relativierung der nachrangigen Anforderung der EE- und KWK-Anlagen aus Gründen der Netzsicherheit ist eine Änderung des Rechtsrahmens sowohl im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als auch im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erforderlich. Dabei ist zu beachten, dass bei einer Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in Redispatch-Maßnahmen die derzeit bestehenden Regelungen zu den als Notfallmaßnahmen ergriffenen Abregelung von EE- und KWK-Anlagen – unbeachtet der unten aufgeführten Vorschläge zur Abwicklung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs – bestehen

bleiben sollten. Solche Maßnahmen können auch bei einer gezielten Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen zur Gewährleistung der Netzsicherheit zwar voraussichtlich deutlich reduziert, aber nicht vollständig vermieden werden.

- Für die angestrebte Neuregelung der drei genannten Anlagenarten sollte geprüft werden, wie eine grundsätzliche Relativierung im Einklang mit europarechtlichen Vorgaben steht. Dabei sind derzeit ebenfalls diskutierten Änderungen der bestehenden europäischen Regelungen zur nachrangigen EE- und KWK-Abregelung beziehungsweise Aktivierung der Netzreserve zu berücksichtigen.
- VNB sollten in die Lage versetzt werden, verlässliche Prognosen der Engpässe und EE-Einspeisung zu erstellen. Hierfür ist ein gegenüber heute zusätzlicher Datenaustausch in einem geeigneten Planungsprozess mit ÜNB und Vermarktern von EE- und KWK-Anlagen – unter Berücksichtigung europarechtlicher Vorgaben wie der System Operation Guideline – erforderlich. Dabei ist eine konsequente Fortsetzung der bestehenden Unabhängigkeit der unterschiedlichen Geschäftsfelder der Unternehmen zu beachten.
- Die empfohlenen Neuregelungen zur Netzengpassbehebung sollten so ausgestaltet werden, dass die Einbindung zukünftiger Flexibilitätsoptionen (beispielsweise steuerbare Lasten im Verteilnetz wie Elektromobilität) möglich ist, ohne dass weitere umfangreiche Anpassungen erforderlich werden.
- Es wird empfohlen, den Ausgleich von Maßnahmen der Netzengpassbehebung aller Netzbetreiber im Hinblick auf die Einhaltung der Leistungsbilanz (energetischer Ausgleich) und die finanziellen Konsequenzen (bilanzieller Ausgleich) neu zu regeln beziehungsweise gesetzlich klarzustellen. Der Status quo stellt hier derzeit im Hinblick auf Effizienz, Transparenz und Risikoverteilung keine optimale Lösung dar. Dabei ist aus Sicht der Gutachter zunächst eine möglichst weitgehende Nutzung von Planungsdaten bei Abregelungen von EE- und KWK-Anlagen anzustreben, da dies die Grundlage für einen effizienten energetischen und bilanziellen Ausgleich darstellt.
- Die Verantwortung für den energetischen und bilanziellen Ausgleich bei Abregelung von EE- und KWK-Strom sollte vom Vermarkter auf die Netzbetreiber übergehen. Diese verfügen in der Regel über die beste Informationslage zur aktuellen Netzbelastungssituation und können die effizientesten Maßnahmen zur Beseitigung von Netzüberlastungen ergreifen. Dazu wäre eine Anpassung rechtlicher Regelungen in EnWG und EEG sinnvoll. Die wesentlichen Vorgaben zum energetisch-bilanziellen Ausgleich sollten im Gesetz geregelt werden. Für Ausgestaltungsdetails wäre eine behördliche Regelung durch die Bundesnetzagentur denkbar. Bei Ausgestaltung des energetisch-bilanziellen Ausgleichs durch die Netzbetreiber muss sichergestellt werden, dass die damit verbundenen Kostenrisiken sachgerecht und rechtssicher auf die betroffenen Akteure aufgeteilt werden.
- Im Hinblick auf die Akzeptanz und Nachvollziehbarkeit von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung könnte eine Ausweitung der bestehenden gesetzlichen Informationspflichten der Netzbetreiber sinnvoll sein. Diese könnte darin bestehen, dass künftig alle Maßnahmen zur Beseitigung von Netzüberlastungen (inklusive Abregelungsmaßnahmen) in einheitlicher Form zu veröffentlichen sind.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund und Aufgabenstellung	1
1.2	Aufbau des Dokuments	2
2	Rechtlicher Rahmen zum Einspeisevorrang und Systemstabilitätsmaßnahmen	3
2.1	Unionsrechtlicher Rahmen	3
2.1.1	Inhalt von § 16 Abs. 2 EE-RL	3
2.1.2	Auslegung und Bewertung des Einspeisevorrangs in Artikel 16 Abs. 2 EE-RL	3
2.1.3	Ausblick neue EE-RL und StromhandelsVO	4
2.1.4	Einspeisevorrang von KWK-Strom	5
2.1.5	Verhältnis des Einspeisevorrangs zwischen Strom aus hocheffizienten KWK- und EE-Anlagen	6
2.1.6	Zwischenergebnis	6
2.2	Nationales Recht	6
2.2.1	Grundlegende Systematik § 13 EnWG	6
2.2.2	Redispatch gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2, § 13a EnWG	9
2.2.3	Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG	14
2.2.4	Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG 2017	14
2.2.5	Ergebnis	21
3	Vorschlag zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen	23
3.1	Ziel des Arbeitspaketes	23
3.2	Modellierungsansatz	24
3.3	Methodik	25
3.4	Verwendete Datenbasis und Betrachtungszeitraum	28
3.5	Bewertungskriterien	29
3.6	Analyse des Redispatch-Potenzials von KWK- und EE-Anlagen	34
3.6.1	EE-Anlagen	35
3.6.2	KWK-Anlagen	37
3.6.3	Anwendung der ermittelten Potenziale in den Simulationsrechnungen	40
3.7	Simulationsergebnisse	40
3.7.1	Basisszenario	41
3.7.2	Einbeziehung EE-Anlagen	45
3.7.3	Einbeziehung EE- und Netzreserveanlagen	51
3.7.4	Einbeziehung KWK-Anlagen	57
3.7.5	Einbeziehung EE- und KWK-Anlagen	62
3.7.6	Einbeziehung EE- und KWK- sowie Netzreserveanlagen	65
3.7.7	Flexibilisierung KWK-Anlagen mittels P2H-Anlagen	68
3.8	Folgenabschätzung: Ausblick auf zukünftige Entwicklung	75
3.9	Erkenntnisse und Ableiten einer Handlungsempfehlung	76

3.9.1	Wesentliche Erkenntnisse	76
3.9.2	Handlungsempfehlung	77
3.9.3	Rechtlich-regulatorische Bewertung	84
4	Rechtlich-regulatorischer Rahmen zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen	85
4.1	Allgemeine rechtliche Erwägungen	85
4.1.1	Abregelungen aufgrund Gesetzes oder Vertrages?	85
4.1.2	Ausgestaltung der Kriterien zur Relativierung des Einspeisevorrangs	86
4.1.3	Regelungsebene	89
4.1.4	Bestandsschutz	89
4.2	Modelle zur rechtlichen Umsetzung	90
4.2.1	Modell 1: Anpassung der Regeln zum Redispatch im EnWG	91
4.2.2	Modell 2: Anpassung aktueller Regelungen allein im Rahmen des Einspeisemanagements	92
4.2.3	Modell 3: Gleichrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen in Redispatch, ansonsten weiterhin Abregelung EE- und KWK-Anlagen nach Einspeisemanagement-Vorgaben	93
4.2.4	Modell 4: Verschmelzung der Regeln zu Redispatch und EinsMan	95
4.2.5	Gesamtbewertung	97
4.3	Weiterer Anpassungsbedarf der rechtlichen Regeln des Engpassmanagements	97
4.3.1	Bedeutung des § 13 Abs. 6a EnWG	97
4.3.2	Abschaltreihenfolge innerhalb EE und KWK	98
4.3.3	Entschädigungsregelung	98
4.3.4	Maßnahmen durch Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber	98
5	Möglichkeiten der Verteilernetzbetreiber zur Ergreifung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung	100
5.1	Relevanz von Engpässen in deutschen Verteilernetzen	100
5.2	Charakterisierung von Engpässen unter Einbeziehung von Anlagen im Verteilernetz	102
5.3	Charakterisierung von Maßnahmen mit Einbeziehung von Anlagen im Verteilernetz	105
5.4	Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber	110
5.5	Spezifische Herausforderungen bei der Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen für Bilanzkreisverantwortliche	113
5.6	Spezifische Herausforderungen bei der Erstellung regionaler Einspeiseprognosen für zukünftige Instrumente der Verteilernetzbetreiber zur Netzengpassbehebung	115
5.7	Zwischenfazit	119
6	Energetischer und bilanzieller Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen	122
6.1	Ziel des Arbeitspaketes	122
6.2	Aktuelles Modell und bestehende Problemfelder	123
6.2.1	Kostenrisiko für BKV	123
6.2.2	Istwert-basierter Prozess und eingeschränkte Reaktionsmöglichkeiten	123
6.2.3	Form des Ausgleichs durch Bilanzkreisverantwortliche	124
6.2.4	Unkoordinierter Ausgleich durch Übertragungsnetzbetreiber	125
6.2.5	Fazit	126
6.3	Modellvorschlag zum energetischen, finanziellen und bilanziellen Ausgleich	128

6.3.1	Mögliche Modellausprägungen	128
6.3.2	Leitlinien für ein Modell zum zukünftigen energetischen Ausgleich	130
6.3.3	Vorgeschlagenes Modell	131
6.4	Rechtlich-regulatorische Bewertung	133
6.4.1	Rechtsunsicherheit nach bestehender Rechtslage	133
6.4.2	Eckpunkte einer zu schaffenden Regelung	134
7	Erweiterung Betriebsplanungsprozesse	138
7.1	Übertragungsnetzbetreiber	138
7.1.1	Neue oder erweiterte Betriebsplanungsprozesse	138
7.1.2	Daten- und Informationsbedarf	139
7.2	Verteilernetzbetreiber	139
7.2.1	Neue oder erweiterte Betriebsplanungsprozesse	139
7.2.2	Daten- und Informationsbedarf	140
7.3	Bilanzkreisverantwortlicher / Anlagenbetreiber	140
7.3.1	Neue oder erweiterte Betriebsplanungsprozesse	140
7.3.2	Daten- und Informationsbedarf	141
7.4	Rechtlich-regulatorische Bewertung	142
7.4.1	Datenaustausch zwischen Akteuren	142
7.4.2	Notwendige Prognosen	142

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Umsetzung der Energiewende hat signifikante Auswirkungen auf den Transportbedarf im Übertragungsnetz. Ein Indiz für einen Wandel ist, dass sowohl Anzahl als auch Volumen der erforderlichen Maßnahmen zum Einspeisemanagement und zum Redispatch in den vergangenen Jahren massiv zugenommen haben. Im Jahr 2016 haben die Netzbetreiber 3,7 TWh Einspeisemanagementmaßnahmen ergriffen und 6,2 TWh sonstige Redispatch-Maßnahmen angefordert³. Hinzu kommen 1,2 TWh Stromerzeugung aus der Netzreserve. Die Aufwendungen der Netzbetreiber für diese Maßnahmen lagen im Jahr 2015 in der Größenordnung von 1 Mrd. EUR.

Um die Netzengpässe nachhaltig zu beseitigen, soll das Netz ausgebaut werden. Die Umsetzung der erforderlichen Netzausbauprojekte ist aber aktuell vielfach verzögert, so dass für die Zukunft ein weiterer Anstieg der Redispatch-Eingriffe und der damit verbundenen Redispatch-Kosten abzusehen ist. Dies lässt die Schlussfolgerung zu, dass das Übertragungsnetz derzeit und zumindest in der absehbaren Zukunft nicht für die an es gestellte Transportaufgabe ausgelegt ist.

Eine Verbesserung dieser Situation ist nicht nur bedeutsam für die effektive Nutzung der geförderten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) und die ökonomisch effiziente Deckung der Stromnachfrage. Sie ist auch entscheidend für die Aufrechterhaltung eines verlässlichen, sicheren Betriebs der Verbundsysteme in Deutschland und Europa. Dazu bedarf es Maßnahmen auf technischer, organisatorischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Ebene.

Das Vorhaben soll die erforderlichen Anpassungen auf den verschiedenen benannten Ebenen herausarbeiten. Dabei steht die Entwicklung von Maßnahmen zur Optimierung des operativen Stromnetzbetriebs im Fokus. Hierzu wird mittels historischer Netzbelastungssituationen untersucht, ob EE- und KWK-Anlagen einerseits sowie in der Netzreserve befindliche Kraftwerke andererseits einen stärkeren Beitrag bei der Netzengpassbehebung liefern können. Auf Basis dieser simulationsgestützten Untersuchung werden konkrete Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des bestehenden Engpassmanagements abgeleitet. Dabei wird ebenfalls untersucht, ob diese Handlungsempfehlung mit dem aktuellen rechtlich-regulatorischem Rahmen konform sind oder ggf. Erweiterungsbedarf besteht. Des Weiteren werden die Möglichkeiten der Verteilnetzbetreiber zur Ergreifung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung diskutiert. Ein weiterer Aufgabenschwerpunkt liegt in der vertieften Analyse des heutigen Modells zum bilanziellen und energetischen Ausgleich bei Einspeisemanagementmaßnahmen. Ausgehend von der Identifizierung bestehender Problemfelder wird ein Modellvorschlag erarbeitet, wie zukünftig der bilanzielle und energetische Ausgleich ausgestaltet sein könnte.

³ Bundesnetzagentur (2017): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016.

1.2 Aufbau des Dokuments

Neben diesem ersten Kapitel ist der vorliegende Bericht in weitere sechs Kapitel untergliedert:

Kapitel 2 gibt einen einleitenden Überblick über den bestehenden europaweiten und nationalen Rechtsrahmen zum Einspeisevorrang und zu Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität (federführende Ausgestaltung durch BBH).

In Kapitel 3 wird ein Vorschlag zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen erarbeitet und diskutiert. Dies umfasst zunächst die Beschreibung der Herangehensweise sowie der Berechnungs- und Bewertungsmethodik. Darüber hinaus werden die quantitativen Analysen detailliert vorgestellt und die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen diskutiert, die auch aus rechtlich-regulatorischer Sicht bewertet werden. Die federführende Ausgestaltung dieses Kapitels erfolgt durch Consentec, ergänzt durch eine rechtlich-regulatorische Bewertung seitens BBH.

Anschließend erfolgt in Kapitel 4 die Diskussion des rechtlich-regulatorischen Rahmens zur Umsetzung des zuvor diskutierten Vorschlags zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen. Dabei werden neben allgemeinen juristischen Erwägungen unterschiedliche Modelle zur rechtlichen Umsetzung vorgestellt und der dazu erforderliche Handlungsbedarf zur Anpassung bestehender rechtlicher Regelungen analysiert. Dieses Kapitel wurde durch BBH ausgestaltet.

In Kapitel 5 werden unterschiedliche Aspekte hinsichtlich möglicher Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen seitens der Verteilernetzbetreiber diskutiert. Dabei werden im Wesentlichen eine Bestandsaufnahme der Relevanz von Netzengpässen im Verteilernetz durchgeführt und die Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber (VNB) unter Einbeziehung von Erzeugungsanlagen im Verteilernetz adressiert. Dieses Kapitel hat federführend Ecofys bearbeitet.

Im Kapitel 6 beschreibt Consentec zunächst das aktuelle Modell zum energetisch-bilanziellen Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen und hebt dabei die aktuell bestehenden Problemfelder hervor. Anschließend entwickelt Consentec einen Vorschlag für ein zukünftiges Modell zum energetischen und bilanziellen Ausgleich, während BBH dieses Modell aus rechtlich-regulatorischer Sicht bewertet.

Die aus den entwickelten Vorschlägen und Modellen resultierenden Auswirkungen auf die Betriebsplanungsprozesse der involvierten Akteure diskutiert Consentec in Kapitel 7. BBH analysiert die juristischen Aspekte.

2 Rechtlicher Rahmen zum Einspeisevorrang und Systemstabilitätsmaßnahmen

2.1 Unionsrechtlicher Rahmen

Das Unionsrecht sieht in Artikel 16 Abs. 2 (EE-Richtlinie, EE-RL) eine ausführliche Regelung zum Vorrang EE vor und enthält entsprechende Pflichten der Mitgliedstaaten zur Umsetzung.

2.1.1 Inhalt von § 16 Abs. 2 EE-RL

Art. 16 Abs. 2 EE-RL enthält unter dem Buchstaben b) und c) zwei unterschiedliche Regelungen bzw. Ausprägungen des Einspeisevorrangs. Gemäß § 16 Abs. 2b EE-RL müssen Mitgliedsstaaten entweder einen vorrangigen oder einen garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energien vorsehen. Die Regelung des Netzzugangs dürfte auch das Recht beinhalten, das Netz umfassend zur Übertragung von elektrischer Energie zu nutzen.

Artikel 16 Abs. 2c EE-RL enthält konkretere Vorgaben im Hinblick auf die Umsetzung des Einspeisevorrangs. Danach haben zum Ersten Mitgliedsstaaten sicherzustellen, dass Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beim Abruf von Erzeugungsanlagen EE-Erzeugungsanlagen Vorrang gewähren, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt. Zum Zweiten müssen Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien möglichst gering zu halten. Schließlich müssen Meldepflichten der Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde bestehen, wenn umfassende Maßnahmen zur Beschränkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ergriffen werden, um die Sicherheit des nationalen Elektrizitätssystems und die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Regelungen in Artikel 16 Abs. 2 Nr. b. und c. EE-RL stehen beide jeweils unter dem Vorbehalt, dass die zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen auf Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien, die von den zuständigen nationalen Behörden festgelegt werden, eingehalten werden.

2.1.2 Auslegung und Bewertung des Einspeisevorrangs in Artikel 16 Abs. 2 EE-RL

Der in Art. 16 Abs. 2b EE-RL geregelte vorrangige Netzzugang dürfte so zu verstehen sein, dass mit dem Netzzugang auch das Recht auf Nutzung des Netzes zur Einspeisung und Übertragung des Stroms umfasst ist. Die Vorschrift wird daher auch so verstanden, dass der Vorrang bei Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen und von den Mitgliedsstaaten umzusetzen ist.

Fraglich ist allerdings, wie der Vorrang in technischer Weise zu verstehen ist. Bei einer engen Auslegung könnte man etwa davon ausgehen, dass ein Vorrang nur bei gleicher Sensitivität von EE-Anlagen und sonstigen Anlagen

auf Netzengpässe besteht. Andersherum könnte der Vorrang auch ganz weit dahingehend interpretiert werden, dass er absolut gilt und die Einspeisung erneuerbarer Energien in jedem Fall gewährleistet sein muss, auch wenn dadurch erhebliche sonstige Kapazitäten abgeregelt werden müssen. Dazwischen sind Auslegungen möglich, wonach zumindest bei stark unterschiedlichen Sensitivitäten der Vorrang nicht zu berücksichtigen ist, weil ein Vorrang immer nur dann bestehen kann, wenn eine Auswahl zwischen technisch gleichrangigen Anlagen zur Abregelung besteht.

Aus dem Wortlaut des Artikel 16 Abs. 2 EE-RL – auch in Zusammenschau mit den Erwägungsgründen – wird deutlich, dass eine Beschränkung des Vorrangs erneuerbarer Energien grundsätzlich nur dann zulässig ist, wenn dies zur Wahrung der Netzsicherheit erforderlich ist. Hierfür werden allerdings verschiedene Begriffe verwendet („Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes“, „soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt“, „um die Sicherheit des nationalen Elektrizitätssystems und die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten“). Eine volkswirtschaftliche Betrachtung, wonach eine vorrangige Abregelung erneuerbarer Energien aus volkswirtschaftlichen Gründen zulässig sein soll, sieht die Richtlinie nicht vor. Dies könnte zwar allein damit zusammenhängen, dass nach der EE-RL keine Entschädigungspflicht für die Abregelung von erneuerbaren Energien besteht. Es bleibt jedoch der Befund, dass eine Relativierung des Vorrangs erneuerbarer Energien **allein aus volkswirtschaftlichen Gründen** nach der EE-RL wohl **nicht zulässig** ist.

Um Inhalt und Umfang möglicher Relativierungen des Einspeisevorrangs zu ermitteln, ist auszulegen, was unter der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes i. S. d. EE-RL zu verstehen ist. Die Erwägungsgründe der Richtlinie geben hierzu keinen Aufschluss. Es wird lediglich darauf hingewiesen, dass die Gründe hinsichtlich der Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes je nach den Merkmalen des nationalen Netzes und seines sicheren Betriebes unterschiedlich sein können.

Betrachtet man den Begriff des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs aus technischer Perspektive, erscheinen verschiedene Sichtweisen möglich. Vertritt man eine weite Sichtweise, wären Abregelungen von erneuerbaren Energien in keinem Fall zulässig, wenn irgendwo im Netzbereich noch eine Abregelung konventioneller Anlagen möglich ist, soweit dadurch der Netzbetrieb insgesamt nicht beeinträchtigt wird. Bei einer engeren Sichtweise könnte man bei Abregelungen von sonstigen Erzeugungsanlagen in großer Entfernung zum Netzengpass eine stärkere Betroffenheit der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit annehmen, als wenn in der Nähe des betroffenen Netzbereichs eine Anlage abgeregelt wird. Denn durch die Abregelung der Anlage werden größere Netzbereiche betroffen, und es müssen größere Kapazitäten abgeregelt werden, so dass insgesamt höhere Risiken für den Netzbetrieb insgesamt entstehen können.

2.1.3 Ausblick neue EE-RL und StromhandelsVO

In dem aktuell vorliegenden Vorschlag der EU-Kommission zur Novellierung der EE-RL sind die gesamten Regelungen zum Einspeisevorrang für erneuerbare Energien in Artikel 16 vollständig gestrichen. Ein Vorrang erneuerbarer Energien ist daher aus europarechtlicher Ebene nicht mehr vorgesehen. Sollte dieser Vorschlag tatsächlich umgesetzt werden, wäre der deutsche Gesetzgeber jedenfalls nach den Vorgaben der EE-RL grundsätzlich frei, Regelungen zur Beschränkung des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien im nationalen Recht vorzusehen. Allerdings sind in dem Entwurf für eine novellierte Stromhandelsverordnung (Verordnung über einen Elektrizitätsbinnenmarkt)

in Art. 11 und 12 ausführliche Regelungen zur Rolle der erneuerbaren Energien und KWK im Redispatch vorgesehen, die den Vorrang erneuerbarer Energien und KWK mit gewissen Einschränkungen aufrechterhalten. Allerdings sind im Vergleich zur aktuellen Rechtslage auf europäischer Ebene deutlich weitreichendere Relativierungen des Einspeisevorrangs möglich, u.a. teilweise auch aus wirtschaftlichen Gründen.

Da die europarechtlichen Vorgaben gegenwärtig im Verhandlungsprozess sind (wobei der Verlauf des Verhandlungsprozesses gegenwärtig noch nicht sicher absehbar ist), ist nicht im Einzelnen vorhersehbar, welche europarechtlichen Vorgaben zukünftig gelten werden. Einerseits spricht nach dem gegenwärtigen Stand einiges dafür, dass die aktuellen Regelungen der EE-RL 2009 jedenfalls abgeschwächt werden. Andererseits ist angesichts der geäußerten Kritik nicht sicher absehbar, in welchem Umfang der Einspeisevorrang auf europäischer Ebene tatsächlich abgeschwächt wird. Aufgrund der nicht vorhersehbaren rechtlichen Entwicklungen sollte nach Abschluss der Verhandlungen erneut detailliert geprüft werden, welchen Handlungsspielraum das Europarecht zulässt.

2.1.4 Einspeisevorrang von KWK-Strom

Die europarechtlichen Vorgaben für den Zugang von Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen⁴ sind in Art. 15 Abs. 5 Unterabsatz 1 der Richtlinie 2012/27/EU (Energieeffizienz-Richtlinie 2012, EnEff-RL) geregelt. Im Wesentlichen entsprechen sie den Regelungen für EE-Anlagen aus Art. 16 Abs. 2 der EE-RL. Nach Art. 15 Abs. 5 Unterabsatz 1 EnEff-RL müssen die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass für Strom aus hocheffizienter KWK die Übertragung und Verteilung durch die ÜNB und VNB garantiert wird. Auch ist für Strom aus hocheffizienter KWK ein vorrangiger oder garantierter Zugang zum Netz zu gewähren. Im Gegensatz zum deutschen Recht, wo der Einspeisevorrang für KWK-Anlagen wohl für den gesamten Strom aus KWK gewährt wird (vgl. § 14 Abs. Nr. 2 EEG),⁵ wird der Einspeisevorrang im Europarecht nur für hocheffiziente KWK-Anlagen gewährt.

Wie auch der Einspeisevorrang von EE-Anlagen unterliegt auch der europarechtliche Einspeisevorrang hinsichtlich hocheffizienter KWK-Anlagen dem Vorbehalt der zur Wahrung der **Netzverlässlichkeit** und **Netzsicherheit** zu erfüllenden Anforderungen, die auf von den zuständigen nationalen Behörden festgelegten transparenten und nicht-diskriminierenden Kriterien beruhen müssen. Die im Zusammenhang mit den europarechtlichen Vorgaben hinsichtlich des Einspeisevorrangs für EE-Anlagen getätigte Schlussfolgerung, wonach eine Relativierung grundsätzlich **nur aus netztechnischen Gründen** zulässig ist, kann insoweit auf hocheffiziente **KWK-Anlagen übertragen** werden.

Ferner sieht Art. 15 Abs. 5 Unterabsatz 1 EnEff-RL vor, dass Art. 15 der Richtlinie 2009/72/EG (Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009) sowie die Erforderlichkeit, die Kontinuität der Wärmeversorgung sicherzustellen, zu berücksichtigen sind. Hinsichtlich des Einspeisevorrangs hocheffizienter KWK-Anlagen ergeben sich hieraus jedoch keine weitergehenden Vorgaben.

⁴ Nach Artikel 2 Nr. 34 Richtlinie 2012/27/EU handelt es sich bei „hocheffizienter KWK“ um solche Anlagen, die den in Anhang II zur Richtlinie festgelegten Kriterien entsprechen.

⁵ Siehe dazu unten 2.2.3.

2.1.5 Verhältnis des Einspeisevorrangs zwischen Strom aus hocheffizienten KWK- und EE-Anlagen

Zwischen Energien aus erneuerbaren Quellen und aus hocheffizienter KWK, für die beide ein Einspeisevorrang gilt (Art. 16 Abs. 2 EE-RL für EE; Art. 15 Abs. 5 EnEff-RL für hocheffiziente KWK), ist europarechtlich keine zwingende Rangfolge vorgesehen.

Dies dürfte sich bereits aus der einleitenden Formulierung „Unbeschadet des Artikels 16 Absatz 2 der Richtlinie 2009/28/EG“ in Art. 15 Abs. 5 Unterabsatz 1 EnEff-RL ergeben. Bestätigt wird dies aber vor allem durch Art. 15 Abs. 5 Unterabsatz 2 EnEff-RL. Sofern die Mitgliedsstaaten (keinen garantierten, sondern nur) einen vorrangigen Zugang in Bezug auf hocheffiziente KWK gewähren, können sie Rangfolgen sowohl zwischen den einzelnen Arten von Energie aus erneuerbaren Quellen und hocheffizienter KWK als auch innerhalb dieser Energiearten aufstellen. Einzig verpflichtet Art. 15 Abs. 5 Unterabsatz 2 EnEff-RL die Mitgliedsstaaten dazu, „unter allen Umständen dafür [zu sorgen], dass der vorrangige Zugang oder die vorrangige Inanspruchnahme für Energie aus variablen erneuerbaren Energiequellen nicht behindert wird.“

2.1.6 Zwischenergebnis

Insgesamt sollte nach den aktuellen rechtlichen Vorgaben eine rechtlich normierte moderate Relativierung des Einspeisevorrangs mit Kriterien der Netzsicherheit begründbar sein. Von einer zu weitgehenden Relativierung oder gar vollständigen Aufhebung des Einspeisevorrangs ist hingegen aus europarechtlichen Gründen dringend abzuraten. Ob sich durch die Novellierung von EE-RL und Stromhandels-VO etwas anderes ergibt, bleibt abzuwarten. Allerdings spricht auch hier einiges dafür, dass es zukünftig gewisse Restriktionen bei der Beschränkung des Einspeisevorrangs geben wird, wobei eine Relativierung aufgrund von Kriterien der Netzsicherheit zulässig bleiben sollte.

2.2 Nationales Recht

2.2.1 Grundlegende Systematik § 13 EnWG

§ 13 EnWG enthält das Instrumentarium, das den ÜNB (und gem. § 14 Abs. 1 EnWG den VNB, soweit sie die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz tragen) zur Verfügung steht, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrer Regelzone bei einer Gefährdung oder Störung derselben zu gewährleisten. Die dort allgemein vorgesehenen Maßnahmen werden teilweise in den §§ 13a ff. EnWG sowie spezielleren Gesetzen (EEG) und Verordnungen (NetzResV oder AblAV) näher ausgestaltet; die grundsätzliche Maßnahmenhierarchie ergibt sich gleichwohl im Wesentlichen aus § 13 EnWG und soll nachfolgend als Grundlage der weiteren Bewertung dargestellt werden.

§ 13 Abs. 1 unterscheidet im Wesentlichen netzbezogene von marktbezogenen Maßnahmen, während § 13 Abs. 2 EnWG die zwangsweise Anpassung von Stromeinspeisungen, -transiten und -abnahmen zulässt – bzw. Netzbetreiber bei Erfüllung der Voraussetzungen zur Vornahme dieser Maßnahmen verpflichtet, um die Systemstabilität sicherzustellen. Während (nur) der Wortlaut des § 13 Abs. 2 EnWG ausdrücklich einen Vorrang der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG vorsieht, ergibt sich aus Sinn und Zweck der Regelung, aus der Gesetzesbegründung sowie der

Systematik, dass auch eine Rangfolge zwischen den nach § 13 Abs. 1 EnWG zulässigen Maßnahmen untereinander und ebenso zwischen den nach § 13 Abs. 2 EnWG zulässigen Maßnahmen zu beachten ist.

Das ergibt sich nicht zuletzt daraus, dass Netzbetreiber bei der Wahl der für die Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems verpflichtet sind, den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit zu wahren. D. h. sie müssen grundsätzlich die geeignete und erforderliche Maßnahme mit der geringsten Eingriffsintensität für die betroffenen Personen und Unternehmen wählen. Im Einzelnen wären dies:

2.2.1.1 Netzbezogene Maßnahmen, § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG

Netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG umfassen Maßnahmen, die der Netzbetreiber selbst – gegebenenfalls in Abstimmung mit anderen Netzbetreibern – vornehmen kann und die den Netzbetrieb betreffen. Sie haben die für Dritte geringste Eingriffsintensität, da sie keine unmittelbar spürbaren Auswirkungen auf Strombezugs- oder Stromeinspeisemöglichkeiten der Netzkunden haben⁶.

Gemäß dem (größtenteils noch⁷) geltenden TransmissionCode 2007 fallen hierunter beispielhaft die Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder oder die Vornahme von „*Topologiemassnahmen*“. Gemeint sind damit Schalthandlungen im Netzgebiet, die eine bessere Auslastung der Betriebsmittel im Netz ermöglichen. Diese Maßnahmen sind vorrangig durchzuführen⁸.

2.2.1.2 Marktbezogene Maßnahmen, § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG

Marktbezogene Maßnahmen sind solche, denen grundsätzlich Vereinbarungen zugrunde liegen oder die jedenfalls Vergütungsansprüche der betroffenen Dritten auslösen, sodass die wirtschaftlichen Effekte eines eingeschränkten Netzzugangs eingeschränkt werden.

Hierunter fallen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG (nicht abschließend⁹) der Einsatz von Regelleistung¹⁰, vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten¹¹, Information über und das Management von Engpässen¹². Ebenfalls zu den (ungenannten) marktbezogenen Maßnahmen zählen etwa das Countertrading, Redispatch sowie vertragliche Vereinbarungen mit Betreibern von KWK-Anlagen nach § 13 Abs. 6a EnWG oder mit EEG-Anlagenbetreibern nach § 11 Abs. 3 EEG.

⁶ Zu möglichen Auswirkungen auf die Bezugsstruktur vgl. Hartmann/Weise, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG, Rn. 18.

⁷ Der TransmissionCode 2007, Version 1.1 aus August 2007, entwickelt vom Verband der Netzbetreiber VDN e.V., wird sukzessive ersetzt durch Vorgaben der europäischen Netzkodizes bzw. Anwendungsregeln des VDE.

⁸ BT-Drs. 15/3917, S. 57; ebenso TransmissionCode 2007, S. 9, Nr. 2.1.

⁹ § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG benennt die Regelbeispiele einfühend mit „insbesondere“.

¹⁰ Vgl. ausführlich zur Regelleistung Hartmann/Weise, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG, Rn. 20 ff.; Sötebier, in: Britz/Hellermann, EnWG, 3. Auflage, § 13, Rn. 85 ff.

¹¹ Vgl. ausführlich Hartmann/Weise, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG, Rn. 23; Sötebier, in: Britz/Hellermann, EnWG, 3. Auflage, § 13, Rn. 73 ff.

¹² Vgl. ausführlich Hartmann/Weise, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 13 EnWG, Rn. 24; Sötebier, in: Britz/Hellermann, EnWG, 3. Auflage, § 13, Rn. 33.

Grundsätzlich ist gesetzlich zunächst keine Rangfolge unter den Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG geregelt. Einzelne Vorrangregelungen ergeben sich aber aus spezielleren gesetzlichen Vorgaben, insbesondere für KWK- und EE-Anlagen.

So weist § 13 Abs. 3 EnWG ausdrücklich auf die grundsätzliche Fortgeltung des Einspeisevorrangs nach § 11 Abs. 1 EEG sowie § 3 Abs. 1 und 2 KWKG hin. Maßnahmen auf Grundlage von Vereinbarungen nach § 11 Abs. 3 EEG sind daher nachrangig gegenüber allen anderen marktbezogenen Maßnahmen zu ergreifen, soweit nicht die Einhaltung des Einspeisevorrangs eine Beseitigung einer Gefährdung oder Störung verhindern würde (etwa wegen andernfalls drohender Unterschreitung des netztechnischen Minimums konventioneller Erzeugung). Entsprechend sind auch Maßnahmen nach Vereinbarungen mit Betreibern von hocheffizienten KWK-Anlagen gem. § 13 Abs. 6a EnWG erst nachrangig gegenüber Maßnahmen nicht vorrangberechtigter Anlagen vorzunehmen (§ 13 Abs. 6a Satz 1 i.V.m. Abs. 3 Satz 2 EnWG). Es besteht aber die Möglichkeit zu vereinbaren, die betroffenen Anlagen nachrangig gegenüber fossilen, aber vorrangig vor anderen vorrangberechtigten KWK- und EE-Anlagen abzuregeln¹³.

2.2.1.3 Zusätzliche Reserven, § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG

Auch die Nutzung „zusätzlicher“ Reserven, zu denen „insbesondere“ (und damit nicht abschließend) die Netzreserve nach § 13d EnWG sowie die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG zählen, sieht eine Vergütung der betroffenen Anlagenbetreiber vor. Wenn sich dies auch nicht unmittelbar aus dem Wortlaut der Norm ergibt, sollen diese Maßnahmen nach dem Willen des Gesetzgebers erst nachrangig nach den netz- und marktbezogenen Maßnahmen ergriffen werden¹⁴. Ausdrücklich geregelt ist das für die Netzreserve in § 7 Abs. 2 Satz 2 NetzResV.

2.2.1.4 Zwangsmaßnahmen, § 13 Abs. 2 EnWG

Zwangsweise durchgeführte Maßnahmen sind die „*Ultima Ratio*“ der Netzbetreiber und dürfen nur ergriffen werden, wenn sich Gefährdungen und Störungen anders nicht vermeiden lassen. Hier ist ausdrücklich geregelt, dass diese Maßnahmen erst nachrangig zu Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG vorzunehmen sind.

Die Maßnahmen betreffen Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromtransite. Sie können manuell oder automatisch erfolgen und verschiedene Anlagen betreffen. Auch hier ist der Einspeisevorrang zu berücksichtigen, EE- und KWK-Anlagen (mit Ausnahme der „Schonung“ von Must-Run-Units) sind zuletzt abzuregeln.

Der Ablauf der manuell durchzuführenden Maßnahmen ist vom VDE in einer Anwendungsregel (AR) konkretisiert worden¹⁵. Die VDE-AR hat keinen Gesetzesrang, wohl aber wegen der gesetzlichen Vermutung zur Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik gemäß § 49 Abs. 1 und 2 EnWG eine große praktische Relevanz. Sie wird als Grundlage für die Abwicklung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG genutzt.

¹³ BT-Drs. 18/8860, S. 333.

¹⁴ BT-Drs. 18/7317, S. 85.

¹⁵ VDE-AR-N 4140: „Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen“

Danach erfolgen Abschaltungen in der Kaskade. D. h. der Netzbetreiber, der den Bedarf von zwangsweisen Anpassungen zur Gewährleistung der Systemstabilität feststellt („verantwortlicher Netzbetreiber“), fordert (als „anfordernder Netzbetreiber“) bei den an sein Netz angeschlossenen Netznutzern eine Einspeisereduktion oder einen Lastabwurf. Handelt es sich bei den Netznutzern um Netzbetreiber, so ermitteln diese Netzbetreiber als „ausführende Netzbetreiber“ den Anpassungsbedarf im eigenen Netz, um der Anforderung nachzukommen, und fordern ihrerseits von den Netznutzern ihres Netzes eine Einspeisereduktion oder einen Lastabwurf. Sind weitere nachgelagerte Netzbetreiber betroffen, setzt sich die „Kaskade“ bis in die letzte Netzebene entsprechend fort. Auch die Aufhebung der Maßnahmen erfolgt in der Kaskade.

Die Netzbetreiber bereiten die Kaskade vor, indem sie für verschiedene Szenarien Abschaltpläne entwerfen, mit denen sie auch kurzfristig auf Anforderungen vorgelagerter Netzbetreiber oder auf Gefährdungs- oder Störungssituationen im eigenen Netz reagieren können. Zu den Vorbereitungsmaßnahmen zählen u.a. die Durchführung von Sensitivitätsanalysen und die Ermittlung von Aufteilungsschlüsseln bei engpassbedingten Abschaltmaßnahmen oder eines Einspeiserankings bei Gefährdungen der ausgeglichenen Systembilanz.

Führen die manuellen Maßnahmen in der Kaskade nicht zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung, so greift als letzte Vorkehrung die automatische Frequenzentlastung¹⁶. Diese sieht keine manuellen Schalthandlungen vor, sondern erfolgt automatisch nach vorab mit den Anlagenbetreibern abgestimmten und von diesen umzusetzenden technischen Einstellungen bspw. in den Frequenzrelais. Wird eine bestimmte Frequenz unter- oder überschritten, trennen sich die Anlagen automatisch vom Netz.

2.2.2 Redispatch gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2, § 13a EnWG

Der Begriff **Redispatch** leitet sich von dem englischen Begriff für die Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch) her. Wenn die Kraftwerksplanung um 14:30 Uhr für den Folgetag mit der Übermittlung der Fahrpläne durch die Anlagenbetreiber an die ÜNB feststeht (Dispatch), stellen die ÜNB auf Basis von Lastflussberechnungen fest, inwiefern Anpassungen an den Kraftwerkseinsatzplanungen vorzunehmen sind, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass nach den Netzsicherheitsberechnungen eine Destabilisierung der Elektrizitätsverteilernetze droht, so nehmen sie eine Neuplanung des Kraftwerkseinsatzes vor und weisen einzelne Anlagenbetreiber an, ihre Einspeisung anzupassen (Redispatch).

Ursachen für das Erfordernis einer Anpassung der Kraftwerkseinsatzplanung nach den Netzsicherheitsberechnungen können eine drohende Überlastung von Betriebsmitteln im Netz (strombedingter Redispatch) oder die Gefährdung der Spannungshaltung infolge fehlender Blindleistung im Netz (spannungsbedingte Anpassung) sein.

Die **gesetzlichen Vorgaben** für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen sind in § 13 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 13a EnWG geregelt. Die gesetzlichen Vorgaben beschränken sich auf die beiden genannten Normen, weitere Vorgaben trifft der Gesetzgeber nicht.

¹⁶ Sog. „5-Stufen-Plan“ nach TransmissionCode 2007, konkretisiert im FNN-Hinweis „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung“.

Bis zur Aufhebung durch das OLG Düsseldorf mit Beschlüssen vom 28.04.2015¹⁷ hatte die Bundesnetzagentur in **zwei Festlegungen** die Kriterien für die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen durch ÜNB¹⁸ sowie die Höhe der an die betroffenen Anlagenbetreiber zu zahlenden Entschädigung¹⁹ näher geregelt. Beide Festlegungen hat die Bundesnetzagentur (nach Aufhebung der Festlegungen gegenüber den Parteien der Beschwerdeverfahren durch das OLG Düsseldorf) gegenüber sämtlichen Adressaten aufgehoben²⁰.

Die Aufhebung der Vergütungs-Festlegung hat der Gesetzgeber zum Anlass genommen, in § 13a EnWG die Vergütung der Anlagenbetreiber für Redispatch (rückwirkend) konkreter zu normieren (unter Berücksichtigung der vom OLG Düsseldorf aufgestellten Kriterien)²¹. Nähere Vorgaben zur Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen hat der Gesetzgeber nicht getroffen.

Die Bundesnetzagentur hat indes einen (rechtlich unverbindlichen) Hinweis erteilt, wonach eine Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen nach den Vorgaben der Redispatch-Festlegung weiterhin *„voraussichtlich nicht beanstandet werde“*. Allein die vom OLG Düsseldorf als rechtswidrig betrachteten Vorgaben der Redispatch-Festlegung seien zukünftig nicht umzusetzen. Anders als nach der Redispatch-Festlegung ist damit die zur Ermittlung der von Redispatch-Maßnahmen betroffenen Erzeugungsanlagen entscheidende Nettonennleistung nicht netzknotenbezogen zu betrachten. Außerdem ist die Abregelung des Wirkleistungsbezugs von Speicheranlagen unzulässig.

2.2.2.1 Schuldverhältnis

§ 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG *„verpflichtet“* Anlagenbetreiber, auf Anforderung durch ÜNB die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen. Diese Verpflichtung als solche wirkt unmittelbar aus dem Gesetz und bedarf keiner weiteren vertraglichen Regelung. Bis zur Einführung des § 13a EnWG mit dem Strommarktgesetz wurden nähere Regelungen, insbesondere zum Umfang der *„angemessenen Vergütung“* sowie zu denkbaren Haftungsfragen, soweit im gesetzlich vorgegebenen Rahmen zulässig, vertraglich zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB vereinbart. Das galt auch nach Erlass der Vergütungs-Festlegung der Bundesnetzagentur²², wobei Anlagenbetreiber, die Einwände gegen die Angemessenheit der in der Festlegung geregelten Vergütung hatten, eine solche Vereinbarung nur unter Vorbehalt akzeptierten.

Auch mit den nunmehr detaillierteren Vorgaben zur Vergütung in § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG kann sich anbieten, das gesetzliche Schuldverhältnis zwischen Anlagen- und (Übertragungs-) Netzbetreiber im gesetzlichen Rahmen vertraglich näher auszugestalten. Das betrifft etwa Haftungsregelungen, Abrechnungsvorgaben oder gegenüber den gesetzlichen Vorgaben detailliertere Regelungen zur Vergütung.

¹⁷ Az: VI-3 Kart 313/12; VI-3 Kart 312/12

¹⁸ BNetzA, Beschluss wegen der Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen vom 30.10.2012 – BK6-11-098 (nachfolgend: Redispatch-Festlegung).

¹⁹ BNetzA, Beschluss wegen der Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatch-Maßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung vom 30.10.2012 – BK8-12-019 (nachfolgend: Vergütungs-Festlegung).

²⁰ BNetzA, Beschluss vom 15.06.2015 – BK6-11-098-A; Beschluss vom 19.08.2015 – BK8-12-019-A.

²¹ BT-Drs. 18/7317, S. 86 f.

²² Sötebier, in: Britz/Hellermann, EnWG, 3. Auflage, § 13, Rn. 38 zur alten Rechtslage.

Im Ergebnis dürfte das Verhältnis zwischen (Übertragungs-) Netz- und Anlagenbetreiber als gesetzliches Schuldverhältnis zu bewerten sein, selbst wenn die betroffenen Unternehmen sich entscheiden, Einzelheiten je nach Bedarf im Einzelfall vertraglich näher auszugestalten. Das „Ob“ der Maßnahme richtet sich nach den gesetzlichen Vorgaben, die Umsetzung – das „Wie“ – der Maßnahme bei vertraglicher Konkretisierung nach Vertrag.

2.2.2.2 Verpflichtete Anlagenbetreiber

Die Pflicht zur Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs betrifft Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW²³. Nach § 3 Nr. 18c EnWG, der die vor dem Strommarktgesetz in § 13 Abs. 1a EnWG enthaltene Definition der Erzeugungsanlage ohne inhaltliche Anpassung²⁴ enthält, ist eine „Erzeugungsanlage“ eine „Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie“. Nicht erfasst sind EEG-, Grubengas- und hocheffiziente KWK-Anlagen (ohne den Kondensationsstromanteil)²⁵, für die der Einspeisevorrang gilt.

Erfasst sind außerdem ausdrücklich²⁶ Stromspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW. Die „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ ist im EnWG vorausgesetzt, aber nicht legal definiert²⁷.

Nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur in der Redispatch-Festlegung sind bei Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (nicht bei Ermittlung der Nennleistung als Voraussetzung der grundsätzlichen Anwendbarkeit des § 13a EnWG) solche Leistungsscheiben von Anlagen nicht heranzuziehen, deren Brennstoffverfeuerung oder Primärenergieträgerverbrauch aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel sind. Über die entsprechend eingeschränkte Disponibilität der Anlagen können die ÜNB einen Nachweis verlangen²⁸. Unberücksichtigt bleiben außerdem Leistungsscheiben, die für die Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung vorgehalten werden. Diese Leistungsscheiben können erst im Rahmen von Maßnahmen des § 13 Abs. 2 EnWG abgeregelt werden.

2.2.2.3 Verantwortung für Maßnahmen

Redispatch-Maßnahmen werden gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 13a EnWG von ÜNB durchgeführt, können aber ebenso unter Anwendung des § 14 Abs. 1 i. V. m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 i. V. m. § 13a EnWG von VNB durchgeführt werden. Unter Berücksichtigung der vorstehend ausgeführten Hierarchie der Maßnahmen sind daher bereits jetzt VNB grundsätzlich verpflichtet, zur Vermeidung von Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG Redispatch-Maßnahmen durchzuführen. Voraussetzung ist indes, dass ein strom- oder spannungsbedingter Redispatch indiziert ist und den VNB hinreichend Informationen zur Verfügung stehen, um gezielt Redispatch-Maßnahmen durchführen zu können.

²³ Zur Begründung für die Absenkung der 50 MW-Grenze auf 10 MW: BT-Drs. 17/11705, S. 50; Zur anlagenbezogenen Betrachtung vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. V. 28.04.2015 – VI-3 Kart 312/12 (V), Rn. 119 ff.

²⁴ BT-Drs. 542/15, S. 85.

²⁵ Hartmann/Weise, in: Danner/Theobald, Energierecht, § 3 EnWG, Rn. 30; Sötebier, in: Britz/Hellermann, EnWG, 3. Auflage, § 3 Rn. 50 ff.

²⁶ Zur lediglich klarstellenden Wirkung unter Verweis auf BGH, Urt. v. 17.11.2019 – EnVR 56/08: Sötebier, in: Britz/Hellermann, EnWG, 3. Auflage, § 13, Rn. 49.

²⁷ Vorausgesetzt ist der Begriff etwa in § 118 Abs. 6 EnWG oder in § 19 Abs. 4 StromNEV.

²⁸ Vgl. zur Abgrenzungsproblematik König, in: Säcker, Energierecht, 3. Auflage, § 13 Rn. 33.

Die Redispatch-Festlegung, deren Grundsätze nach dem informellen Hinweis der Bundesnetzagentur grundsätzlich fortgelten, befasste sich nur mit der Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen durch die ÜNB und berücksichtigt daher nicht die besonderen Anforderungen, die die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen durch VNB für diese bedeuten (bspw. hinreichender Informationsaustausch, hinreichende Prognosedaten).

Nach der Redispatch-Festlegung ist für die Regelung betroffener Anlagen der ÜNB zuständig, in dessen Regelzone die Anlage angeschlossen ist. Erfolgt eine Regelung im 110 kV-Netz, so erfolgt die Anweisung in vielen Fällen über den Anschlussnetzbetreiber. Dieser kann für den Fall, dass die vom ÜNB angeforderte Maßnahme zu Systemungleichgewichten im eigenen Netz führt, die Durchführung der Maßnahme ablehnen.

2.2.2.4 Durchführung von Redispatch-Maßnahmen

Wie bereits ausgeführt, fehlt es an konkreten gesetzlichen Vorgaben zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen. In der Praxis hat sich etabliert, die Vorgaben der Bundesnetzagentur in der inzwischen aufgehobenen Redispatch-Festlegung weiterhin umsetzen, soweit sie nicht nach Rechtsprechung des OLG Düsseldorf rechtswidrig sind. Nachfolgend werden die wesentlichen Vorgaben zur Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen, soweit für den energetisch-bilanziellen Ausgleich relevant, dargestellt.

Anweisungen zur Anpassung der Einspeisung oder des Rückleistungsbezugs erfolgen frühestens ab 14:30 Uhr für den Folgetag. Dabei sortiert der ÜNB die grundsätzlich nach den gesetzlichen Vorgaben abregelbaren Anlagen „gemäß dem Quotienten aus ihrer netzstützenden Wirkung bezogen auf das von einer Überlast bedrohte Betriebsmittel bzw. auf das von einer Spannungsgrenzwertverletzung bedrohte Netzelement und der für die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung zu entrichtenden Vergütung“. In dieser Reihenfolge („merit-order“) werden die Anlagen je nach Netzsituation im Rahmen des Redispatch geregelt, soweit sich im Rahmen von Lastflussberechnungen ergibt, dass Anpassungen an den Kraftwerkeinsatzplanungen vorzunehmen sind, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Die Anweisungen an die Kraftwerksbetreiber erfolgen dabei Planwert-basiert.

Zugleich stellen die ÜNB den energetischen Ausgleich des Eingriffs sicher. Die Art der Sicherstellung des energetischen Ausgleichs hängt von der Ursache des Redispatch ab. Handelt es sich um einen strombedingten Redispatch, so werden auf Anweisung der ÜNB üblicherweise Kraftwerke auf der Seite des Engpasses mit dem Erzeugungsüberschuss in der Wirkleistungseinspeisung reduziert und Kraftwerke auf der anderen Seite des Engpasses in der Wirkleistungseinspeisung erhöht. Beim spannungsbedingten Redispatch erfolgt der energetische Ausgleich in der Regel durch Ausgleichsgeschäfte am Intraday-Markt der Strombörse. Nach der aufgehobenen Redispatch-Festlegung der Bundesnetzagentur war es zulässig, den energetischen Ausgleich auch in diesen Fällen ausnahmsweise über bilaterale Handelsgeschäfte durchzuführen, „wenn die Gefahr besteht, dass bei einer Durchführung des energetischen Ausgleichs über den Intraday-Handel die Maßnahme zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung konkretisiert würde oder eine nicht ausreichende Liquidität des börslichen Intraday-Handels einen vollständigen energetischen Ausgleich nicht zulässt“.

Der bilanzielle Austausch erfolgt über einen Redispatch-Bilanzkreis des jeweiligen ÜNB per Fahrplänen. Am Beispiel des strombedingten Redispatch würde danach durch die Abregelung eines Kraftwerks auf der Seite des Eng-

passess mit überschüssiger Erzeugung (Kraftwerk 1) im Bilanzkreis des Kraftwerks 1 ein Schiefstand durch zu geringe Einspeisungen entstehen. Um diesen Schiefstand auszugleichen, wird der zusätzlich in dem Kraftwerk jenseits des Engpasses mit Erzeugungsdefizit (Kraftwerk 2) auf Anweisung des ÜNB erzeugte Strom per Fahrplan in den Redispatch-Bilanzkreis des ÜNB und von dort per Fahrplan in den Bilanzkreis des Anlagenbetreibers von Kraftwerk 1 geliefert. Ziel ist, dass keiner der Anlagenbetreiber infolge der Anpassungsmaßnahme bilanzielle Nachteile erleidet.

Um einen Missbrauch der Anlagenbetreiber zu vermeiden, ist vorgegeben, dass der Fahrplan der ÜNB im Falle einer Diskrepanz „führend“ ist. Im Ergebnis dürfte weder im Bilanzkreis des Kraftwerks 1, noch im Bilanzkreis des Kraftwerks 2 infolge der Redispatch-Maßnahmen Ausgleichsenergie entstehen.

2.2.2.5 Entschädigung

Den Anlagenbetreibern steht gemäß § 13a EnWG bei Abruf einer Anpassungsmaßnahme gegen den verantwortlichen ÜNB eine „angemessene Vergütung“ zu. Die Bestandteile der angemessenen Vergütung sind näher in § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG bestimmt und knüpfen an den Opportunitätskostenansatz des OLG Düsseldorf an²⁹.

Für den Betreiber einer abgeregelten Erzeugungsanlage erfolgt die angemessene Vergütung im Wesentlichen durch den bilanziellen Ausgleich der Strommengen und somit über eine Form der Naturalrestitution. Um eine unangemessene Überkompensation durch diesen bilanziellen Ausgleich zu vermeiden, muss in der Regel der Kraftwerksbetreiber Geld an den Übertragungsnetzbetreiber zahlen.

2.2.2.6 Informationsaustausch

Anlagenbetreiber benennen gegenüber den ÜNB eine Kontaktstelle, die rund um die Uhr zur Entgegennahme von Anweisungen zur Anpassung der Erzeugung erreichbar ist.

Sie melden zusammen mit der Abgabe der Kraftwerkseinsatzpläne um 14.30 Uhr des Vortages für den Folgetag an die ÜNB ¼-stundenscharf freie Leistungsscheiben ihrer Anlage zur Erhöhung sowie zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Wirkleistungsbezugs. Diese Meldungen werden bei Änderungen unverzüglich aktualisiert. Sind bei der Anpassung technische Parameter und Restriktionen der Anlage zu berücksichtigen, so melden die Anlagebetreiber auch diese dem zuständigen ÜNB regelmäßig.

²⁹ BT-Drs. 18/7317, S. 86 f.; OLG Düsseldorf, Beschl. v. 28.04.2015 – VI-3 Kart 313-12 (V).

2.2.2.7 Kosten

Die ÜNB wälzen sämtliche durch die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen entstehenden Kosten über die Netzentgelte an die Netznutzer. Bei den ÜNB verbleiben keine Kosten für die Durchführung der Redispatch-Maßnahmen. Das betrifft sowohl die Kosten, die für die angemessene Vergütung der betroffenen Anlagenbetreiber entstehen, als auch solche für einen über den Intraday-Handel erfolgten bilanziellen Ausgleich.

Theoretisch denkbar wäre, dass auch Kosten für Ausgleichsenergie entstehen, wenn nämlich nicht ausreichend Liquidität für einen energetisch-bilanziellen Ausgleich jenseits eines Engpasses (beim strombedingten Redispatch) bzw. am Intraday-Handel oder für bilaterale Handelsgeschäfte (beim spannungsbedingten Redispatch) zur Verfügung stehen würde. Auch diese (theoretisch denkbaren) Kosten dürften von den ÜNB über die Netzentgelte sozialisiert werden, wobei für die Weitergabe der Kosten die entsprechenden gesetzlichen Vorgaben gelten.

2.2.3 Maßnahmen nach § 13 Abs. 6a EnWG

Neben den netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG ist in 2016 eine besondere Regelung zur Abregelung von KWK-Anlagen in § 13 Abs. 6a EnWG eingeführt worden. Die Regelung sieht vor, dass ÜNB mit KWK-Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen zur Abregelung von KWK-Anlagen bei gleichzeitiger Lieferung von Strom zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung schließen können. Durch den gleichzeitigen Strombezug für die Wärmelieferung soll eine „doppelte Entlastungswirkung“ für das Netz erreicht werden. KWK-Anlagenbetreiber können eine volle Kostenerstattung erhalten, wobei sogar Kosten für die Errichtung des elektrischen Wärmeerzeugers erstattet werden können. In der Reihenfolge der Maßnahmen dürfte die Maßnahme nach § 13 Abs. 6a EnWG als marktbezogene Regelung i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG eingeordnet werden können. In der Praxis haben Verträge nach § 13 Abs. 6a EnWG bislang keine wesentliche Bedeutung erlangt.

2.2.4 Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG 2017

2.2.4.1 Grundlagen und bestehende Regelungen

Die Regelungen zum Einspeisemanagement finden sich in § 14 Abs. 1 EEG 2017. Danach dürfen Netzbetreiber – verkürzt gesagt – an ihr Netz angeschlossene EE-Anlagen oder KWK-Anlagen regeln, wenn die Voraussetzungen des § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 EEG 2017 kumulativ erfüllt sind:

- es muss im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstehen,
- der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK muss gewahrt werden, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgungssysteme zu gewährleisten und
- die Netzbetreiber müssen die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in den jeweiligen Netzregionen abgerufen haben.

Die angeschlossenen Anlagen müssen zudem mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 9 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, S. 2 Nr. 1 oder Abs. 1 Nr. 1 oder 2 lit. a EEG 2017 ausgestattet sein. Anlagen im Sinne des § 9 Abs. 2 EEG 2017 sind nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Zudem müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus EE- und KWK-Anlagen abgenommen wird.

Fraglich könnte sein, ob das Einspeisemanagement nur für hocheffiziente KWK-Anlagen gilt oder für alle KWK-Anlagen. Für eine Beschränkung auf hocheffiziente KWK-Anlagen könnte sprechen, dass der Einspeisevorrang im KWKG nunmehr nur noch für hocheffiziente KWK-Anlagen gilt (§ 3 Abs. 1 S. 3 i.V.m. S. 1 Nr. 2 KWKG 2017). Allerdings enthält § 14 Abs. 1 EEG gerade keine Beschränkung auf hocheffiziente KWK-Anlagen. Stattdessen definiert das EEG KWK-Anlagen als Anlagen i.S.d. § 2 Nr. 14 KWKG, worunter nicht nur hocheffiziente KWK-Anlagen fallen. § 14 Abs. 1 EEG, der über § 13 Abs. 3 EnWG mittelbar auch für Maßnahmen nach dem EnWG gilt, enthält auch keinen Verweis auf die Vorrangregelung in § 3 KWKG 2017. Im Ergebnis sprechen daher die deutlich stärkeren Argumente dafür, dass der im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen zu berücksichtigende Einspeisevorrang für alle KWK-Anlagen gilt. Eine – energiewirtschaftlich und klimapolitisch ggf. sinnvolle – explizite Beschränkung des Einspeisevorrangs auf hocheffiziente KWK-Anlagen i.R.d. Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 3 EnWG müsste daher wohl explizit gesetzlich geregelt werden.

Wird die Einspeisung von Strom aus einer EE-Anlage oder einer KWK-Anlage wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG 2017 reduziert, ist der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, verpflichtet, eine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 zu zahlen.

Wie sich § 13 Abs. 3 EnWG entnehmen lässt, sind in den Fällen, in denen die Gefährdung oder Störung auf eine Überlastung der Netzkapazität beruht, im Rahmen von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG die speziellen Anforderungen nach dem § 14 und 15 EEG 2017 einzuhalten.

Sinn und Zweck des § 14 Abs. 1 EEG 2017 ist es im Wesentlichen, den Zeitraum zwischen Anschluss der Anlage und dem Abschluss des Netzausbaus zu "überbrücken": Nach § 12 Abs. 1 EEG 2017 sind Netzbetreiber verpflichtet, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus EE oder Grubengas sicher zu stellen. Während dieser Phase ist damit zu rechnen, dass der Strom aus den erwähnten Anlagen nicht jederzeit abgenommen werden kann. Denn auf Grund des Netzausbaufizits wird es Zeiten geben, in denen nicht die gesamte Strommenge abgenommen werden kann. § 14 Abs. 1 EEG 2017 ermöglicht es den Netzbetreibern in diesen Situationen, ausnahmsweise von der in § 11 Abs. 1 EEG 2017 bzw. § 3 Abs. 1 Nr. 2 KWKG enthaltenen Pflicht zur vorrangigen – und dauerhaften – Abnahme des Stroms abzuweichen und die Anlagen zu regeln. Da der Strom in diesen Situationen nicht mehr in das Netz eingespeist werden kann, können die Anlagenbetreiber insoweit keine Förderung nach dem EEG bzw. KWKG in Anspruch nehmen und es besteht die Gefahr, dass die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs in Frage steht. Um dies auszugleichen, enthält § 15 EEG 2017 den bereits erwähnten Anspruch des Anlagenbetreibers auf Entschädigung. Denn die dem Anlagenbetreiber aufgrund der Regelung entstehenden Einbußen werden dadurch zum großen Teil

ausgeglichen³⁰. Dabei dürfte es sich um den idealtypischen Anwendungsfall des Einspeisemanagements handeln. Aufgrund der Streichung der Formulierung "nur während einer Übergangszeit bis zum Abschluss von Maßnahmen" in § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2009 liegt es allerdings nahe, dass der Gesetzgeber den Anwendungsbereich des Einspeisemanagements erweitern wollte und damit auch Einspeisemanagementfälle denkbar sind, in denen ein pflichtgemäßer Netzausbau abgeschlossen ist³¹.

2.2.4.2 Schuldverhältnis

Wie oben bereits ausgeführt, ergeben sich die Rechte des Anlagenbetreibers bzw. des Netzbetreibers unmittelbar aus dem Gesetz. Auch hier handelt es sich – im Grundsatz ähnlich wie beim zuvor beschriebenen Schuldverhältnis nach § 13a Abs. 1 EnWG – um ein gesetzliches Schuldverhältnis. Vertraglicher Regelungen bedarf es daher grundsätzlich nicht, ergänzende Durchführungsverträge zur Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben sind jedoch auch hier möglich.

2.2.4.3 Netzengpass

§ 14 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 setzt voraus, dass ein Netzengpass im Netz entsteht. Ein Netzengpass liegt vor, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden³², oder wenn die Betriebsmittel des Netzes so überlastet sind, dass es nicht in der Lage ist, die Stromflüsse, die sich aus den gewünschten Ein- und Auspeisungen ergeben, ohne Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung zu bewältigen. Eine solche Überlastung der Betriebsmittel kann sich daraus ergeben, dass das betriebliche (n-1)-Kriterium³³ nicht eingehalten werden kann³⁴. Eine bestimmte Ursache ist hierfür nicht erforderlich³⁵.

Kritische Netzzustände, die nicht durch Kapazitätsengpässe ausgelöst werden, sind daher bereits per Definition keine Netzengpässe (z. B. Frequenzschwankungen)³⁶. Ein Netzengpass kann grundsätzlich zwar auch durch planmäßige Wartungsarbeiten entstehen. Aus den oben genannten Gründen soll das Einspeisemanagement jedoch nur die Übergangszeit bis zu der erforderlichen Kapazitätserweiterung überbrücken³⁷. § 14 Abs. 1 EEG 2017 findet daher grundsätzlich keine Anwendung auf wartungs- oder instandhaltungsbedingte Engpässe³⁸. Dies gilt nur dann nicht, wenn sie in unmittelbarem Zusammenhang mit einer Maßnahme zur Erweiterung der Netzkapazität stehen³⁹.

³⁰ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 15 Rn. 22-26; Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 12 Rn. 41-43; Lültsdorf, in: Daner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 15 Rn. 39-40; Ehricke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 15 Rn. 28-31.

³¹ In diese Richtung wohl auch Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 153, 154; Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 63 bis 66.

³² Vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 64; Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 148; Altröck/Vollprecht, ZNER 2011, 231 (235).

³³ Vgl. VDN, TransmissionCode 2007, S. 48, 76.

³⁴ Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 148.

³⁵ Vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 64.

³⁶ Vgl. Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 56; Altröck/Vollprecht, ZNER 2011, 231 (233); König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 4.

³⁷ Vgl. Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 35, 64; aA vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 60.

³⁸ Vgl. BGH, Urt. v. 11.05.2016, Az. VIII 123/15; Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 150; Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 35; Altröck/Vollprecht, ZNER 2011, 231 (235); Schuhmacher ZUR 2012, 17 (20).

³⁹ Vgl. BGH, Urt. v. 11.05.2016, Az. VIII 123/15; Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 35; Altröck/Vollprecht ZNER 2011, 231 (235).

Auch Frequenzprobleme aufgrund von Bilanzungleichgewichten zwischen zeitgleichen Ein- und Ausspeisungen können nicht durch Netzausbau behoben werden und begründen deshalb keinen Netzengpass⁴⁰. In diesen Fällen erfolgt eine zwangsweise Abregelung von vorrangberechtigten EEG- und KWK-Anlagen durch eine gewöhnliche Zwangsmaßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG⁴¹. Dies ergibt sich aus § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG, der mit Blick auf Zwangsmaßnahmen bei EEG- und KWK-Anlagen das "Scharnier" zwischen EnWG und EEG bildet und letztlich vorgibt, dass § 13 Abs. 2 EnWG heranzuziehen ist, wenn nicht die Voraussetzungen für eine "Überlastung der Netzkapazität" – und damit für einen "Netzengpass" i. S. d. § 14 Abs. 1 EEG 2017⁴² – erfüllt sind. Dieses Verständnis folgt auch aus dem allgemeinen lex-specialis-Grundsatz, dessen Anwendung nach der Kollisionsregel gemäß § 2 Abs. 2 EnWG für den Bereich der Systemverantwortung nach § 13 EnWG eröffnet bleibt⁴³.

2.2.4.4 Verantwortung für Maßnahmen

Berechtigt zur Anwendung des Einspeisemanagements sind die Netzbetreiber, an deren Netz die Anlagen unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind (vgl. § 14 Abs. 1 EEG 2017). Auf Grund der Definition in § 3 Nr. 36 EEG 2017 sind dies Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität, unabhängig von der Spannungsebene. Damit können der Netzbetreiber, in dessen Netz der Netzengpass auftritt und der Netzbetreiber, der die Anlage regelt, auseinanderfallen⁴⁴. Dies zeigt sich auch in den Regelungen zur Entschädigung. Denn in diesem Fall muss die Entschädigung von dem Netzbetreiber ausgezahlt werden, der die Anlage geregelt hat. Liegt der Netzengpass in einem anderen Netz, hat dieser Netzbetreiber dann einen Erstattungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber, in dessen Netz der Engpass auftrat (vgl. § 15 Abs. 1 S. 3 EEG 2017).

2.2.4.5 Einbezogene Anlagen

Nach § 14 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sind EEG- und KWK-Anlagen in das Einspeisemanagement einbezogen. EEG-Anlagen sind alle Einrichtungen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (§ 3 Nr. 1 EEG). KWK-Anlagen sind Anlagen nach § 2 Nr. 14 KWKG, also Anlagen, in denen Strom und Nutzwärme erzeugt werden. Hocheffizienz wird für die KWK-Anlagen daher nach Auffassung der Gutachter nicht vorausgesetzt. Der Anwendungsbereich des Einspeisemanagements und des damit verbundenen Einspeisevorrangs ist also größer als der europarechtlich vorgegebene Einspeisevorrang für KWK-Anlagen, der nur für hocheffiziente KWK-Anlagen gilt.

⁴⁰ Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 151.

⁴¹ Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 150, 151.

⁴² Vgl. zum synonymen Verständnis der Begriffe Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 147 mit Verweis auf BT-Drs. 341/11, S. 125; BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, S. 10.

⁴³ Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 144.

⁴⁴ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 23; Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 14 Rn. 19.

§ 14 Abs. 1 Satz 1 EEG setzt weiterhin voraus, dass die einbezogenen EEG- und KWK-Anlagen unmittelbar oder mittelbar an das Netz des regelnden Netzbetreibers angeschlossen sind. Mittelbar an das Netz angeschlossene Anlagen sind u.a. solche Anlagen, die nicht direkt in das Netz für die allgemeine Versorgung, sondern z. B. in eine Kundenanlage oder ein geschlossenes Verteilernetz einspeisen⁴⁵.

Einbezogen sind allerdings nur solche Anlagen, die mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 9 Abs. 1 bzw. 2 EEG 2017 ausgestattet sind. Verkürzt gesagt sind das solche Einrichtungen, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann und – bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW – die Ist-Einspeisung jederzeit abrufen kann. Maßgeblich ist für diese Frage allein die tatsächliche Ausstattung der Anlage⁴⁶. Es ist aus diesem Grund irrelevant, ob die Anlage auf Grund einer rechtlichen Vorgabe entsprechend ausgestattet sein muss oder nicht⁴⁷.

Für Anlagen, die vor dem 01.01.2017 in Betrieb genommen wurden, sind die Übergangsregelungen in § 100 ff. EEG 2017 zu berücksichtigen. Grundsätzlich sind auch solche Anlagen in das Einspeisemanagement einbezogen, die eine elektrische Leistung von mehr als 100 kW aufweisen – wenn die Vorgaben umgesetzt wurden⁴⁸. Teilweise sind diese Anlagen aufgrund der entsprechenden Vorgaben jedoch nur mit betrieblichen und nicht mit technischen Einrichtungen ausgestattet. Bei Solaranlagen sind auch Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW betroffen⁴⁹. Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden, müssen jedoch nicht entsprechend ausgestattet werden⁵⁰.

2.2.4.6 Planwert-basierte Prozesse und energetisch-bilanzieller Ausgleich

Wie sich aus § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 ergibt, muss der Netzbetreiber sicherstellen, dass die größtmögliche Strommenge aus EE auch bei der Beseitigung von Netzengpässen im Rahmen des § 14 Abs. 1 S. 1 EEG abgenommen wird. Dies legt den Schluss nahe, dass erst "im letzten Moment" entschieden werden kann, ob und inwieweit eine EEG- bzw. KWK-Anlage reduziert wird. Denn wenn beispielsweise eine Windenergieanlage aufgrund einer Wetterprognose mit einem Vorlauf von z. B. einer Stunde reduziert wird, ist es durchaus möglich, dass die Windfront die Anlage erst eine Viertelstunde später als prognostiziert erreicht. Die Stromerzeugung würde also in einer Viertelstunde abgesenkt, in der von dieser keine "Gefahr" für das Netz ausgeht. Damit würde in dieser Viertelstunde nicht die größtmögliche Menge Strom aus erneuerbaren Energien abgenommen. Auch die Tatsache, dass Zwangsmaß-

⁴⁵ Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 57.

⁴⁶ Vgl. Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 26; BR-Drs. 341 / 11, S. 124; Schuhmacher, ZUR 2012, 17 (20); Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 14 Rn. 27.

⁴⁷ Vgl. Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 11 Rn. 26; BR-Drs. 341 / 11, S. 124; Schuhmacher, ZUR 2012, 17 (20); Lültsdorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 15; Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 14 Rn. 27.

⁴⁸ Vgl. § 9 Abs. 1, Abs. 2 EEG 2014; § 6 Abs. 1, Abs. 2 EEG 2012; § 6 Nr. 1 EEG 2009; Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 14 Rn. 8; König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 28; Lültsdorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 14.

⁴⁹ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 28; Lültsdorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 1; Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 14 Rn. 8.

⁵⁰ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 28.

nahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG 2017 letztlich nur die ultima ratio für den Fall des "Versagens" der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG darstellen, spricht dafür, dass diese Notfallmaßnahmen auch in ihrem Umfang auf das notwendige Maß begrenzt werden müssen.

Zwar enthält § 14 Abs. 1 EEG 2017 die Pflicht des Netzbetreibers, Betroffene unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung zu unterrichten. Dies könnte allerdings nur auf die Fallkonstellationen zu beschränken sein, in denen die Regelung sicher vorhersehbar ist, so dass insoweit nicht die oben beschriebene Gefahr besteht.

Es ist rechtlich umstritten, ob nach der derzeitigen Rechtslage Planwert-basierte Prozesse i.R.d. EEG-Einspeisemanagements zulässig sind. Nach Auffassung der Gutachter sprechen allerdings die besseren Argumente gegen ein EEG-konformes Einspeisemanagement auf Basis von Planwerten. Auch wenn es rechtlich vertretbar erscheint, Planwert-basierte Prozesse im Einspeisemanagement anzunehmen, verbleiben also jedenfalls nicht nur unerhebliche rechtliche Unsicherheiten. Insoweit erscheint es auch rechtlich angreifbar, horizontalen Netzengpässen, bei denen ein Hochfahren von Anlagen auf der anderen Seite des Netzengpasses erforderlich ist, mit Einspeisemanagementmaßnahmen zu begegnen. Denn für ein entsprechendes Hochfahren von Anlagen "auf der anderen Seite" des Netzengpasses mit dem Ziel eines energetischen Ausgleichs dürfte in der Regel ein Planwert-basiertes Anweisen erforderlich sein, was bei Einspeisemanagementmaßnahmen fraglich ist.

2.2.4.7 Entschädigung

Wird die Anlage nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 geregelt, steht dem Anlagenbetreiber ein Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG 2017 zu. Dies ist der für den Anlagenbetreiber regelmäßig gravierende Unterschied zu einer Abregelung nach § 13 Abs. 2 EnWG. Denn in diesem Fall steht dem Anlagenbetreiber kein Entschädigungsanspruch zu⁵¹.

Abweichend von § 13 Abs. 5 EnWG umfasst der Entschädigungsanspruch nach § 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 exakt 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 % zu entschädigen (vgl. § 15 Abs. 1 S. 2 EEG 2017). Betreiber von Anlagen, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb gegangen sind, erhalten immer 100 % der entgangenen Einnahmen (vgl. § 100 Abs. 2 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG 2012).

Unter „entgangenen Einnahmen“ sind dabei alle Vermögenswerte zu verstehen, die dem betroffenen Betreiber nicht zugeflossen sind, weil er aufgrund der Einspeisemaßnahme des Netzbetreibers nicht oder nur in geringerem Umfang in das Netz einspeisen konnte. Der Anlagenbetreiber soll hinsichtlich der Einnahmen weitgehend so gestellt werden, als wenn der Netzbetreiber die Einspeisung aus seiner Anlage nicht reduziert hätte. Auf der anderen Seite

⁵¹ Vgl. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 13 Rn. 175; Müller, Einspeisemanagement, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG 2009, Rn. 40.

ist zu beachten, dass das aus dem zivilrechtlichen Schadensrecht bekannte schadensrechtliche Bereicherungsverbot auch hier gilt. Der Anlagenbetreiber soll an der Einspeisereduzierung also nicht verdienen und somit gegenüber anderen Anlagenbetreibern bessergestellt werden, die nicht abgeregelt wurden⁵².

Für die Ermittlung der Entschädigung hat die Bundesnetzagentur in ihrem unverbindlichen Leitfaden zum Einspeisemanagement⁵³ umfassende Vorschläge entwickelt und für die verschiedenen EE-Energieträger und für KWK jeweils ein Pauschal- sowie Spitzabrechnungsverfahren beschrieben⁵⁴. Dieser Leitfaden wird derzeit überarbeitet und befindet sich in der Konsultation⁵⁵.

Zu entschädigen ist im Rahmen des Einspeisemanagements der Anlagenbetreiber. Ob und inwieweit Kosten, die einem Direktvermarkter für einspeisemanagementbedingte Ausgleichsenergiezahlungen entstehen, von der Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 umfasst sind, ist umstritten: Teilweise wird vertreten, dass Vermögensnachteile, die bei anderen Akteuren aufgrund der Einspeisemaßnahme entstanden sind, nicht zu entschädigen sind⁵⁶. Sofern die erhöhten Bezugskosten also ausschließlich beim Direktvermarkter entstehen, wären diese insoweit nicht entschädigungspflichtig. Sofern der Direktvermarktungsvertrag vorsieht, dass die beim Direktvermarkter entstehenden Mehrkosten letztlich vom Anlagenbetreiber zu tragen sind, erscheint eine Entschädigung durch den Netzbetreiber unter dem Blickwinkel einer „zusätzlichen Aufwendung“ dagegen nicht per se ausgeschlossen⁵⁷. Zudem könnte überlegt werden, ob die finanziellen Nachteile des Direktvermarktlers über das zivilrechtliche Konstrukt der sog. Drittschadensliquidation zum Anlagenbetreiber gezogen werden können⁵⁸. Auch die Bundesnetzagentur vertritt diese Auffassung⁵⁹. Auch in der derzeitigen Konsultationsfassung zum Leitfaden Einspeisemanagement kommt dies zum Ausdruck.

2.2.4.8 Informationsaustausch

Gesetzliche Vorgaben bezüglich des Informationsaustauschs finden sich im EEG in § 14 Abs. 2 EEG 2017. Nach Satz 1 müssen Netzbetreiber Betreiber von Anlagen nach § 9 Abs. 1 EEG 2017 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich, über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist⁶⁰.

⁵² Vgl. Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 21 Rn. 64.

⁵³ Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3 : letzter Abruf 30.11.2017.

⁵⁴ Vgl. zu dem Leitfaden Ehrlicke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 15 Rn. 47-75.

⁵⁵ Vgl. Seite der BNetzA https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html;jsessionid=BF0C1A9782D58CF020413D095C7C13ED#doc266382bodyText1: letzter Abruf 30.11.2017.

⁵⁶ Vgl. Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 21 Rn. 76.

⁵⁷ Vgl. auch Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 15 Rn. 33.

⁵⁸ Vgl. Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 14 Rn. 88.

⁵⁹ Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_001bis099/BK6-13-049/Mitteilung%20Ruhendstellung.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

⁶⁰ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 64, Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 14 Rn. 40-43; Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 14 Rn. 121, 125; Lültsdorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 54-62.

Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen Betroffenen nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 darüber hinaus unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen (vgl. § 14 Abs. 2 S. 2 EEG 2017)⁶¹. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens insbesondere die nach § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2017 erhobenen Daten vorzulegen (vgl. § 14 Abs. 2 S. 2 EEG 2017)⁶².

Die Netzbetreiber können abweichend von § 14 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 Betreiber von Anlagen nach § 9 Abs. 2 i.V.m. Abs. 3 EEG 2017 nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat; diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen (vgl. § 14 Abs. 2 S. 3 EEG 2017). § 13j Abs. 2 Nr. 1 EnWG bleibt unberührt⁶³.

Im Hinblick auf den Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern, der insbesondere dann erforderlich wird, wenn der Netzbetreiber, in dessen Netz der Engpass auftritt, und der Netzbetreiber, der die Anlage regelt, auseinanderfallen, sieht das EnWG eine Pflicht zur Zusammenarbeit und zum Austausch der für die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen erforderlichen Informationen in § 12 Abs. 2 und 4 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 i.V.m. § 12 Abs. 2 und 4 EnWG vor. Dieser Datenaustausch erfolgt in der Praxis allerdings noch nicht so umfassend, wie dies für eine ideale Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben wünschenswert wäre.

2.2.4.9 Kosten

Der Netzbetreiber kann die Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2017 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat⁶⁴. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat (vgl. § 15 Abs. 2 S. 2 EEG 2017)⁶⁵.

2.2.5 Ergebnis

Der Einspeisevorrang für Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen gehört zu den zentralen Grundsätzen des EEG und des KWKG und ist auch wesentlicher Bestandteil der Vorschriften zu Systemstabilitätsmaßnahmen im

⁶¹ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 69; Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 14 Rn. 49; Lülldorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 63.

⁶² Vgl. Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 14 Rn. 54, 56; Lülldorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 68; König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 75.

⁶³ Vgl. König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 14 Rn. 78; Lülldorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 14 Rn. 72; Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 14 Rn. 58.

⁶⁴ Vgl. Ehricke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 15 Rn. 76-81; Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 12 Rn. 81; Ruge/Hennig, in: EEG 2014 – Der Praxiskommentar, Stand: 05.2016, § 15 Rn. 39-41.

⁶⁵ Vgl. Oschmann, NJW 2009, 263 (265), Ehricke/Frenz, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt, EEG, 4. Aufl., § 15 Rn. 78; Lülldorf, in: Danner/Theobald, Energierecht, Band 3, Juni 2007, § 15 Rn. 91; König, in: Säcker, EEG 2014, 3. Aufl., § 15 Rn. 39; Hoppenbrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl., § 12 Rn. 85.

EnWG. EE-Anlagen und KWK-Anlagen dürfen danach grundsätzlich erst nachrangig zu konventionellen Anlagen abgeregelt werden. Ausnahmen von diesem Grundsatz gelten nur dann, wenn dies zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist. Eine Relativierung des Einspeisevorrangs würde eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens in EEG und EnWG erfordern. Ob die vorrangberechtigte Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen im Rahmen Planwert-basierter Prozesse abgeregelt werden können und ob ein bilanzieller Ausgleich erfolgen kann/ muss, ist aufgrund der gegenwärtigen Rechtslage ebenfalls nicht sicher, so dass eine gesetzliche Klarstellung erforderlich erscheint.

3 Vorschlag zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen

3.1 Ziel des Arbeitspaketes

Im heutigen Rechtsrahmen besteht die Verpflichtung für Netzbetreiber, aus EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugte Energie vorrangig abzunehmen. Im Hinblick auf den derzeitigen Redispatch-Prozess ergeben sich aus diesen Vorrangregelungen signifikante Rückwirkungen. Demzufolge dürfen die vorrangig einspeisenden Anlagen erst dann in ihrer Leistung reduziert werden, wenn das gesamte Redispatch-Potenzial konventioneller Kraftwerke ausgeschöpft ist. Wärmegeführte KWK-Anlagen weisen derzeit in der Praxis geringe Potenziale zur Änderung der Einspeiseleistung zur Nutzung im Redispatch auf. Zukünftig dürfte die Flexibilisierung der KWK-Anlagen jedoch weiter voranschreiten⁶⁶.

Die Folge aus dem heutigen Rechtsrahmen ist, dass zur Engpassbeseitigung EE-Anlagen, KWK-Anlagen und auch die Netzreserve erst dann zur Netzentlastung abgerufen werden, wenn das Redispatch-Potenzial aller im Markt stehenden konventionellen Erzeugungsanlagen ausgeschöpft ist. Dies erfolgt ohne Betrachtung der damit verbundenen Konsequenzen hinsichtlich der Redispatch-Kosten und -Mengen. Daher müssen vielfach auch konventionelle Kraftwerke zur Netzentlastungen eingesetzt werden, die aufgrund ihrer Lage zu den Netzengpässen über eine geringe technische Effektivität und/oder hohe variablen Kosten verfügen. Daraus ergeben sich vergleichsweise hohe Redispatch-Volumina und Eingriffszahlen, die sich auch in den in der Praxis zu beobachtenden hohen Kosten zur Engpassbeseitigung widerspiegeln.

Das Ziel des Arbeitspaketes besteht darin, auf Basis realer Netzsituationen zu untersuchen, ob eine Relativierung der Sonderregeln von EE- und KWK-Anlagen sowie von in der Netzreserve befindlichen Kraftwerken beim Redispatch die Effizienz der Engpassbeseitigung insgesamt erhöhen kann. Sollte dies der Fall sein, wird untersucht, ob ein transparentes und handhabbares Bewertungskriterium entwickelt werden kann, um fallweise entscheiden zu können, ob die Relativierung der Vorrangregeln in konkreten Netzsituationen sinnvoll und zu rechtfertigen ist. Zudem soll identifiziert werden, in welcher Art bestehende Redispatch-Regelungen weiterzuentwickeln sind, um das ggf. identifizierte Potenzial aus der Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen nutzbar zu machen. Um zu gewährleisten, dass die ermittelten Handlungsempfehlungen auch für zukünftige Netzsituationen sinnvolle Erweiterungen der bestehenden Redispatch-Regelungen darstellen, erfolgt ein Ausblick auf die zukünftige Entwicklung.

⁶⁶ Bundeswirtschaftsministerium, Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, Ergebnisbericht zum Trend 7: „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei“, Berlin, Jan. 2017.

3.2 Modellierungsansatz

Um zu bewerten, inwiefern die Einsenkung von EE- und/oder KWK-Anlagen bzw. die Anforderung der Netzreserve im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen sinnvoll und vertretbar ist, werden quantitative Redispatch-Simulationen für einen historischen Zeitraum durchgeführt. Als Grundlage zur Ableitung eines Bewertungskriteriums für die effiziente Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch wird als Referenz zunächst das Ergebnis der Redispatch-Simulationen mit ausschließlich nachrangiger Nutzung der EE- und KWK-Anlagen bzw. der Netzreserve ausgewertet (Basisszenario). Diese Referenz ist an den heutigen Status quo angelehnt. Im Anschluss werden unter ansonsten unveränderten Eingangsdaten Redispatch-Simulationen durchgeführt, bei denen entweder EE- oder KWK-Anlagen oder beide Anlagenarten sowie die Netzreserve bei der Engpassbeseitigung einbezogen werden.

Abweichend vom Basisszenario wird in den quantitativen Sensitivitätsuntersuchungen unterstellt, dass die heute bestehenden Vorrangregelungen relativiert werden, wobei für diese Abänderung der Vorrangregelungen verschiedene Szenarien mit unterschiedlich weitreichenden Ansätzen betrachtet und mit der derzeitigen Praxis verglichen werden. Die Szenario-Architektur ist in Abbildung 3.1 angegeben.

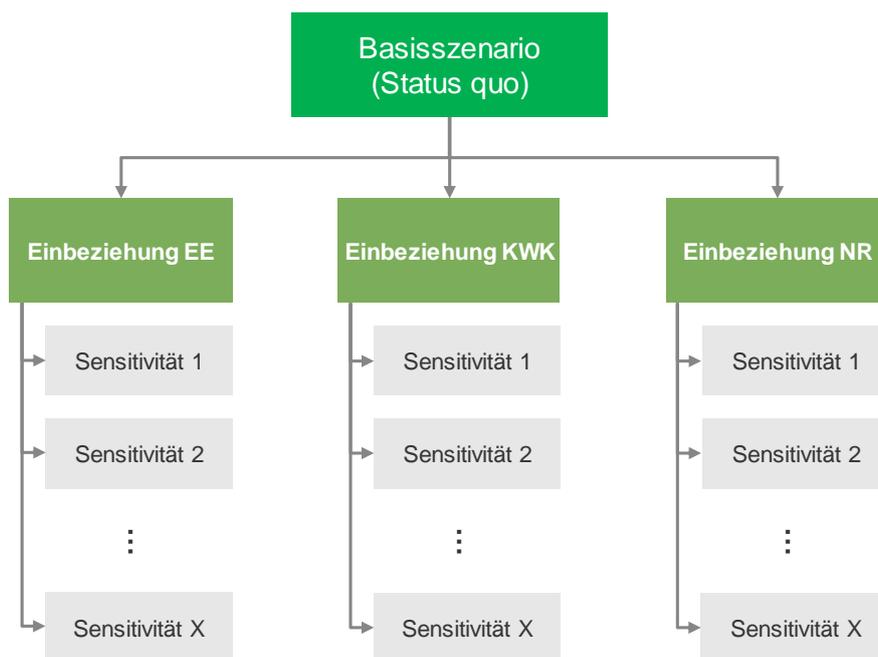


Abbildung 3.1: Szenarienarchitektur.

Die derzeitige Praxis wird durch das **Basisszenario** abgebildet. Bei diesem Szenario werden die heute bestehenden Vorrangregeln berücksichtigt, sodass die Einspeiseleistung sowohl von EE-Anlagen als auch von KWK-Anlagen erst angepasst wird, wenn das zur Verfügung stehende Redispatch-Potenzial von konventionellen Kraftwerken vollkommen ausgeschöpft ist. Zusätzlich werden in der Netzreserve befindliche Kraftwerke erst angefordert, wenn auch hier jegliche Alternativen bereits berücksichtigt wurden.

Ausgehend von diesem Szenario werden in dem Szenarienzweig **Einbeziehung EE** die aktuell für EE-Anlagen geltenden Vorrangregeln relativiert. Die Abregelung von EE-Anlagen werden dann so modelliert, dass diese eine mit dem Redispatch konventioneller Markt-Kraftwerke gleichrangige Maßnahme sind und immer dann erfolgen, wenn dies unter den Rahmenbedingungen des jeweiligen Szenarios volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Dabei ist entscheidend, in den Kosten der Redispatch-Maßnahme auch den Wert einer entgangenen Einspeisung von EE-Anlagen anzusetzen. Dies gilt insbesondere, wenn diese Einspeisung zur Erreichung politisch vorgegebener Ziele für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu einem anderen Zeitpunkt (ggf. mit zusätzlich zu errichtenden EE-Anlagen) nachgeholt werden muss. Dieser Wert entgangener EE-Einspeisung muss nicht zwangsläufig mit den entgangenen Erlösen und notwendigen Kompensationszahlungen an Anlagenbetreiber übereinstimmen. Die Kosten für die EE-Abregelung können dabei nicht durch einen konkreten Wert bestimmt werden, so dass innerhalb der Berechnungen die Kosten in einer sinnvollen Bandbreite über Sensitivitätsanalysen variiert werden.

Für die Simulation der **Einbeziehung von KWK-Anlagen** in den herkömmlichen Redispatch wird eine Flexibilisierung aller KWK-Anlagen in der Art unterstellt, dass diese ohne Berücksichtigung der Wärmenachfrage mit dem maximalen technischen Potenzial im Redispatch genutzt werden können. Die Wärmenachfrage wird dann in Form von alternativen Wärmeerzeugern, Speichern, etc. gedeckt. Durch Sensitivitätsanalysen werden unterschiedliche Bandbreiten der Flexibilisierung untersucht, so bspw. auch eine Flexibilisierung mittels P2H-Anlagen.

In dem Szenariozweig **Einbeziehung NR** wird die nachrangige Anforderung der Netzreserve aufgehoben. Die Inanspruchnahme der Netzreserve wird so modelliert, dass diese eine mit dem Redispatch konventioneller Markt-Kraftwerke gleichrangige Maßnahme ist und immer dann erfolgt, wenn dies unter den Rahmenbedingungen des jeweiligen Szenarios volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Die jeweils isolierte Betrachtung der Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen bzw. der Netzreserve erlaubt eine Quantifizierung der Effekte, wenn nur eine dieser Technologien in den herkömmlichen Redispatch einbezogen wird. In weiteren Szenarien, bspw. **Einbeziehung von EE- und KWK**, werden unterschiedliche Szenarien kombiniert betrachtet, so dass Vorrangregeln für mehrere Anlagengruppen relativiert werden. Im Fokus dieser Szenarien steht dabei, ob durch die gleichzeitige Relativierung der Vorrangregeln sich überlagernde oder gegenläufige Effekte auftreten.

Durch einen Vergleich der Simulationsergebnisse lassen sich infolgedessen die technisch-wirtschaftlichen Auswirkungen der Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen sowie der Netzreserve quantifizieren. Aus diesen Überlegungen heraus wird geprüft, ob ein regelbasiertes und im Netzbetrieb praktikabel anwendbares Kriterium abgeleitet werden kann, das eine fallweise Entscheidung erlaubt, ob die jeweils vorliegende engpassbehaftete Netzsituation mit oder ohne Einbeziehung der EE- und/oder KWK-Anlagen und Kraftwerke in der Netzreserve in den marktbasieren Redispatch effizienter in einen ungestörten Zustand zurückgeführt werden kann.

3.3 Methodik

Um die Einsenkung von EE- und/oder KWK-Anlagen im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen möglichst praxisnah abzubilden, werden quantitative Redispatch-Simulationen für einen historischen Zeitraum auf Basis realer Netz- und

Marktdaten durchgeführt. Dazu wird ein bei Consentec vorliegendes Berechnungsverfahren zur Simulation von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen zur Engpassbeseitigung eingesetzt. Um eine hohe Robustheit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden die Simulationen in einem stündlichen Zeitraster für ein gesamtes Jahr analog zum in Abbildung 3.2 dargestellten Ablauf durchgeführt.



Abbildung 3.2: Überblick über die eingesetzte Methodik.

In einem ersten Schritt werden stündliche **Lastflussdatensätze** erzeugt. Ein Lastflussdatensatz bildet dabei eine konkrete Netznutzungssituation ab und vereint insbesondere die Informationen zur tatsächlichen Verteilung und Höhe der Lasten und Einspeisungen sowie zum Schaltzustand und den technischen Eigenschaften des Netzes. Ein Lastflussdatensatz bildet dabei nicht nur das deutsche Übertragungsnetz ab, sondern das gesamte europäische Synchrongebiet. Bei den Marktergebnissen ist es somit entscheidend, neben der Höhe und geografischen Verteilung der Einspeisungen der Erzeuger zusätzlich den Stromhandel mit deutschen Nachbarländern mit zu erfassen, da dieser einen hohen Einfluss auf die deutschen Netze hat. In der Studie liegt der Fokus auf der Übertragungsebene, da diese zur Gewährleistung der Systemsicherheit die höchste Relevanz hat. Die netztechnischen Wirkungen der Einspeisungen von Erzeugungsanlagen, die nicht direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind, werden im Modell adäquat abgebildet, indem die Netzanschlusspunkte den jeweils korrespondierenden Netzknoten des Übertragungsnetzes zugeordnet werden.

Auf Basis der stündlichen Lastflussdatensätze können die sich in einer Stunde ergebenden Leistungsflüsse im Übertragungsnetz analysiert und ausgewertet werden. Diese Leistungsflüsse werden in den sich anschließenden **Netzsicherheitsuntersuchungen** fokussiert betrachtet. In dieser Verfahrensstufe wird untersucht, ob die im ersten Schritt berücksichtigten Marktergebnisse zu zulässigen Leistungsflüssen oder zu Netzengpässen führen. Um potentiell überlastete Netzbetriebsmittel zu identifizieren, werden daher sogenannte (n-1)-Ausfallrechnungen durchgeführt, bei denen sukzessive der Ausfall von je einem Betriebsmittel simuliert und anschließend die sich beim jeweiligen Ausfall ergebenden Lastflüsse analysiert werden. Ein Betriebsmittel gilt bei diesen Analysen dann als überlastet, wenn der sich einstellende Leistungsfluss in mindestens einer der Ausfallsimulationen den thermisch zulässigen Grenzstrom überschreitet. Strombedingte Netzengpässe verursachen in der Praxis derzeit rund 98 % des Redispatch-Bedarfs, so dass die Verletzung zulässiger Spannungsgrenzen als Ursache für Redispatch-Maßnahmen in dieser Untersuchung vernachlässigt wurde. In Deutschland wird im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein strenges (n-1)-Kriterium eingehalten. Diesem Kriterium folgend sind (n-1)- und (n-0)-Überlastungen von Betriebsmittel unzulässig, weshalb deren Auftreten entsprechende korrektive Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber erfordert. Zudem werden in

den Untersuchungen hauptsächlich **horizontale Netzengpässe** auf der Übertragungsebene und lediglich vereinzelt **vertikale Netzengpässe** auf der Umspannebene zwischen Übertragungs- und Verteilernetz betrachtet. Insbesondere bei vertikalen Engpässen sind die Optionen zur Behebung allerdings deutlich beschränkter. Mit dem Fokus auf horizontale Engpässe werden daher die für die hier vorliegende Fragestellung relevanten Engpässe erfasst.

Diese Gegenmaßnahmen zu identifizieren ist Kernaufgabe von **Redispatch-Simulationen**. Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind ÜNB dazu berechtigt und verpflichtet, bei Detektion von unzulässigen Netzbelastungen entsprechende Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Für VNB gilt entsprechend § 14 EnWG. Zur Herstellung der (n-1)-Systemsicherheit können Netzbetreiber vorrangig netz- sowie marktbezogene Maßnahmen ergreifen. Zu ersteren sind dabei insbesondere gezielte Netztopologie-Änderungen durch Schaltmaßnahmen oder Ansteuerung aktiver Netzelemente (wie bspw. stufbare Transformatoren oder DC-Links) zu zählen. Kann mittels dieser Maßnahmen die (n-1)-Systemsicherheit nicht wiederhergestellt und gewährleistet werden, dürfen Netzbetreiber gezielt Wirkleistungsanpassungen bei Verbrauchern und Erzeugern fordern (marktbezogene Maßnahmen). Vorrangig werden hierbei Leistungsanpassungen bei konventionellen Kraftwerken vorgenommen, die innerhalb eines Zeitpunktes planmäßig energetisch neutral angefordert werden und die Leistungsflüsse in den Netzen gezielt so beeinflussen, dass die zuvor identifizierten Engpässe beherrscht werden.

Diese Eingriffe in die Leistungsbilanzen der Kraftwerke können mit Kosten verbunden sein, weshalb Netzbetreiber angewiesen sind, diejenigen Maßnahmen auszuwählen und umzusetzen, die integral (über alle Leistungsanpassungen eines Zeitraums) zu den geringsten Kostenbelastungen führen. Die Zielfunktion liegt somit in einer Kostenminimierung. Im Hinblick auf die hierdurch geforderte Kosteneffizienz sind somit für die Netzbetreiber zwei Eigenschaften der Kraftwerke bei Auswahl der kosteneffizientesten Leistungsanpassung entscheidend:

- Lage zum Engpass,
- Kosten der Leistungsanpassung.

Die Lage einer Erzeugungsanlage zum Engpass bestimmt die netztechnische Wirksamkeit (Sensitivität) und letztlich die Höhe der Leistungsanpassung, die mindestens erforderlich ist, um einen Engpass vollständig zu beheben. Innerhalb konkreter Netzsituationen ist es dabei jeweils entscheidend, nicht nur einzelne Wirkungen auf Engpässe, sondern die Summensensitivität einer Anlage auf alle gleichzeitig auftretende Engpässe einer Stunde zu berücksichtigen. Somit können sowohl Synergien als auch negative Wechselwirkungen erfasst werden. Diese Summensensitivität muss dabei für jede Anlage und jede Netzsituation initial erneut berechnet werden, wodurch sich das Verhältnis der technischen Effektivität mehrerer Anlagen zueinander in Abhängigkeit von der Lage der Engpässe über mehrere Stunden ändern kann.

Zusätzlich unterscheiden sich die Anlagen hinsichtlich ihrer Kostenwirkungen, die sich in erster Linie aus den Grenzkosten ergeben. Dabei sind vermiedene Kosten beim Herunterfahren der Anlage bzw. zusätzliche Kosten bei erhöhter Leistungsanforderung zu berücksichtigen.

Die Auswahl der Anlagen erfolgt letztlich auf Basis der Summensensitivität zu den Engpässen und der zugehörigen Kostenwirkung. Die Netzbetreiber wählen entsprechend die Maßnahmen aus, mit der die Leistungsflüsse kosteneffizient auf ein netzverträgliches Maß reduziert werden können. Hierfür müssen Netzbetreiber wissen, welche Leis-

tungsanpassungen je Anlage unter Einhaltung betrieblicher und technischer Restriktionen für Redispatch-Maßnahmen möglich sind. Hierzu sind die Anlagenbetreiber angewiesen, den Netzbetreibern je Zeitpunkt mögliche Stellbereiche ihrer Anlagen in Abhängigkeit vom Betriebspunkt sowie Kosten bzw. Erlöse eines Eingriffs zu übermitteln (vgl. Abschnitt 2.2.4).

Neben der Kosteneffizienz der möglichen Leistungsanpassungen berücksichtigen Netzbetreiber zusätzlich die auf Basis der aktuellen Gesetzeslage geltenden Vorrangregeln. Somit dürfen Leistungsanpassungen bei EE- und KWK-Anlagen nur dann vorgenommen werden, wenn zuvor das gesamte Redispatch-Potenzial konventioneller Kraftwerke ausgeschöpft wurde. Dies gilt insbesondere auch für EE- und KWK-Anlagen, die in konkreten Netzsituationen über eine hohe Sensitivität auf Engpässe verfügen und diese technisch effizient beheben könnten. Diese Vorrangregeln werden im Rahmen der Sensitivitätsrechnungen aufgehoben, so dass für Netzbetreiber das Potenzial für mögliche Leistungsanpassungen deutlich höher als im Basisszenario ist. Um beim Redispatch-Planungsprozess kosteneffiziente Maßnahmen auszuwählen, müssen mögliche Leistungsanpassungen der EE- und KWK-Anlagen mit einem Kostenansatz belegt werden. Je höher dabei die Kosten gewählt werden, desto unwahrscheinlicher erfolgt eine Leistungsreduktion der Anlagen.

Das für die quantitativen Untersuchungen eingesetzte Redispatch-Verfahren kann diese Randbedingungen entsprechend berücksichtigen. Für die hier relevante Fragestellung wird das Verfahren mit Ausnahme sich in der Netzreserve befindlicher ausländischer Kraftwerke ausschließlich für Deutschland sowie die Übertragungsebene eingesetzt⁶⁷. Netzengpässe im Ausland werden nicht betrachtet. Für jede Stunde werden die kosteneffizienten Redispatch-Maßnahmen einzeln unter Vernachlässigung zeitkoppelter Nebenbedingungen identifiziert.

Entsprechend der aktuell von den ÜNB vorgenommen Identifizierung der Redispatch-Maßnahmen wird auch in dieser Studie eine Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten als Zielfunktion der Modellierung verwendet.

Bei allen Simulationen – auch im Basisszenario – wird ein energetischer Ausgleich bei der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen unterstellt. Damit weichen die Simulationen z.T. von der heutigen Praxis ab, da momentan der energetische Ausgleich bei Einspeisemanagementmaßnahmen nicht ausschließlich auf Anweisung der ÜNB und somit unter Berücksichtigung der netztechnischen Wirkungen stattfindet, sondern vorrangig von den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) über den Markt oder über die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie vorgenommen wird.

Durch einen Vergleich der Simulationsergebnisse lassen sich infolgedessen die technisch-wirtschaftlichen Auswirkungen der Relativierung der Vorrangregeln von EE- und KWK-Anlagen quantifizieren.

3.4 Verwendete Datenbasis und Betrachtungszeitraum

Für die Analyse wird der Zeitraum von Oktober 2015 bis September 2016 berücksichtigt. Dieser Analysezeitraum über ein historisches Jahr erlaubt die praxisnahe Auswertung unterschiedlicher Lastspeisesituationen und damit

⁶⁷ Die aufgrund von Netzüberlastungen im Verteilernetz oder am Netzverknüpfungspunkt des Übertragungsnetzes mit dem Verteilernetz verursachten Einsenkungen von EE- und KWK-Anlagen lassen sich mit diesem Simulationsansatz allerdings nicht genau ermitteln.

einer großen Bandbreite unterschiedlicher Ursachen für Netzengpässe. Diese umfassen insbesondere die Kombination aus Stark- und Schwachlastfällen sowie Stark- und Schwachwindsituationen. Zusätzlich werden saisonale und tageszeitliche Einflüsse beachtet, um z. B. die Auswirkungen unterschiedlich hoher Einspeisung aus PV-Anlagen analysieren zu können. Der gewählte Zeitraum erfasst dabei insbesondere auch kritische Netzsituationen, bei denen der umfangreiche Einsatz von in der Netzreserve befindlichen Kraftwerken erforderlich war. Die auf Basis dieses Simulationszeitraums abgeleiteten Vorschläge zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen gewährleisten somit, dass sie für eine Vielzahl dieser unterschiedlichen Netzsituationen eine sinnvolle Erweiterung der heute bestehenden Regelungen darstellen.

Die für die Analysen erforderlichen stündlichen Lastflussdatensätze wurden von den deutschen ÜNB zur Verfügung gestellt. Die Datensätze bilden dabei einen Netzzustand ab, der noch keine konkreten Umsetzungen von Redispatch-Maßnahmen enthält, sondern ausschließlich konkrete Netzengpasssituationen auf Basis von Stromhandelsgeschäften abbildet. Diese Datensätze bilden gleichzeitig die von den deutschen ÜNB berücksichtigte Grundlage bei der täglichen Identifikation von geeigneten Redispatch-Maßnahmen.

Neben den Netzdatensätzen haben die deutschen ÜNB zusätzlich die sogenannten ERRP-Planungsdaten (ENTSO-E Reserve Resource Process) zur Verfügung gestellt. Kraftwerksbetreiber sind im Rahmen des Energieinformationsnetzes dazu verpflichtet, den ÜNB Plandaten zum voraussichtlichen Kraftwerkseinsatz zu übermitteln. Die Daten enthalten eine Aufschlüsselung der geplanten Einspeisung für unterschiedliche Zwecke (z. B. Einspeisung für neg. Regelleistungsvorhaltung) und geben die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes ausgehend vom geplanten Betriebspunkt an. Diese Daten umfassen insbesondere Angaben zum positiven und negativen Redispatch-Vermögen, Vorhaltung von Besicherungsleistung sowie positiver Regelleistung. Für die Analysen wurde die Plandatenmeldung von Kraftwerksbetreibern berücksichtigt, die zum Zeitpunkt der Erstellung der Netzmodelle aktuell war. Somit ist sichergestellt, dass die Datenbasis in sich konsistent ist. Die mit der Leistungsanpassung von Kraftwerken verbundenen Kostenwirkungen wurden ebenfalls von den ÜNB übermittelt. Für die anlagenscharfe Abbildung der EE-Anlagen wurden die von den ÜNB prognostizierten Einspeisungen sowie die regionale Aufteilung auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes berücksichtigt.

3.5 Bewertungskriterien

Auf Basis der quantitativen Analysen wird abgeleitet, unter welchen Voraussetzungen, d. h. beispielsweise bei welchen Netzsituationen, eine Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den marktbasieren Redispatch einen systematischen Nutzen bringt. Dabei wird ebenfalls die mit der Relativierung des Einspeisevorrangs damit zwangsläufig zunehmende Absenkung von besonders erwünschter und deshalb geförderter Einspeisung berücksichtigt. Grundsätzlich sind hierbei unterschiedliche Abwägungskriterien (z. B. Umfang der Redispatch-Maßnahmen, Redispatch-Kosten etc.) denkbar. Mittels eines ökonomischen Kriteriums kann einerseits aus der Perspektive der Netzkunden sichergestellt werden, dass die eigentlich unerwünschte Abregelung von EE- und KWK-Einspeisung nur dann erfolgt, wenn hierdurch eine deutliche Reduktion der gesamten Kosten für die Engpassbeseitigung erreicht werden muss. Andererseits erscheint es bei einem ökonomischen Kriterium, anders als z. B. bei rein technischen Kriterien (wie dem Redispatch-Volumen), zumindest grundsätzlich möglich, alle relevanten Aspekte (z. B. Einsparungen bei Netzkosten, Veränderungen Förderkosten für EEG- und KWK-Einspeisung, Wert entgangener EE-Einspeisung,

Kosten alternativer Wärmebereitstellung) in einem geschlossenen Bewertungsansatz zu berücksichtigen. Die Wechselwirkung zwischen den einzelnen Aspekten, die in ein Bewertungskriterium eingehen, kann dabei über geeignete Gewichtungsfaktoren berücksichtigt werden.

Um zu bewerten, ob eine Relativierung der Sonderregelung von EE- und/oder KWK-Anlagen sowie der Netzreserve im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen sinnvoll ist, werden die für Deutschland durchgeführten quantitativen Redispatch-Simulationen insbesondere hinsichtlich folgender drei Bewertungskriterien ausgewertet:

- Redispatch-Volumina
 - Energiemengen hochgefahrterer konventioneller Kraftwerke
 - Abregelungsmengen von EE- und KWK-Anlagen
 - Energiemengen aus Netzreserve
- Volkswirtschaftliche Kosten des Redispatch
- Veränderung der CO₂-Emissionen

Anhand der Gegenüberstellungen der **Redispatch-Volumina** konkreter Simulationen kann die technische Effizienz und Praktikabilität der identifizierten Redispatch-Eingriffe verglichen werden. Werden bestehende Vorrangregeln beibehalten, werden im Zuge des Redispatch-Prozesses ggf. auch Eingriffe in die Erzeugung von konventionellen Kraftwerke vermehrt angefordert, die unter technischen Gesichtspunkten ineffizient sind, da immer weniger für den Redispatch nutzbare Anlagen in der Nähe von Engpässen zur Verfügung stehen. Das Redispatch-Volumen kann in solchen Situationen überproportional zur Leitungsbelastung ansteigen.

Redispatch-Maßnahmen stellen insbesondere bei sehr umfangreichen Eingriffen in den konventionellen Kraftwerkseinsatz im Hinblick auf die Höhe der Eingriffe und/oder der Anzahl der von Eingriffen betroffenen Kraftwerke einen hohen operativen Aufwand und eine mögliche Beeinträchtigung der Systemsicherheit dar. Die **Energiemengen hochgefahrterer konventioneller Kraftwerke** eignen sich somit, um aus systemtechnischer Sicht unterschiedliche quantitative Simulationen miteinander vergleichen zu können. Vor diesem Hintergrund wird aufgezeigt, in welchem Maße sich operative Risiken durch die Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen reduzieren lassen und damit ggf. ein systematischer Beitrag zur Verbesserung der Systemsicherheit geleistet werden kann.

Dabei ist zu erwarten, dass gleichzeitig die **EE- und KWK-Abregelung** gegenüber dem Referenzfall zunehmen dürfte und somit unter ökologischen Aspekten wünschenswerte Einspeisung verloren geht. Als weiteres Bewertungskriterium werden daher die Abregelungsmengen von EE- und KWK-Anlagen jeweils ausgewiesen und anhand eines Vergleichs mit der Referenz eingeordnet.

In einigen Situationen ist es zur Wiederherstellung der Systemsicherheit unvermeidbar, dass ÜNB in der **Netzreserve** befindliche Kraftwerke gezielt zur Engpassbeseitigung anfordern. Diese Situationen treten insbesondere dann auf, wenn das gesamte verfügbare Redispatch-Potenzial inländischer Kraftwerke bereits völlig ausgeschöpft ist.: Aktuell muss die Netzreserve deutlich vor dem Erfüllungszeitpunkt und somit unter Prognoseunsicherheiten angefordert werden. Da diese Kraftwerke weiterhin nicht direkt an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen sind, ist

die operative Umsetzung der Netzreserveanforderung unweigerlich komplexer gegenüber in Deutschland befindlichen Kraftwerken. Die Anforderung der Netzreserve stellt somit das dritte Bewertungskriterium dar, für das Redispatch-Mengen ausgewertet werden.

Wird die Einspeiseleistung eines Kraftwerkblocks in Folge eines Redispatch-Eingriffs angepasst, hat dies insbesondere Auswirkungen auf die variablen Kosten der Stromerzeugung. Unter variablen Kosten werden alle Aufwendungen verstanden, die vom kurzfristigen Einsatz der Erzeugungsanlagen abhängen und somit durch Redispatch-Maßnahmen verändert werden. Gemäß § 13a EnWG dürfen die Betreiber von Erzeugungsanlagen durch den Redispatch-Eingriff weder besser noch schlechter gestellt werden. Hieraus können gegenüber den ÜNB sowohl Verbindlichkeiten als auch Forderungen entstehen, die im Saldo letztlich die beim ÜNB anfallenden **Redispatch-Kosten** bilden. Analoges gilt für die Kostenwirkung bei der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen. Im Falle einer Abregelung von EE-Anlagen erhält der Anlagenbetreiber vom ÜNB eine Kompensationszahlung in Höhe der Einspeisevergütung, bzw. der Marktprämie bei in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen⁶⁸.

Die Redispatch-Kosten setzen sich somit aus dem Saldo der Veränderungen der variablen Kosten der konventionellen Anlagen, einschließlich KWK-Anlagen und Netzreserveanlagen, und den durch die Abregelung von EE-Anlagen anfallenden Kosten zusammen. Zwar können die hier angesetzten und aufgrund von Geschäftsgeheimnissen über die Kraftwerkstypen gemittelten variablen Kosten je Kraftwerk von den tatsächlich in der Praxis auftretenden Kosten im Einzelfall abweichen – Redispatch-Kosten werden aber auch von den ÜNB in den Netzkosten geltend gemacht und häufig in der Literatur als gängiger Vergleichsmaßstab von unterschiedlichen Redispatch-Simulationen herangezogen.

Davon abzugrenzen sind die durch Redispatch-Eingriffe verursachten **volkswirtschaftlichen Kosten**, die letztlich ausschlaggebend für die Wohlfahrt sind und daher als objektives Bewertungskriterium bei den Simulationen berücksichtigt werden. Neben den tatsächlich anfallenden Kosten, die sich an den jeweiligen Zahlungsströmen der Akteure messen lassen, werden hierbei zusätzlich volkswirtschaftliche Kosten, insbesondere Rückwirkungen auf die Wohlfahrt, mit einbezogen. Für die Anpassung der Einspeiseleistung konventioneller Anlagen entsprechen diese ebenfalls dem Saldo der variablen Kosten. Bei der Abregelung von EE-Anlagen hingegen ist entscheidend, ob die Abregelung mit einem Verlust von EE-Strom verbunden ist. Dies ist beispielsweise bei Wind- und Photovoltaikanlagen der Fall, bei denen vermiedene Einspeisung elektrischer Energie zu einem späteren Zeitpunkt nicht nachgeholt werden kann. In diesen Fällen ist nicht eindeutig definierbar, mit welchen volkswirtschaftlichen Kosten eine Abregelung verbunden ist. Tabelle 1 listet hierzu die finanziellen Auswirkungen einer Abregelung von EE-Anlagen für die unterschiedlichen Akteure und aus volkswirtschaftlicher Sicht auf.

⁶⁸ Von Härtefallregelungen sowie möglicher Ausgleichsenergiebelastung des BKV wird an dieser Stelle abstrahiert. Diese Problematik wird beim energetischen Modell aufgegriffen.

Tabelle 1: Darstellung der Kostenwirkungen bei Abregelung einer EE- bzw. KWK-Anlage.

Sichtweise	Anlage wird <i>nicht</i> abregelt (Markt)	Anlage wird abregelt (Redispatch)	finanzielle Auswirkung für Akteur
Anlagenbetreiber	erhält fixe Einspeisevergütung bzw. Börsenpreis zzgl. Marktprämie	erhält Kompensationszahlung (i. H. d. Einspeisevergütung bzw. Marktprämie)	<i>kostenneutral</i> ⁶⁹
Netzbetreiber	zahlt EEG-Förderkosten (fixe Einspeisevergütung abzgl. Börsenpreis bzw. Marktprämie)	zahlt Kompensationszahlung, spart EEG-Förderkosten ein	<i>kostenneutral</i>
Volkswirtschaft	EE-Strom wird eingespeist	Verlust von EE-Strom	<i>Kosten abhängig vom vwl. Wert der EE-Eigenschaft</i>

Sowohl für den Netz- als auch für den Anlagenbetreiber ist die Abregelung einer EE- bzw. KWK-Anlage gegenüber dem Fall ohne Abregelung grundsätzlich nicht mit zusätzlichen Kosten verbunden: Die Höhe der Zahlungsflüsse zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern ist – mit Ausnahme der Abhängigkeit von der Vermarktungsform – jeweils gleich hoch. Wird z. B. die EE-Anlage nicht abgeregelt, erhält der Anlagenbetreiber eine fixe Einspeisevergütung bzw. den Börsenpreis zuzüglich einer Marktprämie. Die Einspeisevergütung bzw. die Marktprämie wird dabei vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlt. Wird hingegen die EE-Anlage netzbedingt abgeregelt, muss der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber entsprechend für seine entgangenen Erlöse entschädigen. Hierfür zahlt er an den Anlagenbetreiber eine Kompensationszahlung in der Höhe der dem Anlagenbetreiber entgangenen Einspeisevergütung bzw. Marktprämie. Eine Auszahlung des Börsenpreises ist nicht Bestandteil der Kompensationszahlung, da das vom Anlagenbetreiber abgeschlossene Börsengeschäft nicht durch die EE-Abregelung beeinflusst wird und weiterhin Bestand hat. Gleichzeitig spart der Netzbetreiber die EEG-Förderkosten (fixe Einspeisevergütung abzgl. Börsenpreis bzw. Marktprämie) ein. In beiden Fällen sind die von dem Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber zu leistenden Zahlungsströme somit identisch. Durch die Abregelung der EE-Anlage fallen infolgedessen bei beiden Akteuren keine zusätzlichen direkten Kosten an.

Für den Netzbetreiber ändert sich hingegen die Zusammensetzung der Kostenpositionen. Wird eine EE-Anlage abgeregelt, werden die damit verbundenen Kompensationszahlungen an den Anlagenbetreiber in die Netzengpass- bzw. Redispatch-Kosten verschoben. Insbesondere wird neben der mit der EE-Abregelung nicht produzierten klimafreundlichen Energiemenge auch diese Kostenposition aufgrund der in den letzten Jahren signifikant zugenommenen Höhe in der Öffentlichkeit kritisch wahrgenommen. Die für den energetischen Ausgleich benötigte Leistungserhöhung konventioneller Anlagen verursacht beim Netzbetreiber weitere Kosten, die entsprechend in den Redispatch-Kosten miterfasst werden.

⁶⁹ In der Praxis können für den Anlagenbetreiber zusätzliche Kosten aus der Härtefallregelung sowie für den Bilanzausgleich anfallen (vgl. Abschnitt 2.2). In dem Modell erfolgt direkt ein kosteneffizienter energetischer Ausgleich unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen.

Eine zusätzliche Belastung der Volkswirtschaft liegt vor, wenn die durch die Abregelung einer EE-Anlage vermiedene elektrische Energie nicht nachgeholt werden kann. Zwar werden bei der Abregelung von dargebotsabhängigen EE-Anlagen im Gegensatz zur Abregelung konventioneller Anlagen keine variablen Kosten eingespart, wodurch keine unmittelbar messbaren vermiedenen Kosten bzw. Erlöse entstehen. Darüber hinaus besitzt der EE-Strom gegenüber Strom aus fossilen Anlagen allerdings einen zusätzlichen Mehrwert, der letztlich auch die Grundlage der politischen Förderung darstellt. Um die volkswirtschaftlichen Kosten somit vollständig zu erfassen, wenn der abgeregelte Strom aus EE-Anlagen nicht nachgeholt werden kann, muss dieser Mehrwert bei der EE-Abregelung berücksichtigt werden. In diesem Fall ist allerdings fraglich, welcher volkswirtschaftliche Wert mit EE-Strom verbunden wird.

Eine eindeutige und objektive Bestimmung dieses volkswirtschaftlichen Werts dürfte nicht zweifelsfrei möglich sein. Zusätzlich ist es nicht Bestandteil dieser Studie, für diese Fragestellung eine eindeutige Antwort zu erarbeiten. Vielmehr werden im Rahmen der Analysen und den damit verbundenen Ergebnisdarstellungen sinnvoll erscheinende Bandbreiten des volkswirtschaftlichen Werts angenommen und bei der Gegenüberstellung der Szenarien hinterlegt. Diese Bandbreite erstreckt sich dabei von 0 €/MWh bis 100 €/MWh. Der untere Extremfall von 0 €/MWh würde implizieren, dass der auf erneuerbaren Energien basierende elektrische Strom keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert gegenüber Strom aus unklaren/fossilen Quellen besitzen würde. Der andere im Rahmen der Studie berücksichtigte Extremfall von 100 €/MWh wurde an die heute bestehende reale Vergütung der EE-Anlagen angelehnt. Anlagen, die im Rahmen der Studie in dem betrachteten Zeitraum abgeregelt wurden, wurden im Schnitt mit 102 €/MWh (mengengewichtet) vergütet. Bei diesem Bewertungsansatz sind die volkswirtschaftlichen Kosten identisch mit den beim ÜNB anfallenden Netzengpasskosten bzw. Redispatch-Kosten. Allerdings dürfte dieser Ansatz auch tendenziell eine Überschätzung des tatsächlichen Mehrwertes des EE-Stroms darstellen. Innerhalb dieser Bandbreite wurde eine weitere Stützstelle mit 60 €/MWh untersucht. Diesem Bewertungsansatz liegt die Annahme zu Grunde, dass abgeregelter und verlorener EE-Strom zur Erreichung der politisch festgesetzten Ziele aus anderen EE-Anlagen substituiert und nachgeholt werden muss. Dies kann über die Inbetriebnahme zusätzlicher EE-Anlagen erfolgen. Die damit verbundenen Kosten werden an der Größenordnung realer Fördersätze für aktuell in Betrieb gehende Anlagen orientiert, die in dieser Studie mit 60 €/MWh abgeschätzt wurden.

Um zu bewerten, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Relativierung der Vorrangregeln von EE- und KWK-sowie Netzreserveanlagen in den marktbasieren Redispatch sinnvoll ist, wird daher dieses volkswirtschaftliche Bewertungskriterium eingeführt. Aufgrund von bestehenden Betriebsgeheimnissen und in der Konsequenz fehlenden öffentlichen Kostenangaben bei der Anforderung der Netzreserve wurde dabei der Einsatz der Netzreserve mit 150 €/MWh abgeschätzt. Die Kosten für Leistungsanpassungen bei konventionellen Kraftwerken wurden an die tatsächlichen variablen Kosten angelehnt. Für KWK-Strom wurde neben den Kosten für den Primärenergieeinsatz keine weiteren volkswirtschaftlichen Kosten angesetzt.

Die zur Engpassbehebung notwendigen korrektiven Eingriffe der ÜNB in die Leistungsbilanzen der Kraftwerke können gegenüber dem rein marktbasieren Kraftwerkseinsatz zu sich ändernden **CO₂-Emissionen** führen. Dabei ist es sowohl möglich, dass durch eine Redispatch-Maßnahme zusätzliche CO₂-Emissionen emittiert werden, wenn ein Kraftwerk zu einer Leistungserhöhung angefordert wird, als auch Emissionen vermieden werden, wenn die Einspeisung eines Kraftwerks gedrosselt wird. Die CO₂-Emissionen werden dabei für jeden Kraftwerksblock von dem brennstoffspezifischen Emissionsfaktor und dem Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks beeinflusst. Der konkrete Emissionsausstoß von Kraftwerken wird bei der Ermittlung von Redispatch-Maßnahmen nur indirekt durch die ÜNB

berücksichtigt. Die ÜNB wählen konkrete Redispatch-Maßnahmen aus den ihnen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten unter Berücksichtigung der technischen Effektivität und somit der Lage zu den Engpässen und der variablen Kosten der Stromerzeugung aus. Zwar sind in letzteren dabei auch eventuelle Kosten für die Emission von CO₂ berücksichtigt; die Reduktion der CO₂-Emissionen ist aber kein primäres Ziel der ÜNB, sondern ergibt sich aus den ausgewählten Redispatch-Maßnahmen. Als letztes und ökologisches Bewertungskriterium werden daher Veränderungen der **CO₂-Emissionen** ausgewertet.

Durch diese Bewertungskriterien, die sowohl technische als auch ökonomische und wirtschaftliche Aspekte vereinen, ist es entsprechend möglich, verschiedene Auswirkungen der Relativierung von Vorrangregeln zu untersuchen.

3.6 Analyse des Redispatch-Potenzials von KWK- und EE-Anlagen

Für die quantitativen Berechnungen zur Analyse der Auswirkungen der Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch ist es zunächst erforderlich, die bestehenden Anlagen im Hinblick auf deren Eignung zu bewerten. Dazu haben wir in einer Voranalyse eine Potenzialabschätzung durchgeführt, die das Ziel hatte, das maximale technische Potenzial zu bestimmen, das bei einer Einbeziehung in den Redispatch abgerufen werden kann.

Diese Abschätzung basiert auf einer anlagenscharfen Auswertung möglicher Einschränkungen eines flexiblen Einsatzes dieser Anlagen im Rahmen der Engpassbeseitigung. Dazu haben wir folgende Datenquellen berücksichtigt:

- EE-Anlagenstammdaten zum Zeitpunkt September 2016 (Anlagenstammdaten der ÜNB bis 31.12.2015 sowie Anlagenregister der BNetzA ab 1.1.2016).
- KWK-Anlagenstammdaten aus dem ERRP-Prozess (d. h. Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW), vervollständigt um Informationen zur Fähigkeit der Wärmeauskopplung gemäß Kraftwerksliste der BNetzA.

In diesen Datenquellen, die mehr als 95 % der gesamten installierten Leistung aller in Betrieb befindlicher Anlagen abdecken, ist eine Vielzahl von Eigenschaften dokumentiert. Für die Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch sind insbesondere die Auslesbarkeit der aktuellen Einspeiseleistung sowie die An- und Fernsteuerbarkeit zwingende Voraussetzungen, so dass im Rahmen der Potenzialabschätzung diese Parameter anlagenscharf analysiert wurden.

Grundsätzlich besteht nach § 9 EEG sowohl für EE- als auch KWK-Anlagen bestimmter Leistungskapazitäten eine gesetzliche Verpflichtung zur An- bzw. Fernsteuerbarkeit. Jedoch bestehen u. U. Rahmenbedingungen, die eine Änderung der Einspeiseleistung verhindern oder zumindest einschränken können. Bei EE-Anlagen können solche Limitierungen durch eine fehlende technische Umsetzung der Ansteuerbarkeit bzw. der nicht umgesetzten Übermittlung der tatsächlichen Einspeiseleistung entstehen. Bei KWK-Anlagen sind zudem weitere Ursachen möglich, die sich aus primärem Einsatzzweck und primärenergieabhängigen Kopplungen des Energieversorgungssystems ergeben können. Dies umfasst beispielsweise die Abhängigkeit von Industrieprozessen von der Wärmebereitstellung bestimmter KWK-Anlagen, deren Wegfall zu nur schwer vereinbaren prozessualen und finanziellen Einbußen führen

würde⁷⁰. Darüber hinaus ist der Einsatz gasbetriebener KWK-Anlagen (analog zu gasbetriebenen Erzeugungsanlagen ohne Wärmeauskopplung) an die netz- und markttechnische Situation des Gasnetzes gekoppelt, so dass aufgrund der erforderlichen Zugangskapazitäten zum Gasnetz die Leistung einer gasbefeuelten KWK-Anlage nicht in beliebigem Umfang geändert werden kann oder dies nur zu erheblichen Mehrkosten realisierbar ist.

3.6.1 EE-Anlagen

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführte Auswertung des Anlagenbestands ergibt eine installierte Leistung der unter die EE-Anlagen fallenden Wind-, PV-, Biomasse- und Laufwasseranlagen in Höhe von rund 94 GW, wobei die Energieträger Wind und PV mehr als 85 % der gesamten EE-Leistung ausmachen (Abbildung 3.3).

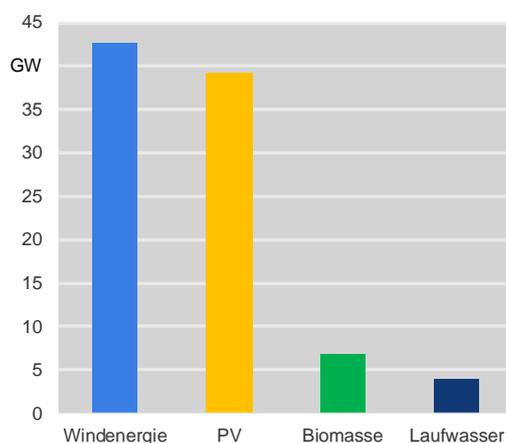


Abbildung 3.3: Installierte Leistung von EE-Anlagen, differenziert nach Primärenergieträgern.

Die weitere Auswertung der Datenbasis zeigt, dass über 80 % aller EE-Anlagen (bezogen auf die installierte Leistung) ansteuerbar sind. Zwischen den einzelnen Energieträgern ergeben sich dabei allerdings nennenswerte Unterschiede (Abbildung 3.4).

⁷⁰ Perspektivisch kann durch entsprechende technische Anpassungen die Abhängigkeit von der Wärmebereitstellung von KWK-Anlagen entkoppelt werden.

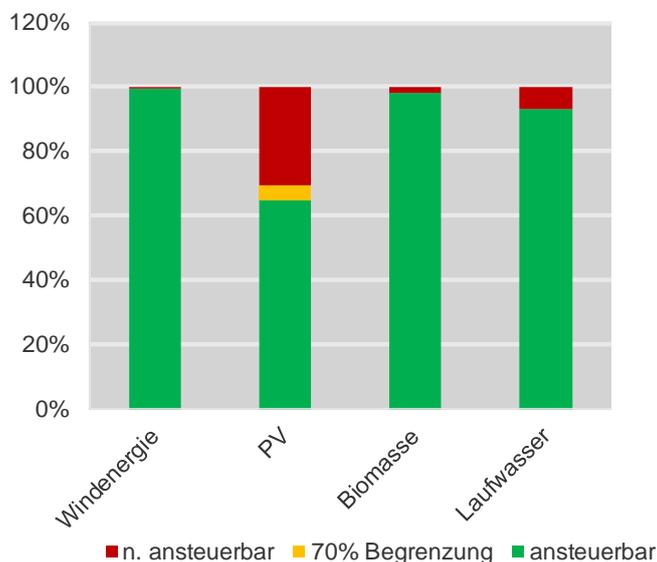


Abbildung 3.4: Ansteuerbarkeit von EE-Anlagen, differenziert nach Primärenergieträgern.

Während Wind-, Biomasse- und Laufwasseranlagen⁷¹ mit jeweils über 90 % weit überwiegend steuerbar sind, liegt der Anteil bei PV-Anlagen mit rund 65 % deutlich darunter. Einige der PV-Anlagen verfügen über eine Begrenzung auf 70 % der installierten Leistung am Netzanschlusspunkt, um mögliche Reduktionen der Einspeiseleistung im Rahmen von Maßnahmen des Einspeisemanagements zu umgehen.

Nach Angaben der Netzbetreiber sind der in der Praxis teilweise geringere Steuerbarkeiten der Anlagen zu beobachten, die sich dadurch kennzeichnen, dass vom Netzbetreiber angewiesene Reduktionen der Einspeiseleistung in vermeintlich steuerbaren Anlagen technisch nicht umgesetzt werden, und somit Ineffizienzen bei der Behebung von Netzengpässen auftreten können. Somit sind die zuvor ausgewiesenen Anteile der Steuerbarkeit – bezogen auf die derzeitige Praxis – als obere Abschätzung anzusehen.

Mit Blick auf die derzeitige Lage von Netzengpässen im deutschen Übertragungsnetz, die sehr stark durch windbedingte Leistungsflüsse in Nord-Süd-Richtung dominiert wird, und die regionale Verteilung der ausgewerteten Anlagen zeigt sich, dass die Steuerbarkeit von Anlagen in potenziell engpassbehafteten Regionen zu einem sehr hohen Anteil gegeben ist (Abbildung 3.5).

⁷¹ Laufwasserkraftwerke werden in den quantitativen Analysen aufgrund fehlender anlagenscharfer Prognosen nicht weiter betrachtet. Die erarbeiteten Erkenntnisse der Studie für die berücksichtigten EE-Typen sind aber im Grundsatz auch auf diese Anlagen übertragbar.

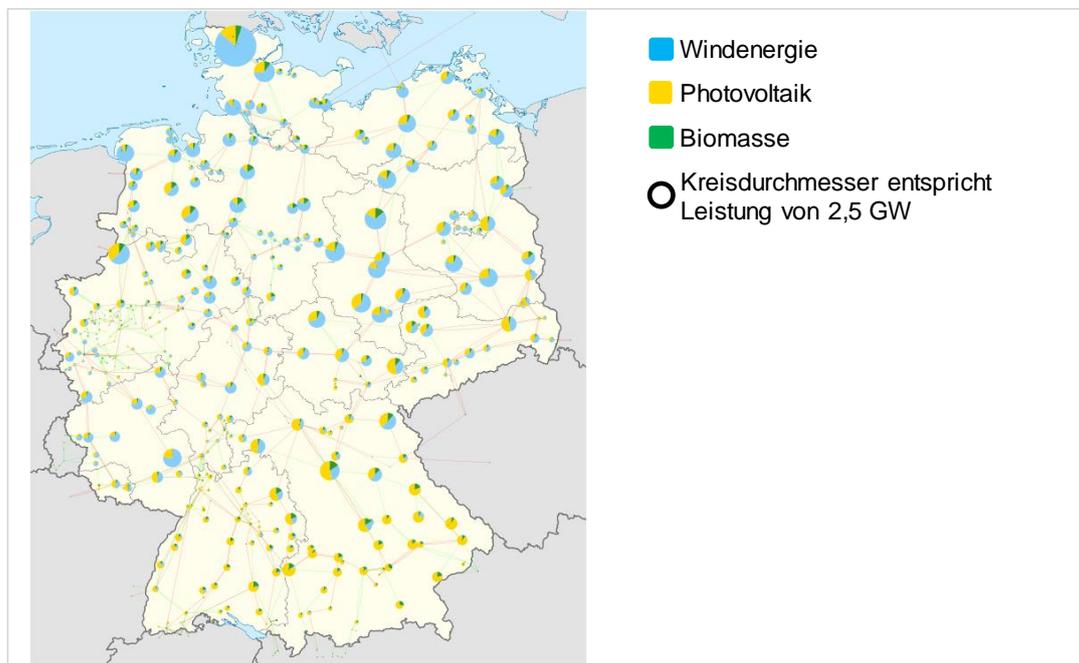


Abbildung 3.5: Regionale Verteilung der ansteuerbaren EE-Anlagen in Deutschland, dargestellt an Umspannwerken im Übertragungsnetz.

3.6.2 KWK-Anlagen

Die gesamte installierte Leistung der in den berücksichtigten Datenquellen erfassten KWK-Anlagen beläuft sich auf rund 50 GW. Diese teilen sich zu etwa 35 % auf Steinkohlekraftwerke, 30 % auf Gaskraftwerke und 25 % auf Braunkohlekraftwerke auf. Weitere 10 % entfallen auf sonstige Primärenergieträger.

Darin sind zunächst alle Anlagen erfasst, die grundsätzlich die Eigenschaft der Wärmeauskopplung besitzen, unabhängig davon, ob die entsprechende Anlage im realen Betrieb tatsächlich primär zur Deckung der Wärmenachfrage eingesetzt wird (Abbildung 3.6).

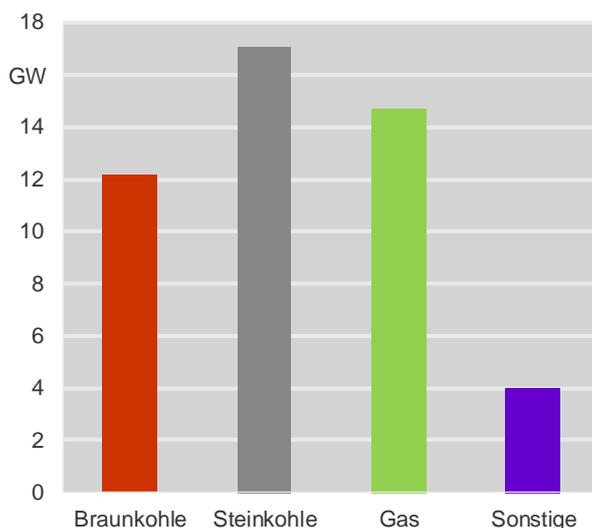


Abbildung 3.6: Installierte Leistung von KWK-Anlagen, differenziert nach Primärenergieträgern.

Gemäß der Angabe in den ausgewerteten Datenquellen ergibt sich für die installierte Leistung dieser Anlagen insgesamt ein Anteil von etwa 75 %, der grundsätzlich redispatchfähig ist. Bezogen auf die betrachteten Primärenergieträger variiert dieser Anteil jedoch signifikant (Abbildung 3.7).

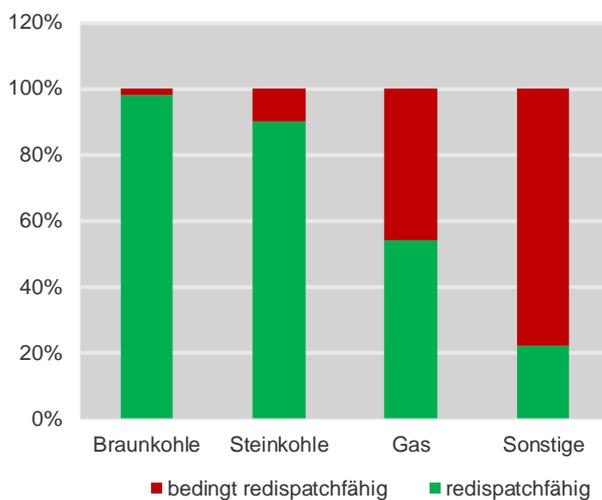


Abbildung 3.7: Redispatch-Fähigkeit von KWK-Anlagen gemessen an der installierten Leistung, differenziert nach Primärenergieträgern.

Während der Anteil bei Braun- und Steinkohlekraftwerken jeweils über 90 % beträgt, zeigt sich bei Gaskraftwerken ein signifikanter Einfluss der Restriktionen aus den Anforderungen aus Industrieprozessen, für die die KWK-Anlagen primär Prozesswärme bereitstellen und der Kopplung an das Gasnetz (z. B. bedingt durch die kontrahierten Lie-

ferkapazitäten für den Kraftwerksbetrieb). Aufgrund dessen liegt das Redispatch-Potenzial dieser Kraftwerke lediglich bei gut 50 %. Die sonstigen Kraftwerke sind ebenfalls zum Großteil nur bedingt redispatchfähig, was hauptsächlich auf Einsatzrestriktionen aus den Anforderungen von Industrieprozessen zurückzuführen ist.

Neben diesen grundsätzlichen Analysen auf Basis der Auswertung der Anlagenstammdaten, die das maximal technisch nutzbare Potenzial beschreiben, ergeben sich u. U. weitere betriebliche Restriktionen. Diese sind in den stundenscharfen Fahrplandaten aus dem ERRP-Prozess erfasst, da vom jeweiligen Kraftwerksbetreiber u. a. auch das nutzbare Potenzial zur Erhöhung und Reduktion der aktuellen Einspeiseleistung zu melden ist. Neben technischen Limitierungen ist nicht auszuschließen, dass auch betriebswirtschaftliche Überlegungen (z. B. Einsatzentscheidung bei der Wärmebereitstellung unter Abwägung, ob Strombezug, Eigenproduktion oder Produktionsverzicht für den Kraftwerksbetreiber die effizienteste Option ist, oder auch die Abwägung, ob die Vergütung zur Vermeidung von Netzentgelten höher ist als die Kosten, die sich durch die Vermarktung zu sehr geringen oder sogar negativen Preisen ergeben) dazu führen, dass bestimmte KWK-Anlagen gemäß Angaben in den ERRP-Plandaten nicht oder nur eingeschränkt flexibel bei der Engpassbehebung eingesetzt werden.

Im Gegensatz zu den EE-Anlagen erkennt man bei den KWK-Anlagen eine räumliche Konzentration in vergleichsweise wenigen Netzregionen. Der Großteil der Anlagen befindet sich im Ruhrgebiet (hohe Industriedichte mit entsprechendem Bedarf an Prozesswärme), im Raum Frankfurt und Mannheim sowie in den Braunkohlerevieren. Zudem sind – insbesondere auch im Norden und Osten - punktuelle Schwerpunkte in städtischen Regionen (u. a. Einsatz der KWK-Anlagen zur Fernwärmeversorgung) zu erkennen (Abbildung 3.8).

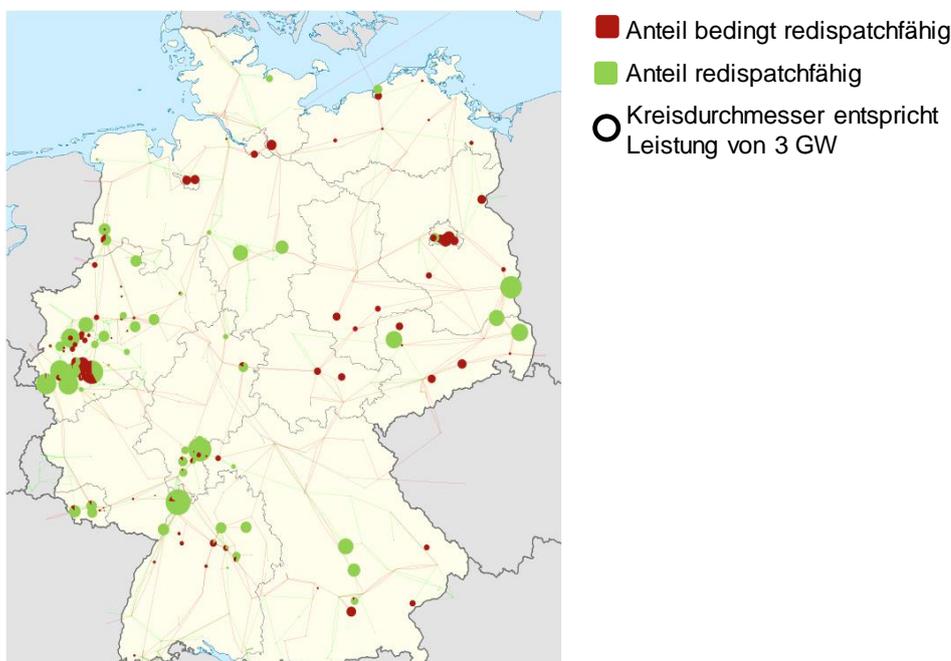


Abbildung 3.8: Regionale Verteilung der laut Datenangaben (bedingt) redispatchfähigen KWK-Anlagen im Übertragungsnetz.

Spiegelt man die räumliche Verteilung der Anlagen an der derzeitigen Lage von horizontalen Netzengpässen, lässt dies auf eine eher geringe netztechnische Wirksamkeit im Hinblick auf die Beseitigung der heute bestehenden systematischen Nord-Süd-Engpässe schließen. Folglich ist davon auszugehen, dass die Einbeziehung von KWK-Anlagen in den Redispatch systematisch geringere Auswirkungen zur Entlastung heutiger Engpasssituationen haben wird, als eine Einbeziehung von EE-Anlagen. Mit Blick auf die künftigen Entwicklungen im Erzeugungssystem und den Netzausbauzustand ist es jedoch möglich, dass sich die Wirksamkeit zumindest einzelner KWK-Anlagen verbessern kann, da künftig eine Veränderung der Engpasssituation insbesondere im Hinblick auf die Lage von Netzüberlastungen nicht auszuschließen ist.

3.6.3 Anwendung der ermittelten Potenziale in den Simulationsrechnungen

In den quantitativen Analysen wird das Ergebnis der Potenzialanalyse unmittelbar umgesetzt. Für die EE-Anlagen wird dabei angenommen, dass die Einspeiseleistung je Anlage (die jeweils einem Netzknoten im Netzmodell der ÜNB zugeordnet ist) und Energieträger stündlich in voller Höhe abgeregelt werden kann. Eine Sonderrolle fällt dabei der Biomasse zu, da im Fall einer Abregelung die nicht eingespeiste Energie im Gegensatz zu Wind- und PV-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden kann. Um diese Option modelltechnisch abzubilden, wird angenommen, dass eine Abregelung von Biomasseanlagen mit vermiedenen Substratkosten verbunden ist und somit im Gegensatz zu der Abregelung anderer EE-Anlagen kostenreduzierend wirkt. Demzufolge wird das Potenzial zur Abregelung von Biomasse vor dem Potenzial von Wind- und PV-Anlagen abgerufen.

Die Berücksichtigung des Redispatch-Potenzials der KWK-Anlagen wird je nach Szenario unterschiedlich abgebildet. In Szenarien, bei denen KWK-Anlagen nicht als vollständig flexibel für den Redispatch eingesetzt werden, ergibt sich das stundenscharfe Potenzial unmittelbar aus den ERRP-Plandaten. Ist dort vom Betreiber der jeweiligen KWK-Anlage ein Redispatch-Potenzial gemeldet, wird dieses in den Simulationsrechnungen als nutzbar angenommen. Ist kein Potenzial für den Abruf zur Engpassbehebung hinterlegt, werden die möglichen Ursachen dafür nicht in Frage gestellt, sondern entsprechend der Datenangabe kein nutzbares Redispatch-Potenzial angenommen. In Szenarien mit Einbeziehung der KWK-Anlagen in den Redispatch (d. h. Annahme vollständiger Flexibilität), wird das aus der Datenanalyse ermittelte Potenzial (d. h. auch unter Berücksichtigung des Potenzials von Anlagen, welche als bedingt redispatchfähig identifiziert wurden) mit Ausnahme der Leistungsbänder zur Bereitstellung von Regel- und Sicherungsleistung als vollständig nutzbar modelliert. Dabei wird unterstellt, dass die Wärmenachfrage, die ursprünglich mit den KWK-Anlagen gedeckt wird, vollständig mit alternativen Heizquellen bereitgestellt werden kann.

3.7 Simulationsergebnisse

Die hier dargestellten Analysen wurden auf Basis historischer Daten durchgeführt, um eine valide Referenz im Hinblick auf den Status quo modelltechnisch entwickeln zu können und belastbare Aussagen zu den Auswirkungen der untersuchten Szenarien ableiten zu können. Folglich basieren diese Aussagen auf den historischen Netzbelastungssituationen, die sich aus dem in 2015/2016 vorherrschenden Netzausbauzustand und Erzeugungssystem ergeben haben.

3.7.1 Basisszenario

Das Basisszenario orientiert sich an der heute geltenden Praxis. Entsprechend werden die heute bestehenden Vorrangregeln beibehalten. Somit findet die Abregelung von EE-Anlagen sowie von KWK-Strom hocheffizienter KWK-Anlagen ausschließlich nachrangig in Form von Einspeisemanagement statt. Gleiches gilt für die Anforderung von in der Netzreserve befindlichen Kraftwerken. Auf diese wird im Rahmen von Redispatch-Prozessen ausschließlich zugegriffen, wenn keine weiteren Flexibilitäten bei in Deutschland befindlichen und am Strommarkt vermarkteten Kraftwerken bestehen.

3.7.1.1 Redispatch-Volumen

In Abbildung 3.9 sind die sich unter diesen Prämissen ergebenden jährlichen Redispatch-Volumina dargestellt. Dabei sind je Primärenergieträger die jährlichen Beiträge abgebildet, die zwischen einem Hochfahren und einem Einsenken der Einspeiseleistung unterschieden werden. Zur grafischen Hervorhebung werden Volumen konventioneller Anlagen, zu denen sowohl thermische als auch disponible Großwasserkraftanlagen (bspw. Pumpspeicherkraftwerke) gezählt werden, in blau dargestellt. Die Abregelung von weiteren, insbesondere nicht oder nur beschränkt disponiblen EE-Anlagen (PV, Wind, Biomasse) ist grün eingefärbt, während die Netzreserve in rot hervorgehoben ist. Im unteren Diagrammbereich werden die jährlich aggregierten Werte über die verschiedenen Primärenergietechnologien zusammengefasst.

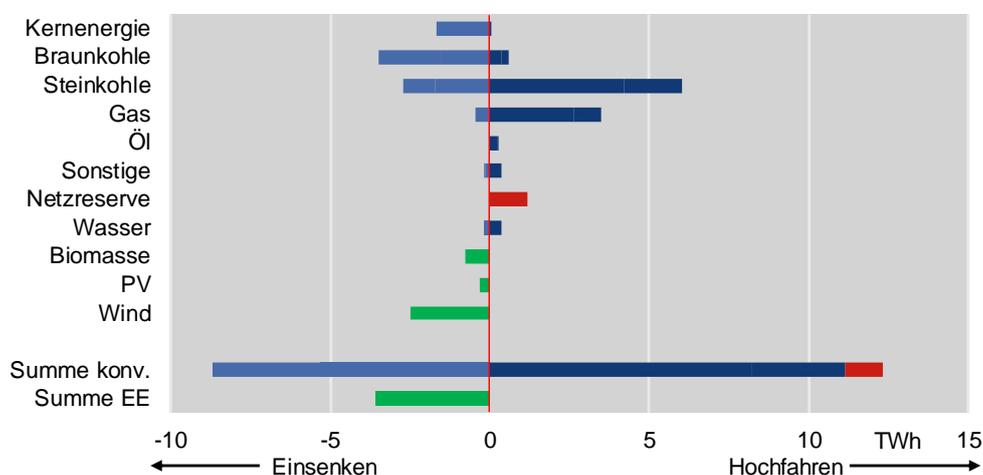


Abbildung 3.9: Jährliche Redispatch-Beiträge je Primärenergieträger im Basisszenario.

Gemessen an der insgesamt zur Engpassbehebung benötigten Summe der notwendigen Erhöhung der Einspeiseleistung beträgt das Redispatch-Volumen etwa 12,5 TWh. Obwohl eine Leistungsanpassung von EE-Anlagen als auch die Anforderung der Netzreserve erst erfolgt, wenn ansonsten keine Alternativen bei konventionellen Kraftwerken mehr bestehen, wird bereits im Basisszenario von beiden Möglichkeiten umfassend Gebrauch gemacht. Der relative Anteil der Netzreserve am Redispatch-Volumen beträgt mit 1,2 TWh etwa 10 %. Innerhalb des betrachteten Zeitraums mussten etwa 3,6 TWh erzeugten Stroms auf Basis erneuerbarer Energiequellen abgeregelt werden.

Beim Redispatch wird dabei auf Kraftwerke jeglicher Primärenergieträger zurückgegriffen. Dabei zeigt sich, dass die Einsatzcharakteristik jeweils signifikant von dem eingesetzten Primärenergieträger abhängig ist. Während insbesondere Kraftwerke mit tendenziell niedrigen Grenzkosten, wie Kernenergie- und Kohlekraftwerke, vorrangig eingesenkt werden, wird bei den vergleichsweise teuren Kraftwerken, wie Gas- und Steinkohleblöcke, die Einspeiseleistung erhöht. Dies spiegelt die den ÜNB zur Verfügung stehenden Redispatch-Potenziale der einzelnen Kraftwerke wider: Da Netzrestriktionen innerhalb von Gebotszonen keinen Einfluss auf das Marktergebnis haben, sich aus diesem wiederum die den ÜNB verfügbaren Redispatch-Potenziale ergeben, kann ausschließlich von Kraftwerken die Einspeiseleistung abgesenkt werden, die marktbasierend am Netz sind. Demgegenüber bieten grenzkostenspezifisch teure Kraftwerke insbesondere Möglichkeiten für die ÜNB zur Leistungserhöhung. Hierzu zählt insbesondere auch das gezielte Anfahren von Kraftwerken aus dem Stillstand.

Die so ermittelten Ergebnisse zeigen im direkten Vergleich mit den in der Praxis tatsächlich aufgetretenen Redispatch-Volumina eine hohe Übereinstimmung auf: In dem betrachteten historischen Zeitraum wurden etwa 7,2 TWh konventionelle Kraftwerke abgeregelt, während laut Redispatch-Simulation 8,7 TWh abgeregelt wurden. In der Praxis wurde die Netzreserve mit einem Volumen von etwa 1,3 TWh angefordert und liegt somit nur leicht über dem berechneten Wert von 1,2 TWh. Lediglich bei der Abregelung von EE-Anlagen zeigen sich größere Abweichungen (4,6 zu 3,6 TWh), da zwischen den Spannungsebenen bestehende vertikale Netzengpässe auf Transformatoren von dem Modell nur unzureichend erfasst werden, für die Fragestellung hier aber von nachrangiger Relevanz sind (vgl. Abschnitt 3.3). Da die Abregelung von EE-Anlagen für diese Engpässe in der Praxis vorrangig die einzig wirksame Gegenmaßnahme darstellt und somit nur geringfügig Alternativen bestehen, würden diese Engpässe auch zukünftig – bei einer eventuellen Relativierung der Vorrangregelung – ausschließlich durch EE-Abregelung behoben werden. In der Konsequenz sind die dargestellten Abweichungen bei der EE-Abregelung für die Analysen von nachrangiger Bedeutung.

Aufgrund dieser hohen Übereinstimmung der Simulation mit der Praxis kann sowohl die Eignung des hier angewendeten Verfahrens als auch die Robustheit der Datenbasis bestätigt werden. Durch die Berechnung des Basisszenarios erhält man entsprechend eine robuste Referenz, um durch Variation der Vorrangregeln die sich ergebende Effekte in ihrer Größenordnung möglichst praxisnah zu erfassen.

In Abbildung 3.10 ist die geografische Verteilung der Redispatch-Volumina dargestellt. Dabei werden standortspezifischen die jährlichen Redispatch-Mengen dargestellt.

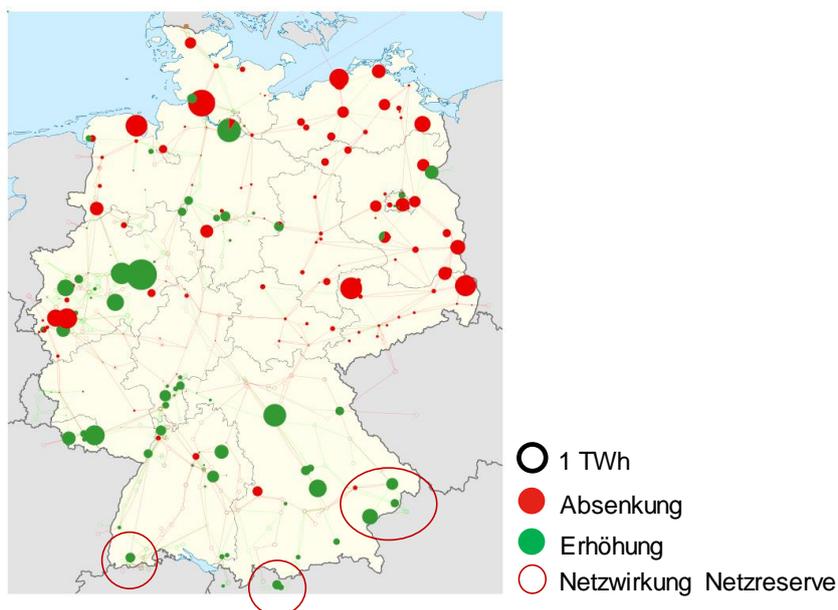


Abbildung 3.10: Geografische Verteilung der jährlichen Redispatch-Volumina im Basisszenario.

Durch die im Betrachtungszeitraum systematisch vorherrschenden Nord-Süd-Engpässe im deutschen Übertragungsnetz erfolgt im Rahmen des Redispatch eine Absenkung der Einspeiseleistung insbesondere im Norden und Nordosten Deutschlands. Punktuell ist zudem eine Absenkung von Anlagen im rheinischen Braunkohlerevier sowie von Braunkohleblöcken in der Lausitz und im mitteldeutschen Revier erkennbar. Demgegenüber werden Anlagen insbesondere im Süden Deutschlands sowie im Ruhrgebiet hochgefahren. Die netztechnische Wirkung von Kraftwerken, die sich in der ausländischen Netzreserve befinden, wird jeweils an deutschen Umspannwerken an der Landesgrenze abgebildet.

Ein Abgleich mit Abbildung 3.5 zeigt, dass von den EE-Anlagen insbesondere Wind- und Biomasseanlagen aufgrund ihrer hohen Sensitivität auf die Netzengpässe abgeregelt werden. Gemäß den im Basisszenario berücksichtigten Vorrangregeln erfolgt die Abregelung ausschließlich zu Zeitpunkten, in denen sie nicht verhindert werden kann.

3.7.1.2 Volkswirtschaftliche Kosten

In Abbildung 3.11 sind die im Basisszenario ermittelten volkswirtschaftlichen Kosten dargestellt. Analog zu der Darstellung der Redispatch-Volumina wird zwischen den Primärenergieträgern differenziert. Gemäß den oben beschriebenen Prämissen bei der Quantifizierung der volkswirtschaftlichen Kosten können insbesondere bei konventionellen Anlagen Kosten bei der Reduktion der Einspeiseleistung eingespart werden (im Wesentlichen Brennstoffkosten). Aufgrund von bestehenden Betriebsgeheimnissen und in der Konsequenz fehlenden öffentlichen Kostenangaben bei der Anforderung der Netzreserve wurde der Einsatz der Netzreserve mit 150 €/MWh abgeschätzt. Die oben diskutierte Bandbreite zwischen 0 und 100 €/MWh bei der Auswertung der volkswirtschaftlichen Kosten bei der Leistungsreduktion von EE-Anlagen wird über einen Farbverlauf angedeutet.

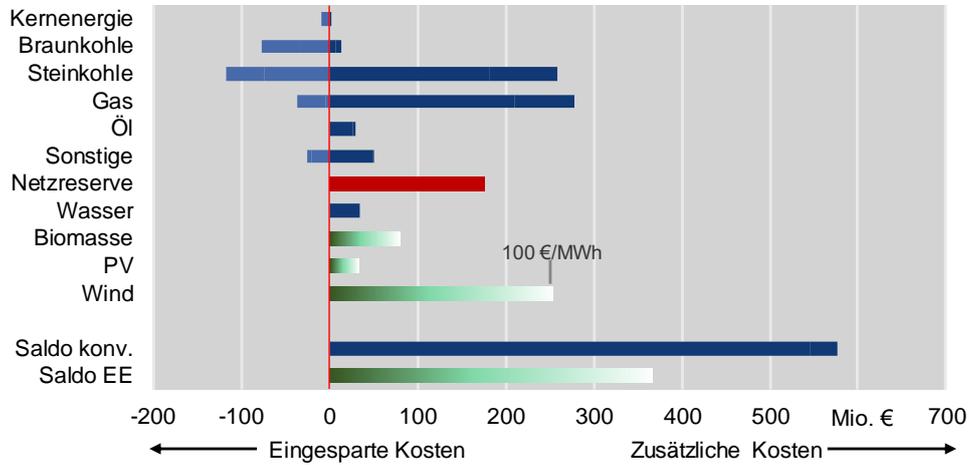


Abbildung 3.11: Volkswirtschaftliche Kostenänderungen aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger im Basisszenario.

Im Saldo betragen die volkswirtschaftlichen Kosten über alle Primärenergieträger – abhängig von der Kostenannahme der EE-Abregelung – bis zu 940 Mio. €. Die Kosten für die konventionellen Anlagen betragen davon 410 Mio. €, für die Netzreserve 170 Mio. € und für die Abregelung von EE-Anlagen, bei Annahme von mittleren Entschädigungszahlungen von 100 €/MWh, etwa 360 Mio. €. Die ermittelten Kosten treffen in hoher Näherung die tatsächlich in der Praxis aufgetretenen Kosten, die für konventionelle Kraftwerke im entsprechenden Zeitraum 412 Mio. € sowie weitere 450 Mio. € für die Durchführung von Einspeisemanagementmaßnahmen betragen. Die bereits bei den Redispatch-Volumina ermittelte hohe Übereinstimmung mit der Praxis wird hierdurch bestätigt.

3.7.1.3 CO₂-Emissionen

In Abbildung 3.12 sind je Primärenergieträger die sich durch den Redispatch-Prozess ergebenden eingesparten und zusätzlichen CO₂-Emissionen für den betrachteten Zeitraum dargestellt.

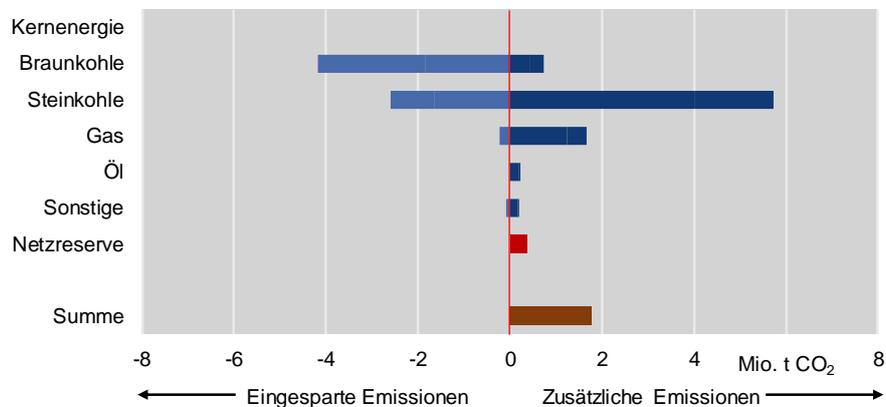


Abbildung 3.12: CO₂-Emissionen aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger im Basisszenario.

Da die Verfeuerung von Braun- und Steinkohle gegenüber den anderen Primärenergieträgern mit den brennstoffspezifisch höchsten CO₂-Emissionen verbunden ist, entfällt ein Großteil der eingesparten und zusätzlichen CO₂-Emissionen auf den Einsatz dieser Primärenergieträger. Die Abregelung von Braunkohlekraftwerken spart in dem betrachteten Zeitraum über 4 Mio. t CO₂-Emissionen ein. Weitere 2,5 Mio. t CO₂-Emissionen werden durch die Abregelung von Steinkohlekraftwerken eingespart. Diese Einsparungen werden allerdings überkompensiert durch den CO₂-Ausstoß der zum Bilanzausgleich hochgefahrenen Steinkohle- und Gaskraftwerke. Im Saldo verursachen die Redispatch-Maßnahmen etwa 1,8 Mio. t CO₂-Emissionen (+8,9 zusätzliche ggü. -7,1 eingesparten Mio. t CO₂).

3.7.2 Einbeziehung EE-Anlagen

Im Szenariozweig „Einbeziehung von EE-Anlagen“ wird gezielt die aktuell geltende Vorrangregel für EE-Anlagen aufgehoben (vgl. Abbildung 3.1). Die EE-Anlagen werden somit in die den ÜNB zur Verfügung stehenden Möglichkeiten der Leistungsanpassungen der konventionellen Kraftwerke eingereiht. Dabei ist es entscheidend, mit welchen Kosten eine Abregelung von EE-Anlagen belegt wird. Wie bereits diskutiert, wurde im Rahmen der Studie eine dem Gutachter sinnvoll erscheinende Bandbreite der Abregelungskosten angenommen, die zwischen 0 und 100 €/MWh liegt. Die Einspeisung von wärmegeführten KWK-Anlagen wird für dieses Szenario weiterhin ausschließlich nachrangig abgeregelt. Ebenso wird die Anforderung von in der Netzreserve befindlichen Kraftwerken nachrangig vorgenommen. In diesem Szenario wird somit gezielt eine Absenkung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen durchgeführt, wenn dadurch die Anforderung der Netzreserve ganz vermieden oder verringert werden kann.

Um der Sonderrolle der Biomasse gerecht zu werden, bei der eine Abregelung der Einspeiseleistung bei einigen Anlagen nachgeholt werden kann, werden die Abregelungskosten gegenüber den sonstigen EE-Anlagen jeweils 30 €/MWh niedriger angesetzt. Somit wird sichergestellt, dass Biomasseanlagen vorrangig zu Wind- und PV-Anlagen abgeregelt werden. Dieser hier für alle Biomasseanlagen pauschal umgesetzte Ansatz über den gesamten Simulationszeitraum müsste in der Praxis für jede einzelne Biomasseanlage, ggf. auch in zeitlicher Abhängigkeit, überprüft werden.

3.7.2.1 Redispatch-Volumen

In Abbildung 3.13 sind die sich unter diesen Prämissen ergebenden Redispatch-Volumina aufgeführt. Um die grundlegenden Effekte zu erläutern, werden zunächst die Kosten der Abregelung mit 100 €/MWh angesetzt. Im Anschluss erfolgt eine vergleichende Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse, wenn die Abregelungskosten variiert werden. Als Referenz sind die sich im Basisszenario ergebenden Redispatch-Volumina unter Berücksichtigung der derzeit geltenden Vorrangregelungen dargestellt.

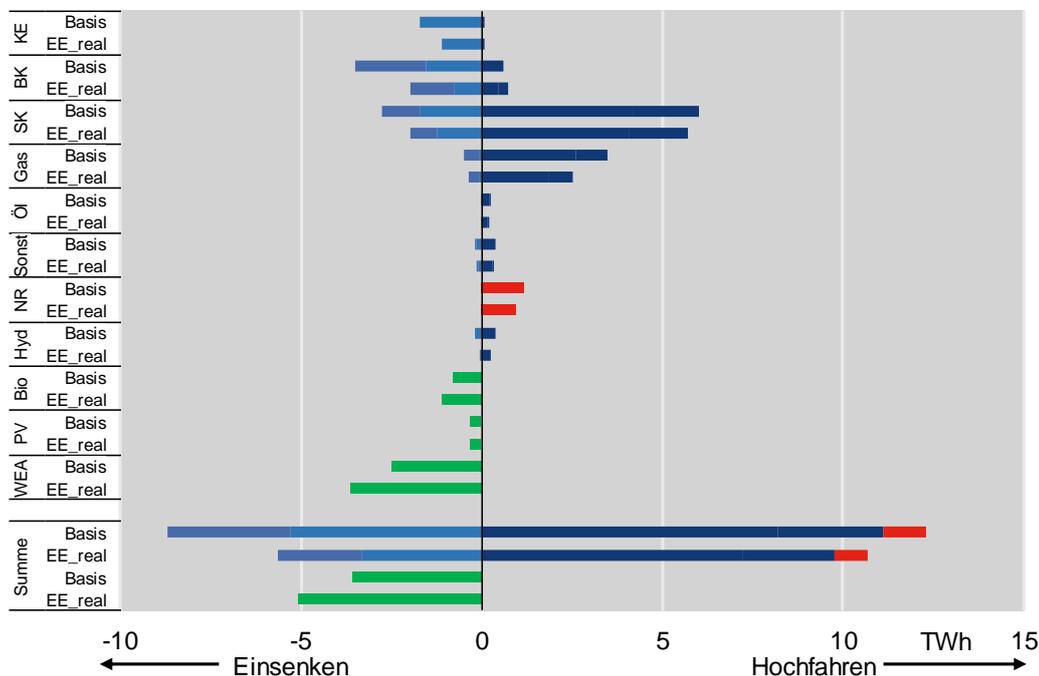


Abbildung 3.13: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Einbeziehung EE“. Kosten der EE-Abregelung an realen Vergütungssätzen angelehnt und mit 100 €/MWh angenommen.

Durch die Relativierung des Einspeisevorrangs kann das jährliche Redispatch-Volumen aufgrund der im Vergleich hohen Effektivität der EE-Standorte für die Engpassentlastung von insgesamt 12,3 TWh um 13 % auf 10,7 TWh reduziert werden. Dabei zeigt sich, dass insbesondere die Redispatch-Beiträge von vergleichsweise grenzkostenspezifisch teuren Kraftwerken, wie Gas- und Ölkraftwerke, deutlich abnehmen. Dies betrifft insbesondere auch die Anforderung der Netzreservekraftwerke, die im Vergleich zum Basisszenario um 20 % geringer ausfällt.

Gleichzeitig steigt die netzbedingte Leistungsreduktion der EE-Anlagen signifikant um etwa 40 % auf 5,1 TWh an. Während die Abregelung der Photovoltaikanlagen im Vergleich zum Basisszenario auf demselben Niveau verweilt, werden vermehrt Biomasse- und Windenergieanlagen abgeregelt. Im Hinblick auf diese starke Erhöhung der EE-Abregelung erscheint fraglich, ob die Vorteile des geringeren Redispatch-Volumens und die geringere Anforderung der Netzreserve überwiegen. Diese Diskussion wird insbesondere im Abschnitt 3.9 erneut aufgegriffen.

In Abbildung 3.14 ist eine Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse bei Variation der angenommenen Kosten der Leistungsanpassung von EE-Anlagen angenommen.

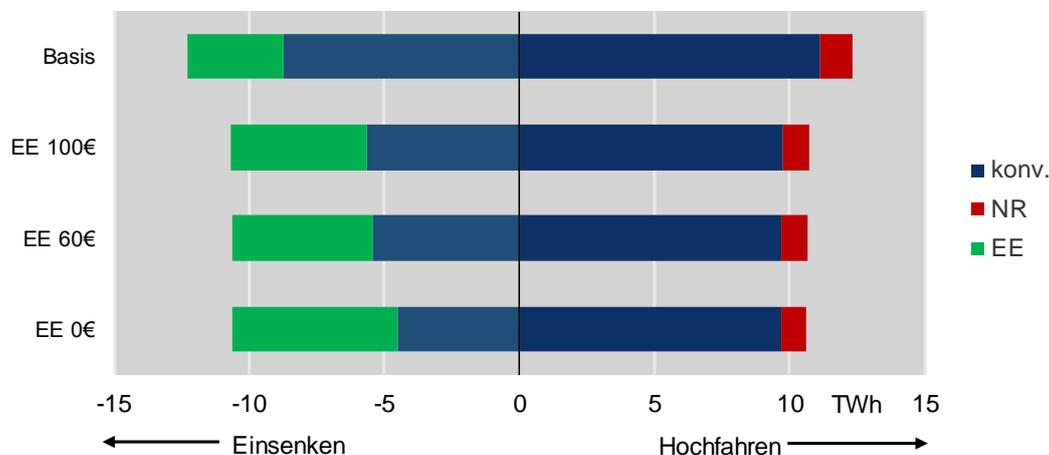


Abbildung 3.14: Vergleich der jährlichen Redispatch-Volumina zwischen dem Basisszenario und Szenarien mit der Einbeziehung von EE-Anlagen in Abhängigkeit von den angenommenen Kosten der Abregelung.

Es zeigt sich, dass bei der hier untersuchten Bandbreite der angenommenen volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung das verbleibende notwendige Redispatch-Volumen auf demselben Niveau von etwa 10,7 TWh liegt. Erwartungsgemäß steigt allerdings das Volumen der EE-Abregelung mit sinkenden Kosten an. Während die Differenz zwischen dem Szenario mit einer Bepreisung der EE-Abregelung anhand der durchschnittlichen Vergütung und somit mit 100 €/MWh sowie dem Szenario mit 60 €/MWh, bei denen die Kosten in Anlehnung an die Vergütungssätze heute in Betrieb genommener Anlagen gewählt wurden, bei lediglich 0,1 TWh liegt, steigt das Volumen der Abregelung im Szenario mit einer Bepreisung der Abregelung der betrachteten EE-Anlagen von 0 €/MWh deutlich an. Dies liegt insbesondere an der signifikanten Zunahme der Abregelung von Biomasseanlagen, deren Leistungsanpassung in diesem Szenario – aufgrund des möglichen Nachholens der Einspeisung und somit keinem direkten Verlust von EE-Strom (vgl. Abschnitt 3.6) – pauschal mit -30 €/MWh angenommen ist und somit mit zum Teil geringeren Kosten verbunden ist als konventionelle Kraftwerke mit vergleichsweise günstigen variablen Kosten. In der Folge findet in diesem Szenario vorrangig ein Abtausch zwischen der Einsenkung konventioneller Anlagen und der Biomasseanlagen statt. Das Redispatch-Volumen kann durch diesen Abtausch allerdings nicht weiter verringert werden.

Losgelöst von den angenommenen volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung wird aufgrund der weiterhin bestehenden nachrangigen Anforderung der Netzreserve deren Einsatz in allen Szenarien minimiert und somit eine Abregelung von EE-Anlagen vorgenommen, wenn hierdurch die Netzreserveanforderung verringert werden kann. Entsprechend liegt die verbleibende notwendige Netzreserveanforderung in allen Szenarien mit Einbeziehung der EE-Anlagen in den Redispatch auf demselben Niveau. Gegenüber dem Basisszenario nimmt diese um etwa 20 % ab.

3.7.2.2 Volkswirtschaftliche Kosten

Im Folgenden wird aufgezeigt, welche Implikationen auf die volkswirtschaftlichen Kosten bestehen können, wenn der heute bestehende Einspeisevorrang der EE-Anlagen aufgehoben wird. Die genaue Höhe der volkswirtschaftli-

chen Kosten zur Engpassbeseitigung wird dabei maßgeblich von den Annahmen zu den volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung bestimmt, die in der zuvor beschriebenen Bandbreite zwischen 0 €/MWh, der mittleren Vergütung von Neuanlagen (ca. 60 €/MWh) und der mittleren tatsächlichen Vergütung (ca. 100 €/MWh) variiert wurden. Um einen Vergleich der Änderungen der volkswirtschaftlichen Kosten mit der Praxis vornehmen zu können, ist es für jeden Ansatz notwendig, auch im Basisszenario die angenommenen Kosten für die abgeregelte EE-Menge zur Bewertung anzusetzen, die auch in der Sensitivität angesetzt wurden.

In Abbildung 3.15 sind im Vergleich die sich unter dieser Prämisse ergebenden volkswirtschaftlichen Kosten des Basisszenarios und des Szenarios bei angesetzten Kosten der EE-Abregelung in Höhe der mittleren tatsächlichen Vergütung (ca. 100 €/MWh) dargestellt.

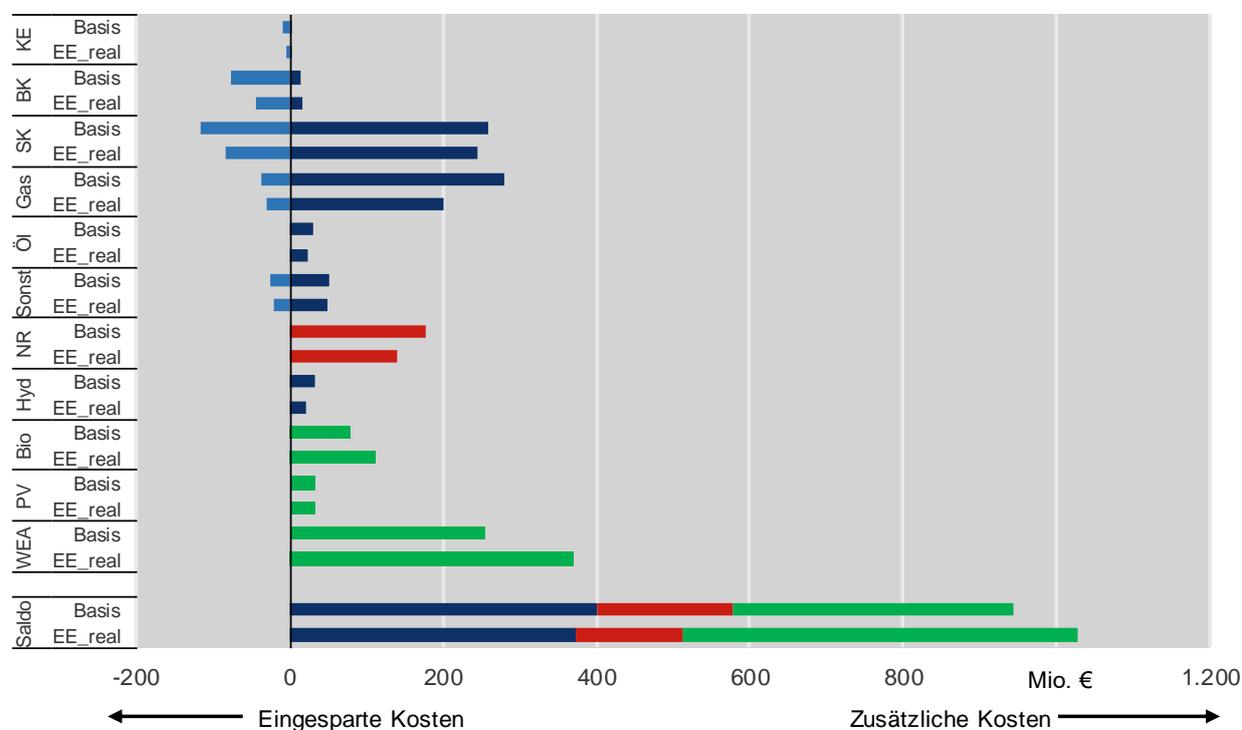


Abbildung 3.15: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen, aufgeschlüsselt auf Primärenergieträger zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Einbeziehung EE“. Kosten der EE-Abregelung in beiden Szenarien an mittleren realen Vergütungssätzen angelehnt und mit 100 €/MWh angenommen.

Durch die Einbeziehung der EE-Anlagen in den Redispatch-Prozess können die Kosten für die konventionellen Kraftwerke inklusive der Netzreserve in Summe um 10 % auf 510 Mio. € gesenkt werden. Die Kosten für die Anforderung der Netzreservekraftwerke, die im Rahmen der Studie aufgrund nicht öffentlich zugänglicher Vertragsdaten mit 150 €/MWh geschätzt wurden, gehen um rund 20 % zurück.

Gleichzeitig zeigt sich, dass die Kosten für die EE-Abregelung gegenüber dem Basisszenario deutlich zunehmen und somit letztlich auch die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten höher sind als im Basisszenario. Dies ist insbe-

sondere auf Situationen zurückzuführen, in denen durch die EE-Abregelung gezielt die Anforderung von Netzreserve vermieden oder zumindest reduziert werden kann. Da die Anforderung von Netzreserve unter den in diesem Szenario festgelegten Randbedingungen (nachrangiger Netzreserveeinsatz) auf jeden Fall minimiert werden soll, werden hierzu auch gezielt EE-Anlagen abgeregelt. Dies führt in einigen Situationen zu einer deutlichen Kostensenkung im Vergleich zum Basisszenario.

Es ist somit fraglich, ob eine Relativierung des EE-Vorrangs in der Praxis zu ökonomisch anzustrebenden Ergebnissen führt, wenn gleichzeitig die Netzreserveanforderung unter allen Umständen minimiert wird und hierdurch sowohl die Kosten als auch die EE-Abregelungsmengen gegenüber der aktuellen Praxis deutlich zunehmen.

Diese Aussage ändert sich nicht grundlegend, wenn die Annahmen zu den volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung – sowohl bei der Auswahl der Redispatch-Maßnahmen als auch deren Kostenauswertung – variiert werden. In Abbildung 3.16 sind volkswirtschaftliche Kosten in Abhängigkeit von den Kostenannahmen der EE-Abregelung dargestellt. Um einen fairen Vergleich mit dem Basisszenario vornehmen zu können, ist es notwendig, jeweils auch im Basisszenario die Kosten der EE-Abregelung entsprechend der Szenarioannahmen mit Relativierung der EE-Vorrangregel zu bewerten. Da im Basisszenario die Abregelung von EE-Anlagen nach Möglichkeit vollständig vermieden wird – unabhängig von den angenommenen volkswirtschaftlichen Kosten der Abregelung – ist der Vergleich jeweils zulässig.

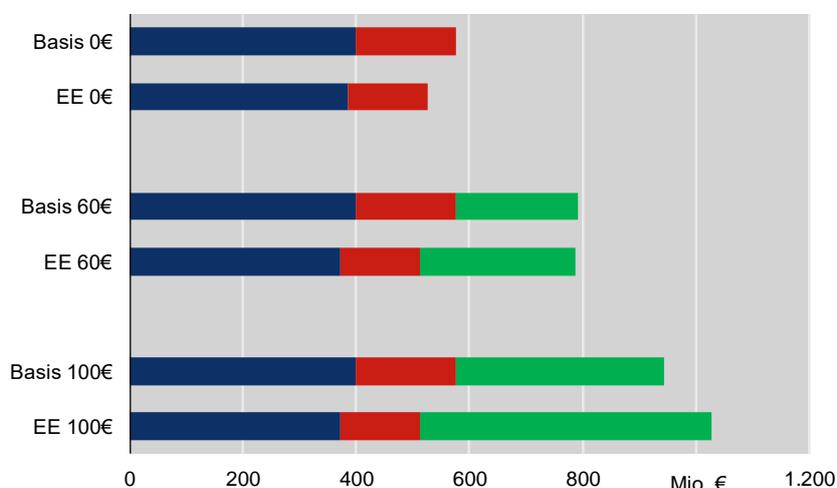


Abbildung 3.16: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen zwischen dem Basisszenario und den Szenarien „Einbeziehung EE“ in Abhängigkeit von angenommenen Kosten der EE-Abregelung.

Werden EE-Abregelungskosten deutlich niedriger angesetzt, können die Kosten für konventionelle Kraftwerke inklusive der Netzreserve weiter leicht reduziert werden. Am niedrigsten fallen diese mit 527 Mio. € aus, wenn bei der Auswahl von Redispatch-Maßnahmen die EE-Abregelung nicht mit Kosten belegt wird (0 € MWh). Zwar steigen die EE-Abregelungsmengen im Vergleich zum Basisszenario signifikant an, da dies aber gemäß der Szenarioannahmen die volkswirtschaftlichen Kosten nicht erhöht, liegen die volkswirtschaftlichen Kosten unter denen des Basisszenarios. Mit lediglich 50 Mio. € ist die mögliche Kostenreduktion allerdings vergleichsweise niedrig.

Mit steigenden EE-Abregelungskosten nehmen die Kosten für Redispatch-Maßnahmen bei konventionellen Kraftwerken in der Tendenz leicht zu, verbleiben aber grundsätzlich auf demselben Niveau. Allerdings nimmt die gegenüber dem Basisszenario mögliche Kostenreduktion deutlich ab, wenn EE-Abregelungskosten berücksichtigt werden. Im Szenario mit einer Bepreisung der EE-Abregelung in der Höhe von 60 €/MWh sind die gesamten volkswirtschaftlichen Kosten nahezu auf dem Niveau des Basisszenarios und unterschreiten dieses nur unwesentlich mit 6 Mio. €.

3.7.2.3 CO₂-Emissionen

Die Relativierung des EE-Vorrangs und die hiermit verbundene Zunahme der EE-Abregelung haben Auswirkungen auf die jährlichen redispatchbedingten CO₂-Emissionen. In Abbildung 3.17 sind je Primärenergieträger die CO₂-Emissionen im Basisszenario sowie im Szenario mit Relativierung des EE-Vorrangs und angesetzten Abregelungskosten von 100 €/MWh dargestellt.

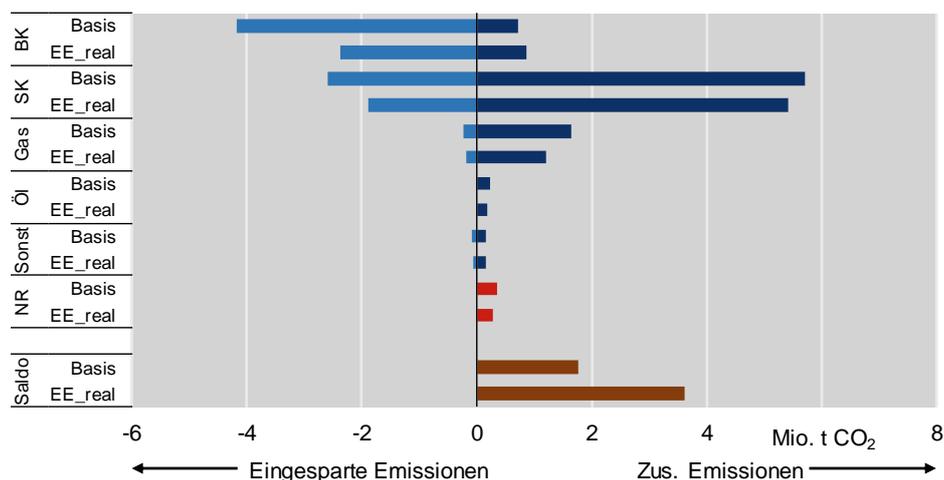


Abbildung 3.17: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Einbeziehung EE“. Kosten der EE-Abregelung an mittleren realen Vergütungssätzen angelehnt und mit 100 €/MWh angenommen.

Die Änderungen in den Redispatch-Volumina spiegeln sich ebenfalls in den durch Redispatch zusätzlichen sowie eingesparten CO₂-Emissionen wider. Die Relativierung des EE-Vorrangs führt in erster Linie dazu, dass Kraftwerke mit tendenziell günstiger Stromerzeugung seltener netzbedingt heruntergefahren werden. Da hierzu neben Kernenergiekraftwerken insbesondere Kohlekraftwerke zählen, gehen im Vergleich zum Basisszenario die eingesparten und auf Kohle basierenden CO₂-Emissionen um 2,5 Mio. t zurück. Da gleichzeitig die EE-Abregelung keine Emissionen einspart, liegen die durch Abregelung konventioneller Kraftwerke eingesparten CO₂-Emissionen bei Relativierung des EE-Vorrangs 36 % unterhalb des entsprechenden Wertes im Basisszenario. Zwar gehen gleichzeitig auch die zusätzlichen Emissionen um etwa 8,5 % zurück, im Saldo überwiegt aber der Effekt der geringeren eingesparten Emissionen. In Summe nehmen die durch Redispatch verursachten CO₂-Emissionen somit um 1,8 Mio. t zu.

Je niedriger die volkswirtschaftlichen Kosten bei der EE-Abregelung angesetzt werden, desto stärker ist dieser Effekt ausgeprägt. In Abbildung 3.18 sind die jährlichen CO₂-Emissionen in Abhängigkeit von den angenommenen Kosten der EE-Abregelung dargestellt.

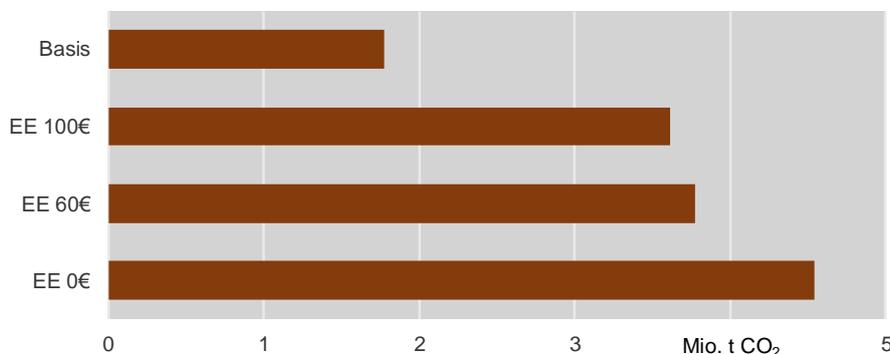


Abbildung 3.18: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und den Szenarien „Einbeziehung EE“ in Abhängigkeit von angenommenen Kosten der EE-Abregelung.

Im Vergleich zu dem bereits diskutierten Szenario (EE 100 €) steigen die CO₂-Emissionen bei weitergehender Relativierung des Einspeisevorrangs weiter an. Reduziert man die Kosten für die EE-Abregelung auf 60 €/MWh ist der Vergleich zu dem bereits gezeigten Szenario allerdings gering ausgeprägt. Wie bereits schon bei den Redispatch-Volumina liegen die Ergebnisse dieser beiden Szenarien dicht beieinander. Werden keine Kosten bei der EE-Abregelung berücksichtigt, steigen die CO₂-Emissionen im Vergleich hingegen stärker an. Dieser Effekt ist – wie auch bereits bei der Gegenüberstellung der Redispatch-Volumina beschrieben – auf den Abtausch von Biomasseanlagen und konventionellen Kraftwerken zurückzuführen. Dass bei der Einspeisereduktion von Biomasseanlagen keine CO₂-Emissionen eingespart werden, macht sich entsprechend auch beim Saldo der durch Redispatch verursachten Emissionen bemerkbar. In Summe steigen diese etwa auf 4,5 Mio. t im Jahr an.

3.7.3 Einbeziehung EE- und Netzreserveanlagen

Bei den bisherigen Untersuchungen wurde ausschließlich der EE-Vorrang aufgehoben. Die vorherigen Untersuchungen haben gezeigt, dass durch die Einbeziehung der EE-Anlagen das Redispatch-Volumen gegenüber dem Basisszenario beachtlich reduziert werden kann. Gleichzeitig steigt aber das Volumen der EE-Abregelung an, um insbesondere auch die Anforderung der Netzreserve zu minimieren. Diese Minimierung wird dabei unter Vernachlässigung der damit verbundenen Kosten vorgenommen. Um diesen Netzreserveinsatz zu minimieren ist in Abhängigkeit von den angesetzten Kosten der EE-Abregelung gegenüber dem Basisszenario ein Anstieg der volkswirtschaftlichen Kosten möglich.

Im Folgenden wird daher untersucht, inwiefern sich die bisherigen Ergebnisse verändern, wenn keine EE-Abregelung vorgenommen wird, um gezielt die Anforderung der Netzreserve zu minimieren. Dies kann erreicht werden, wenn die heute bestehende nachrangige Netzreserveanforderung ebenfalls relativiert wird. Unter diesen Prämissen wird die Abregelung von EE-Anlagen sowie die Anforderung der Netzreserve durchgeführt, wenn dafür gleichzeitig überproportional konventionelles Redispatch-Volumen und somit Kosten gemäß Zielfunktion eingespart werden. Die Ergebnisse werden dabei insbesondere durch die mit der Anforderung der Netzreserve verbundenen Kosten beeinflusst. Mit den hier berücksichtigten 150 €/MWh wird sichergestellt, dass die Netzreserve teurer ist als inländische deutsche Kraftwerke. Somit wird diese ausschließlich in Situationen angefordert, in denen die technische Effizienz

der Netzreserve, gemessen an der Summensensitivität auf bestehende Engpässe innerhalb einer Stunde, gegenüber deutschen Kraftwerken signifikant höher ist.

3.7.3.1 Redispatch-Volumen

In Abbildung 3.19 sind die ermittelten Redispatch-Volumina aufgeführt. Die Kosten der EE-Abregelung werden zunächst mit 100 €/MWh angesetzt. Im Anschluss erfolgt eine vergleichende Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse, wenn die Abregelungskosten variiert werden. Referenziert wird auf die sich im Basisszenario ergebenden Redispatch-Volumina sowie auf die Ergebnisse bei Einbeziehung der EE-Abregelung aber gleichzeitiger Aufrechterhaltung der nachrangigen Netzreserveanforderung.

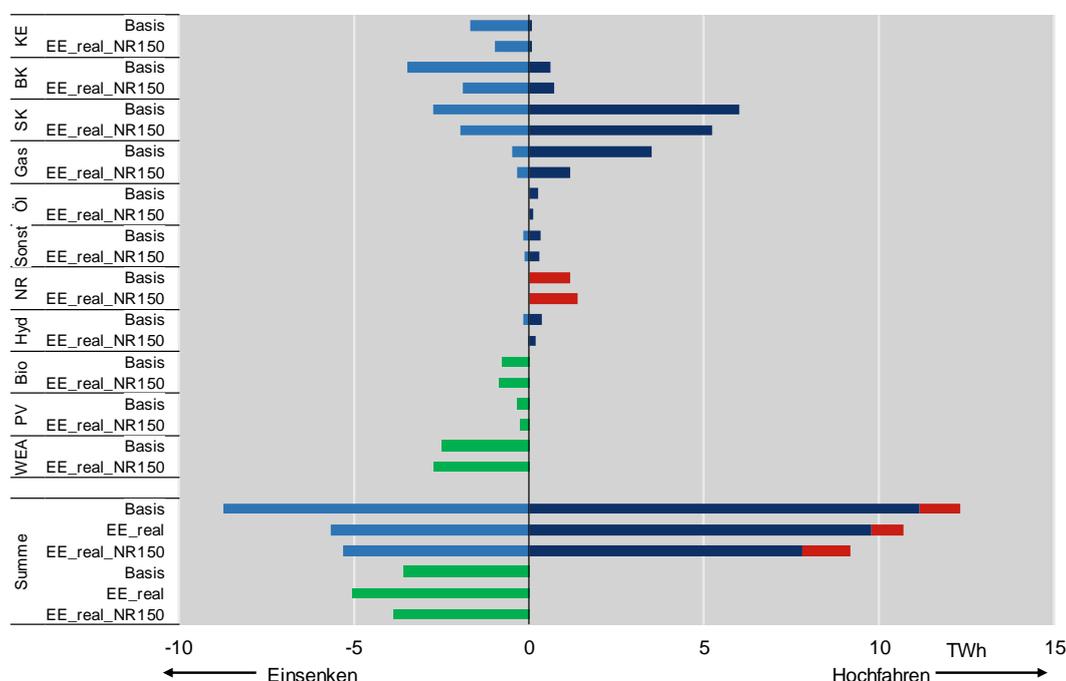


Abbildung 3.19: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Relativierung EE-Vorrang und Netzreserveanforderungen“. Kosten der EE-Abregelung an realen Vergütungssätzen angelehnt und mit 100 €/MWh angenommen.

Gemessen an dem Volumen hochgefahrener Anlagen kann durch die Relativierung des EE-Vorrangs und der Netzreserveanforderungen das Redispatch-Volumen signifikant um 25 % gesenkt werden, wodurch insgesamt ein hohes technisches Potenzial erkennbar ist. Dabei geht insbesondere der Anteil der konventionellen Kraftwerke außerhalb der Netzreserve zurück. Gleichzeitig steigt der Anteil der Netzreserve gegenüber dem Basisszenario um 0,2 TWh an (+16 %). Durch diesen Abtausch ist bereits ersichtlich, dass die Netzreserve in vielen Stunden eine deutlich höhere Sensitivität auf die Engpässe aufweist als inländische Kraftwerke. Die EE-Abregelung steigt im Vergleich zum Basisszenario leicht um etwa 0,3 TWh an. Die zuvor zu beobachtende gezielte EE-Abregelung im Szenarienzweig „Einbeziehung EE“ zur Minimierung der Netzreserve ist nun nicht mehr zu beobachten. EE-Anlagen werden daher ausschließlich abgeregelt, wenn damit signifikante Effizienzgewinne beim Redispatch möglich sind. Aufgrund der

systematischen Nord-Süd-Belastungen des Übertragungsnetzes werden erneut vorrangig Windenergie- sowie Biomasseanlagen abgeregelt.

In Abbildung 3.20 ist dargestellt, inwiefern sich die Ergebnisse in Abhängigkeit von den angesetzten Kosten der EE-Abregelung ändern.

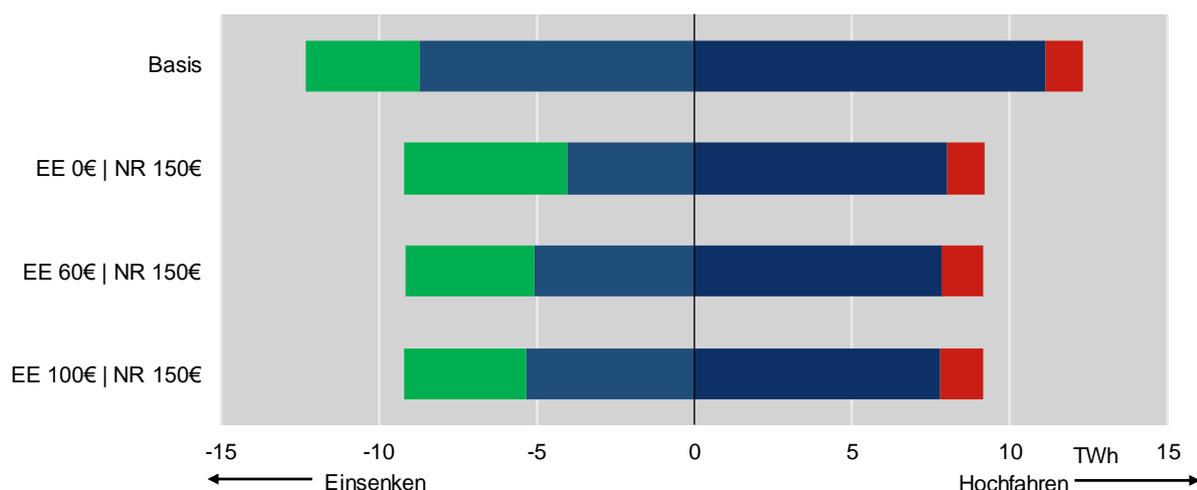


Abbildung 3.20: Vergleich der jährlichen Redispatch-Volumina zwischen dem Basisszenario und Szenarien „Relativierung EE-Vorrang und Netzreserveanforderungen“ in Abhängigkeit von den angenommenen Kosten der EE-Abregelung.

Aus dem Vergleich geht hervor, dass die Höhe der angenommenen Kosten der EE-Abregelung lediglich einen geringen Einfluss auf die Redispatch-Volumina aufweist. Insbesondere sind die Ergebnisse bei einer Bepreisung der EE-Abregelung mit 60 bzw. 100 € weitgehend ähnlich. Es ist lediglich ein leichter Abtausch zwischen zusätzlicher EE-Abregelung und geringerer Netzreserveanforderung zu erkennen (0,2 zu 0,07 TWh). Die hier angesetzten Kosten für die EE-Abregelung und die Netzreserve führen dazu, dass es in gewissen Situationen volkswirtschaftlich sinnvoll sein kann, EE abzuregeln, um Netzreserveanforderungen zu vermeiden. Dieser Effekt ist allerdings sehr schwach ausgeprägt.

Deutlich unterschiedlich ist hingegen das Volumen der EE-Abregelung, wenn man keine Kosten für diese angesetzt werden (0 €). Leistungsreduktionen bei Biomasseanlagen führen in diesem Szenario zu Erlösen von 30 €/MWh, was die eingesparten variablen Kosten günstiger konventioneller Anlagen übersteigen kann. Die Folge ist ein Abtausch der eingesenkten Energiemengen insbesondere von Biomasseanlagen und konventionellen Anlagen. Die Netzreserveanforderung verbleibt hingegen weitgehend gleich und liegt leicht unter dem Niveau des Basisszenarios.

3.7.3.2 Volkswirtschaftliche Kosten

Die Abregelung von EE-Anlagen sowie die Anforderung der Netzreserve werden vorgenommen, wenn dadurch gegenüber der Referenz volkswirtschaftliche Kosten vermieden werden können. Entsprechend ist gegenüber dem Basisszenario ebenfalls mit einer Abnahme der volkswirtschaftlichen Kosten zu rechnen. Für das Szenario, bei dem

die Kosten der EE-Abregelung an die heute bestehende reale Vergütung der EE-Anlagen angelehnt wird, sind die entsprechenden volkswirtschaftlichen Kosten in Abbildung 3.21 abgebildet. Dabei sind als Referenzfall sowohl das Basisszenario als auch das Szenario „Relativierung EE-Vorrang“ angegeben.

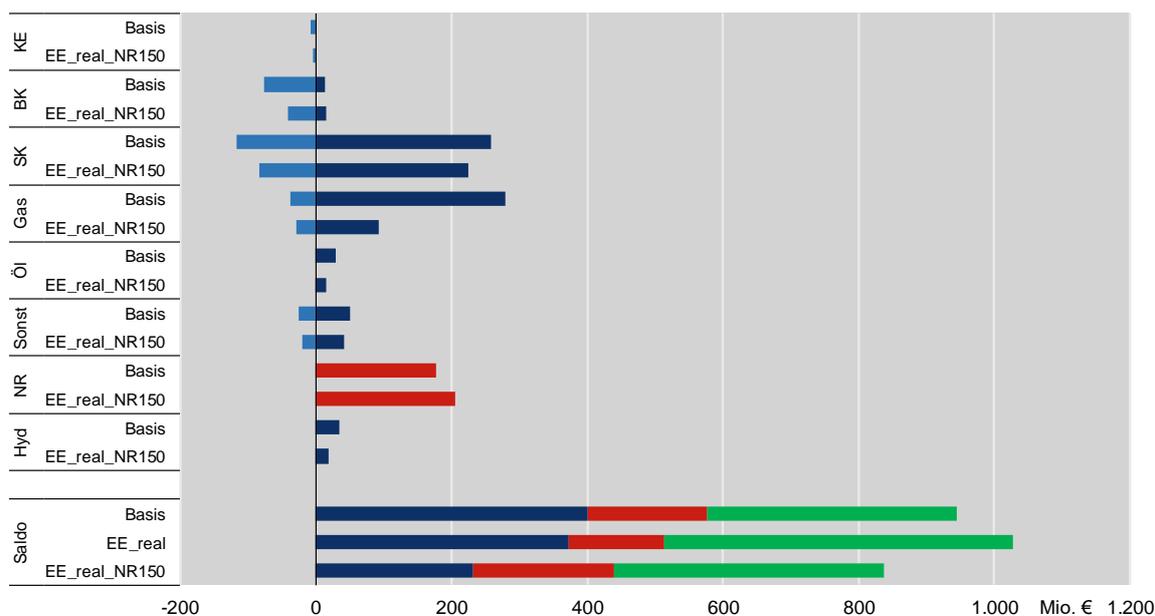


Abbildung 3.21: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Relativierung EE-Vorrang und Netzreserveanforderungen“. Kosten der EE-Abregelung an realen Vergütungssätzen angelehnt und mit 100 €/MWh angenommen.

Die Relativierung des EE-Vorrangs sowie der nachrangigen Anforderung der Netzreserve führt dazu, dass die volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber dem Basisszenario insgesamt um etwa 11 % reduziert werden können. Zwar steigen die Kosten für die Netzreserve um 16 % an, die Kosten für alle konventionellen Kraftwerke (inklusive der Netzreserveanforderung) gehen aber um 24 % zurück. Dieser Kosteneinsparung steht eine weitere Kostenzunahme der EE-Abregelung von 8 % gegenüber.

In Abbildung 3.22 sind die volkswirtschaftlichen Kostenänderungen in Abhängigkeit von den angesetzten Kosten der EE-Abregelung angegeben.

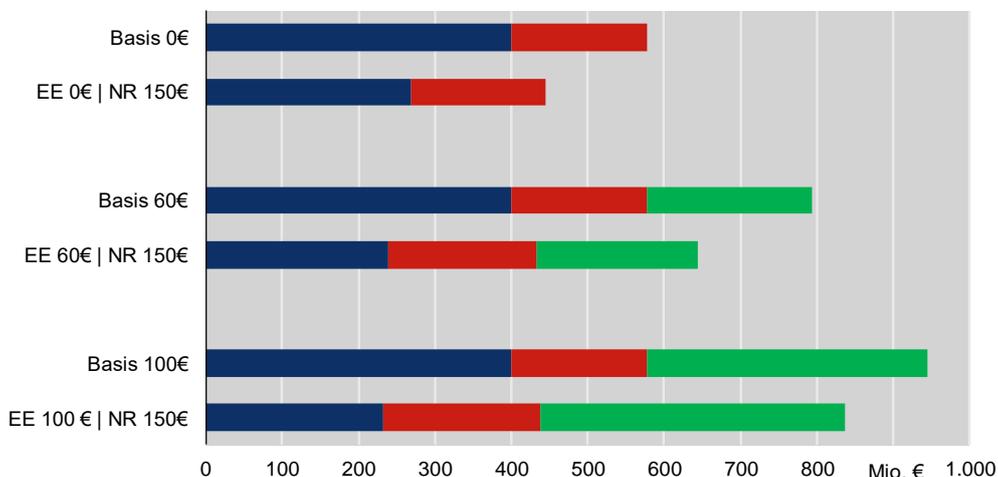


Abbildung 3.22: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten zwischen dem Basisszenario und den Szenarien „Relativierung EE-Vorrang und Netzreserveanforderungen“ in Abhängigkeit von den angesetzten Kosten der EE-Abregelung.

Der Vergleich zeigt, dass über alle Szenarien insbesondere die Kostenunterschiede für Leistungsanpassungen der konventionellen Kraftwerke ähnlich hoch sind und um etwa 25 % reduziert werden können. Da in allen Szenarien die EE-Abregelung gegenüber dem Basisszenario zunimmt, beeinflussen die angesetzten Kosten der EE-Abregelung entsprechend diese Summenbetrachtung. Je höher dabei die Kosten für die EE-Abregelung angesetzt werden, desto geringer fallen die absoluten Einsparungen zum Basisszenario aus. In allen Szenarien können die jährlichen Kosten aber signifikant gesenkt werden.

3.7.3.3 CO₂-Emissionen

Die Redispatch-Maßnahmen führen zu Änderungen der CO₂-Emissionen. In Abbildung 3.23 sind je Primärenergie-träger die CO₂-Emissionen im Basisszenario sowie im Szenario mit Relativierung sowohl des EE-Vorrangs (bei an-gesetzten Abregelungskosten von 100 €/MWh) als auch der nachrangigen Anforderung der Netzreserve dargestellt.

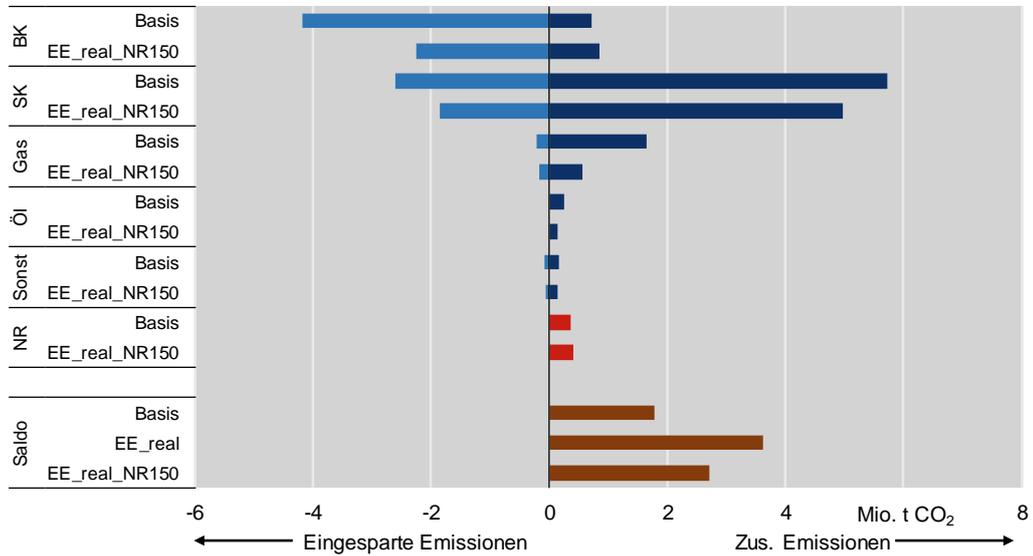


Abbildung 3.23: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Relativierung EE-Vorrang und Netzreserveanforderungen“. Kosten der EE-Abregelung an realen Vergütungssätzen angelehnt und mit 100 €/MWh angenommen.

Es zeigt sich, dass gegenüber dem Basisszenario sowohl deutlich weniger CO₂ emittiert als auch eingespart wird. Dies ist auf das deutlich niedrigere Redispatch-Volumen zurückzuführen, dass sich unter der unterstellten Relativierung der Vorrangregeln ergeben würde. Die höheren brennstoffspezifischen CO₂-Emissionen insbesondere der Braunkohlekraftwerke führen erneut dazu, dass die eingesparten Emissionen stärker zurückgehen, als die zusätzlich emittierten. In der Folge steigen die Emissionen daher im Saldo im Vergleich zum Basisszenario leicht um fast 1 Mio. t an. Diese Zunahme der CO₂-Emissionen liegt dabei aber deutlich unter dem Niveau als im Fall einer Relativierung des EE-Vorrangs bei gleichzeitig nachrangiger Anforderung der Netzreserve (Szenario „EE_real“).

In Abbildung 3.24 ist dargestellt, inwiefern sich die CO₂-Emissionen in Abhängigkeit von den angesetzten Kosten der EE-Abregelung verändern.

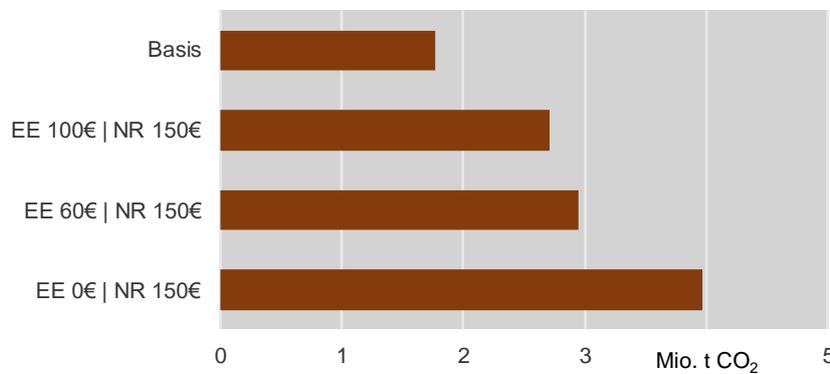


Abbildung 3.24: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und den Szenarien „Relativierung EE-Vorrang und Netzreserveanforderungen“ in Abhängigkeit von angenommenen Kosten der EE-Abregelung.

Die bereits identifizierten Effekte werden auch bei der hier unterstellten Relativierung der Vorrangregeln bestätigt: In der Tendenz steigen die netzbedingten Emissionen an je niedriger die Kosten der EE-Abregelung angesetzt werden. Dieser Effekt ist besonders stark ausgeprägt, wenn die Kosten mit 0€ angesetzt werden und hierdurch Biomasseanlagen mit konventionellen Kraftwerken abgetauscht werden. In dieser Konstellation werden knapp 4 Mio. t CO₂ emittiert. Die Unterschiede zwischen den Szenarien mit angesetzten Kosten der EE-Abregelung von 100 bzw. 60 €/MWh sind demgegenüber wie zuvor eher gering.

3.7.4 Einbeziehung KWK-Anlagen

In dem Szenariozweig „Einbeziehung von KWK-Anlagen“ werden die aktuell geltende Vorrangregel für KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen aufgehoben und gleichzeitig die KWK-Anlagen flexibilisiert. Durch die Flexibilisierung wird erreicht, dass bestehende betriebliche Restriktionen der KWK-Anlagen, die insbesondere aus möglichen Wärmebereitstellungen bestehen, aufgelöst werden und somit eine vollständige Regelbarkeit der KWK-Anlagen angenommen wird. Somit erhöht sich das für Netzbetreiber technisch nutzbare Potenzial, um KWK-Anlagen gezielt zur Engpassbehebung einzusetzen. Die Flexibilisierung kann in der Praxis mittels unterschiedlicher Investitionen in alternative Heizquellen, Wärmespeicher o.ä. erreicht werden. Bei einigen KWK-Anlagen ist diese Flexibilisierung nicht notwendig, da diese Anlagen aufgrund bestehender gesetzlicher Regularien nicht am Redispatch teilnehmen. Auch diese Anlagen werden in diesem Szenariozweig als flexibilisiert angenommen.

Somit wird in diesem Szenario untersucht, ob grundsätzliche Flexibilisierungen der KWK-Anlagen und die Relativierung des Einspeisevorrangs für KWK-Strom bestehende Ineffizienzen beim Redispatch auflösen können und entsprechend sinnvoll erscheinen. Es wird bewusst keine Aussage für einzelne Anlagen vorgenommen. Gleichzeitig wird unterstellt, dass die Flexibilisierung der Anlagen nicht zu einer geänderten Einsatzweise am Strommarkt führt, die in der Praxis ggf. zu beobachten wäre.

In diesem Szenario reihen sich die KWK-Anlagen zu den möglichen Leistungsanpassungen der übrigen konventionellen Kraftwerke ein. Die Vorrangregel für EE-Anlagen wird der heutigen Gesetzlage entsprechend beibehalten. Ebenso werden in der Netzreserve befindliche Kraftwerke nachrangig angefordert. Dieses Vorgehen ermöglicht eine ceteris-paribus-Analyse.

Wie bei den EE-Anlagen ist auch bei den KWK-Anlagen entscheidend, zu welchen Kosten eine Leistungsanpassung führt. Neben der Sensitivität auf Engpässe bestimmt letztlich diese Kostenannahme, wie häufig KWK-Anlagen zur Netzengpassbehebung eingesetzt werden. Vergleichbar zu konventionellen Kraftwerken dürfen Betreiber von KWK-Anlagen durch einen etwaigen Redispatch-Einsatz weder besser noch schlechter gestellt werden. Somit müssten in der Praxis die realen Kosten angesetzt werden, die aus zusätzlichen bzw. vermiedenen Brennstoffkosten sowie Kosten für Ersatzwärme oder entgangene Wärmeerlösen bestehen können. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob der Einsatz von KWK-Anlagen aufgrund eines effizienteren Primärenergieträgereinsatzes volkswirtschaftlich anzustreben ist und somit einen möglichst hohen Anteil an der Stromerzeugung annehmen sollte. Entsprechend könnten vergleichbar zu den EE-Anlagen auch ein volkswirtschaftlicher Nutzen berücksichtigt und somit die Merit-Order der möglichen Leistungsanpassungen für ÜNB gezielt beeinflusst werden.

Im Rahmen der Studie werden ausschließlich Kosten berücksichtigt, die zur Stromerzeugung anfallen. Somit werden KWK-Anlagen in diesem Szenariozweig wie konventionelle Kraftwerke behandelt. Dies stellt für die Analysen bewusst eine Überschätzung des technischen Potenzials, sowie eine Unterschätzung der damit verbundenen wirtschaftlichen Konsequenzen dar. In der Folge stellt auch das so ermittelte Potenzial eine bewusst optimistische Abschätzung dar.

3.7.4.1 Redispatch-Volumina

In Abbildung 3.25 sind die sich unter diesen Prämissen ergebenden Redispatch-Volumina aufgeführt. Netzbedingte Leistungsanpassungen der KWK-Anlagen sind in orange aufgeführt. Als Referenz sind die Beiträge des Basisszenarios angegeben.

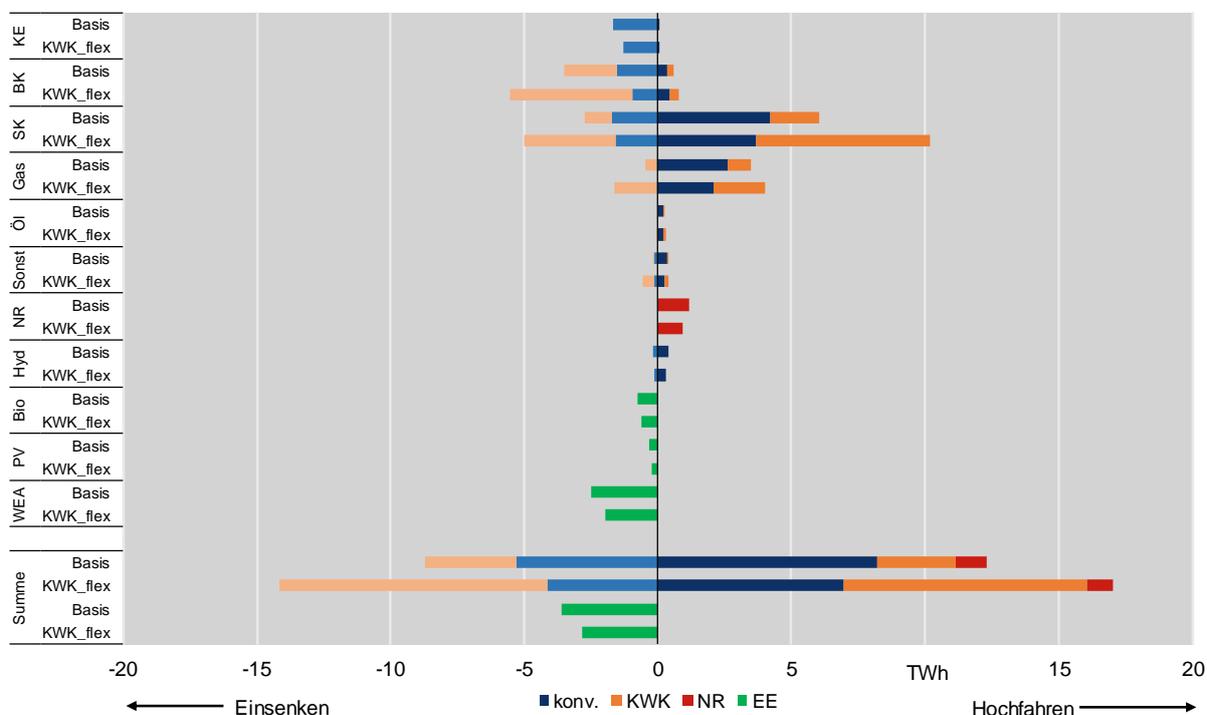


Abbildung 3.25: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK“.

Der Vergleich insbesondere der gesamten jährlichen Redispatch-Volumina zeigt, dass die flexibilisierten KWK-Anlagen umfangreich zur Engpassbehebung eingesetzt werden. Das Redispatch-Volumen steigt ggü. dem Basisszenario deutlich auf etwa 17 TWh und somit um etwa 40 % an. Die KWK-Anlagen werden dabei insbesondere aus zwei unterschiedlichen Gründen beim Redispatch-Prozess berücksichtigt: Zum einen können die Anlagen gezielt genutzt werden, um die Redispatch-Kosten zu senken. Da sich die Flexibilisierung auf alle KWK-Anlagen erstreckt, können die Netzbetreiber aus umfangreicheren und insbesondere kostengünstigeren Optionen schöpfen. Zum anderen werden die Anlagen aber vorrangig eingesetzt, um die Abregelung von EE-Anlagen und die Anforderung der Netzreserve zu minimieren. Da in diesem Szenario deren Vorrang- bzw. Nachrangregel nicht aufgehoben wurden, werden

hierzu umfangreich Leistungsanpassungen in KWK-Anlagen durchgeführt, die zu einem – zumindest aus technischer Sicht eher unerwünschten – Anstieg des Redispatch-Volumens führen. Die bereits in Abschnitt 3.6.2 dargestellte teilweise geringe Sensitivität der KWK-Anlagen auf heutige Engpässe wird hierdurch bestätigt, was das hohe Redispatch-Volumen erklärt. Gegenüber dem Basisszenario kann die EE-Abregelung auf 2,9 TWh um 20 % reduziert werden. Die Netzreserveanforderung geht ebenfalls um etwa 22 % zurück.

Der Anstieg des Redispatch-Volumens in diesem Szenario spiegelt somit den „Preis“ für die Minimierung der EE-Abregelung und der Netzreserveanforderung wider. Die Ergebnisse zeigen somit, dass die Sinnhaftigkeit der Relativierung des KWK-Einspeisevorrangs ohne gleichzeitige Relativierung des Einspeisevorrangs der EE und der Nachrangigkeit der Netzreserve zu hinterfragen wäre.

3.7.4.2 Volkswirtschaftliche Kostenänderungen

Wie bereits beschrieben führt die Flexibilisierung der KWK-Anlagen dazu, dass diese sowohl gezielt zur Kostenverringerung als auch zur Vermeidung von EE-Absenkungen und Netzreserveanforderungen eingesetzt werden. In der Folge ergeben sich hieraus gegenläufige Effekte auf die jährlichen volkswirtschaftlichen Kostenänderungen.

In Abbildung 3.26 sind die sich unter dieser Prämisse ergebenden volkswirtschaftlichen Kosten des Basisszenarios und des Szenarios bei Flexibilisierung der KWK-Anlagen dargestellt. Die Kosten der EE-Abregelung werden sowohl im Basisszenario, als auch bei der hier dargestellten Sensitivität gemäß der mittleren tatsächlichen Vergütung (ca. 100 €/MWh) angesetzt. Wie auch bei den anderen Szenarien wäre es hier zulässig, diese angesetzten Kosten in der bereits oben eingeführten Bandbreite zu variieren. Da in beiden der in Abbildung 3.26 dargestellten Szenarien die Vorrangregel für eine Stromspeisung aus EE-Anlagen beibehalten wird, sind die zu beobachtenden Volumina der EE-Abregelung in jedem Fall konstant.

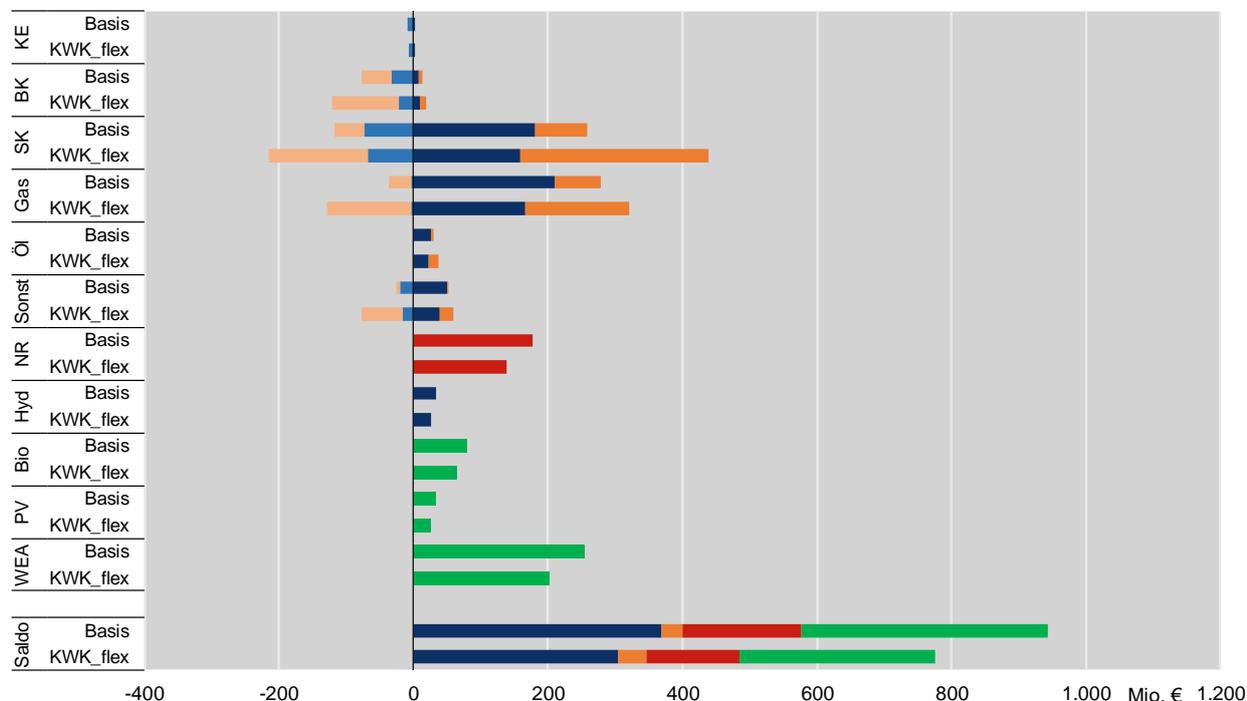


Abbildung 3.26: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK“.

Durch die Flexibilisierung der KWK-Anlagen können – Kosten für die Flexibilisierung vernachlässigt – die gesamten volkswirtschaftlichen Kostenänderungen um 18 % bzw. 160 Mio. € reduziert werden. Die Kostenänderungen für konventionelle Kraftwerke sowie Netzreserve sinken um 16 %. Bei den hier angesetzten Kosten für die EE-Abregelung nehmen die daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber dem Basisszenario um 21 % ab.

Dabei ist eine Verschiebung der Kosten zwischen den Primärenergieträgern erkennbar. Die Flexibilisierung der KWK-Anlagen wird insbesondere dazu genutzt, dass Kraftwerke mit tendenziell hohen variablen Kosten der Stromerzeugung, wie bspw. Anlagen auf Basis von Gas, Steinkohle oder sonstige Kraftwerke, vorrangig abgeregelt werden. Demgegenüber erfolgt der energetische Ausgleich mittels Kraftwerken mit möglichst geringen Grenzkosten. Zwar steigen die zusätzlichen Kosten gegenüber dem Basisszenario für viele Primärenergietechnologien stark an, dieser Effekt ist aber vielmehr auf das grundsätzlich höhere Redispatch-Volumen zurückzuführen. Die Verlagerung des energetischen Ausgleichs auf möglichst günstige Kraftwerke ist beispielsweise aus dem Abtausch zwischen Gas- und Steinkohlekraftwerken ersichtlich.

Bei der hier vorgenommenen Kostengegenüberstellung ist zu berücksichtigen, dass Kosten der Flexibilisierung nicht erfasst werden. Diese können sowohl aus Investitionskosten für bspw. Wärmespeicher o.ä., als auch in zusätzlichen operativen Kosten zur alternativen Wärmebereitstellung bestehen. Gemessen an den insgesamt eingesparten 160 Mio.€ erscheint somit das Potenzial der Kostensenkung durch flexibel nutzbare KWK-Anlagen – zumindest bei Beibehaltung der Sonderregelungen für EE-Anlagen und die Netzreserve – gering.

3.7.4.3 CO₂-Emissionen

In Abbildung 3.27 sind je eingesetztem Primärenergieträger die CO₂-Emissionen dargestellt, die sich gegenüber dem Basisszenario ergeben, wenn die KWK-Anlagen entsprechend den angenommen Randbedingungen flexibilisiert werden.

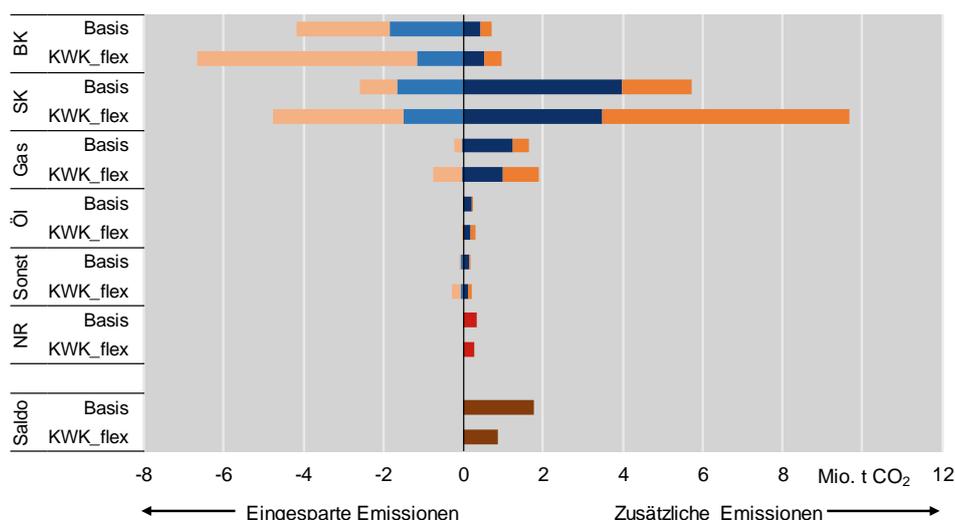


Abbildung 3.27: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK-Anlagen“.

Aufgrund des im Vergleich zum Basisszenario deutlich angestiegenen Redispatch-Volumens steigen in Summe sowohl die eingesparten als auch die zusätzlichen Emissionen deutlich an. Da die Verfeuerung von Braun- und Steinkohle mit vergleichsweise hohen brennstoffspezifischen CO₂-Emissionen verbunden ist, dominiert der Einsatz entsprechender Kraftwerke die Emissionsbilanz. Insbesondere die in diesem Szenario vollständig flexibel einsetzbaren Braun- und Steinkohlekraftwerke mit KWK erhöhen die eingesparten CO₂-Emissionen um 4,6 auf 11,4 Mio. t (+67 %). Gleichzeitig steigt der CO₂-Ausstoß von Steinkohlekraftwerken deutlich um etwa 4 Mio.t an. Im Saldo verursachen die Redispatch-Maßnahmen etwa 0,9 Mio. t CO₂-Emissionen. Gegenüber dem Basisszenario gehen die Emissionen somit deutlich zurück.

Dabei ist zu beachten, dass hier ausschließlich die Emissionen ausgewiesen werden, die bei Leistungsanpassungen zur Stromerzeugung anfallen. Darüber hinaus werden keine Emissionen erfasst, die zur Wärmedeckung notwendig sind. Diese werden insbesondere relevant, wenn die Flexibilisierung nicht durch Wärmespeicher o.ä., sondern durch alternative Heizquellen erreicht wird, bei deren Einsatz CO₂-Emissionen verursacht werden. Diese zusätzlichen CO₂-Emissionen müssten somit in der Bilanz entsprechend berücksichtigt werden, wodurch die hier ausgewiesenen Emissionen eine untere Abschätzung darstellen und in der Praxis deutlich höher ausfallen dürften.

3.7.5 Einbeziehung EE- und KWK-Anlagen

In dem Szenariozweig „Einbeziehung von KWK-Anlagen“ wurden zum einen die KWK-Anlagen flexibilisiert und zum anderen der Vorrang der KWK-Anlagen aufgehoben. Die KWK-Anlagen wurden in diesem Szenario vorrangig dazu eingesetzt, die EE-Abregelung sowie die Netzreserveanforderung zu minimieren. Zusätzlich konnten KWK-Anlagen beim Redispatch-Prozess in einigen Konstellationen die Redispatch-Kosten verringern.

Im Folgenden wird nun untersucht, inwiefern sich die Ergebnisse verändern, wenn zusätzlich der EE-Vorrang, nicht jedoch die Nachrangigkeit der Netzreserve aufgehoben wird. Unter den so definierten Randbedingungen werden EE-Anlagen und KWK-Anlagen abgeregelt, wenn dadurch die Anforderung der Netzreserve verringert werden kann.

3.7.5.1 Redispatch-Volumina

In Abbildung 3.28 sind die sich unter diesen Prämissen ergebenden Redispatch-Volumina aufgeführt. Als Referenz sind die Beiträge des Basisszenarios angegeben.

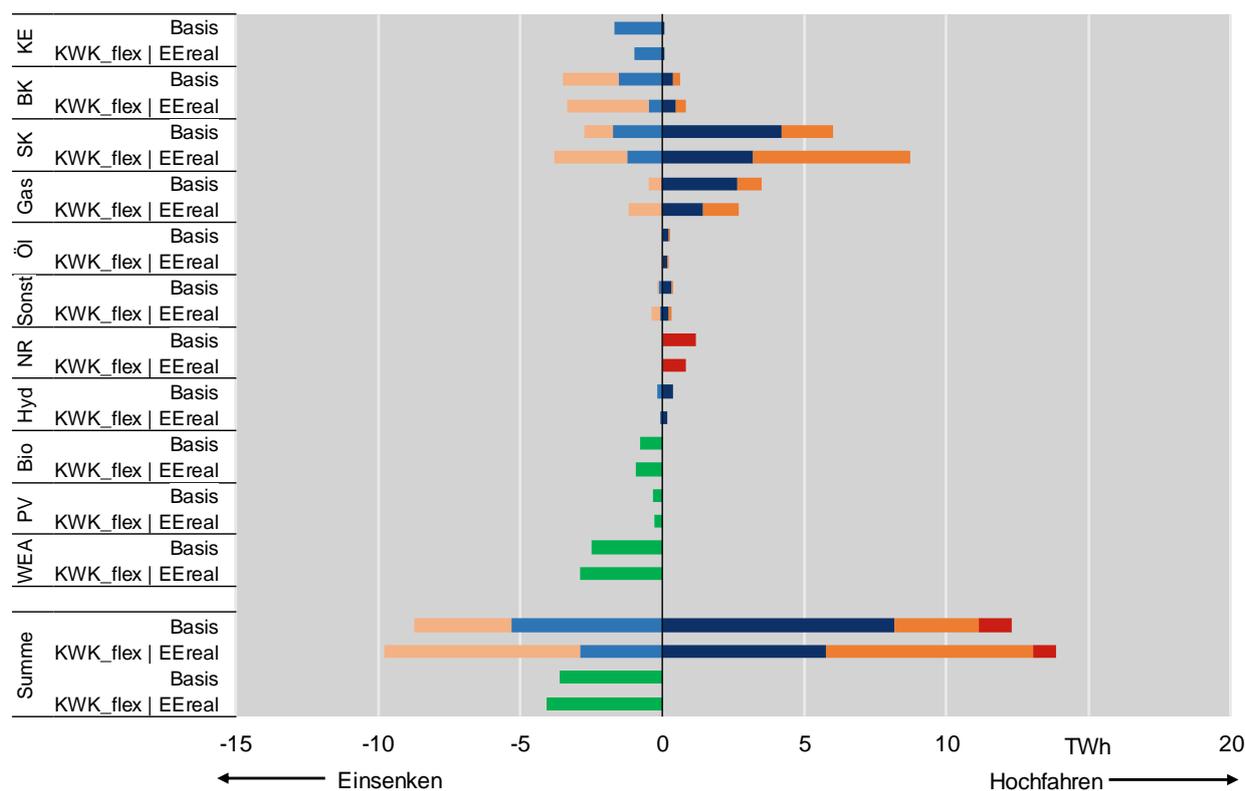


Abbildung 3.28: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE“.

Der Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zeigt, dass gegenüber dem Basisszenario das Redispatch-Volumen leicht um 12 % ansteigt und erneut insbesondere der Beitrag der KWK-Anlagen deutlich zunimmt. Dieser Anstieg ist allerdings geringer ausgeprägt, als wenn der Vorrang der EE-Anlagen nicht aufgehoben würde (Vergleich mit dem Szenario „KWK_flex“). Das Volumen der EE-Abregelung steigt ggü. dem Basisszenario um 13 % auf 4,1 TWh an. Dabei steigt insbesondere der Anteil der Windenergie- und der Biomasseanlagen weiter an, während der Anteil von PV-Anlagen nahezu gleich hoch bleibt.

Leistungsanpassungen an KWK- und EE-Anlagen werden bei den hier unterstellten Sonderregeln vorrangig vorgenommen, wenn dadurch der Einsatz von in der Netzreserve befindlichen Kraftwerken minimiert werden kann. Entsprechend sinkt die Netzreserveanforderung ggü. dem Basisszenario um etwa 32 % auf 0,8 TWh ab. Somit kann selbst bei vollständiger Flexibilisierung aller KWK-Anlagen und gleichzeitiger Relativierung der vorrangigen Einspeisung aus EE-Anlagen auf den Einsatz der Netzreserve nicht vollständig verzichtet werden.

3.7.5.2 Volkswirtschaftliche Kostenänderungen

In Abbildung 3.29 sind je eingesetztem Primärenergieträger die zusätzlichen und vermiedenen volkswirtschaftlichen Kosten dargestellt, die sich gegenüber dem Basisszenario ergeben, wenn die KWK-Anlagen entsprechend den angenommen Randbedingungen flexibilisiert werden und gleichzeitig der EE-Vorrang aufgehoben wird. Bei der Kostengegenüberstellung wurden für die Abregelung von EE-Anlagen volkswirtschaftliche Kosten in Höhe der mittleren tatsächlichen Vergütung und somit eine obere Abschätzung der Kosten angesetzt.

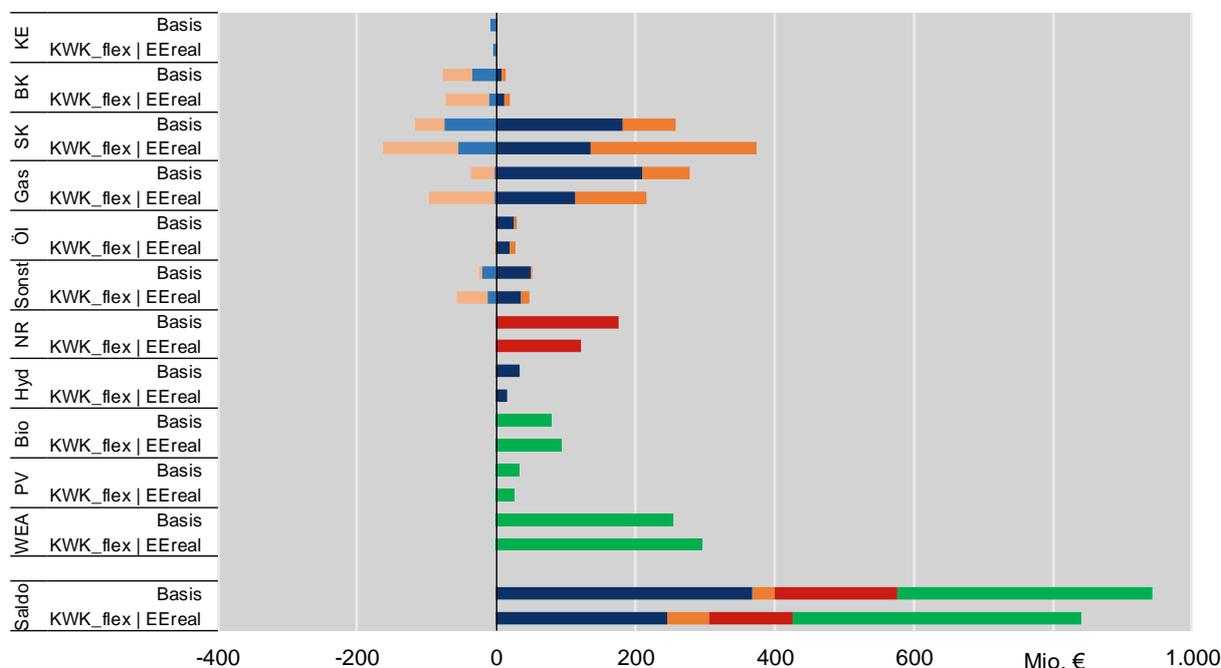


Abbildung 3.29: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE“.

Durch die Flexibilisierung der KWK-Anlagen und der gleichzeitigen Relativierung des EE-Einspeisevorrangs ist eine Kostenreduktion von insgesamt 11 % gegenüber dem Basisszenario möglich. Mit knapp 26 % können insbesondere die Kosten für konventionelle Kraftwerke und die Anforderung der Netzreserve reduziert werden, während die Kosten für die Abregelung der EE-Anlagen um 13 % ansteigen.

Bei dieser Kostengegenüberstellung sind möglicherweise zusätzlich anfallende Kosten für KWK-Flexibilisierung nicht erfasst. In der Praxis müssten somit eventuelle zusätzlich anfallende Investitions- oder Betriebskosten berücksichtigt werden.

Ein Vergleich mit dem KWK_flex-Szenario zeigt, dass die Relativierung des EE-Einspeisevorrangs bei gleichzeitiger Beibehaltung der nachrangigen Netzreserveanforderung die volkswirtschaftlichen Kosten gegenüber der Variante mit ausschließlicher Flexibilisierung der KWK-Anlagen erneut steigen lässt. Dieser Effekt (Kostenzunahme bei Einbeziehung EE-Anlagen ohne Relativierung NR-Anforderung) ist offensichtlich unabhängig davon zu beobachten, ob KWK-Anlagen flexibilisiert werden oder nicht.

3.7.5.3 CO₂-Emissionen

In Abbildung 3.30 sind je eingesetztem Primärenergieträger die CO₂-Emissionen dargestellt, die sich gegenüber dem Basisszenario ergeben, wenn die KWK-Anlagen entsprechend den angenommen Randbedingungen flexibilisiert werden und gleichzeitig der EE-Vorrang aufgehoben wird.

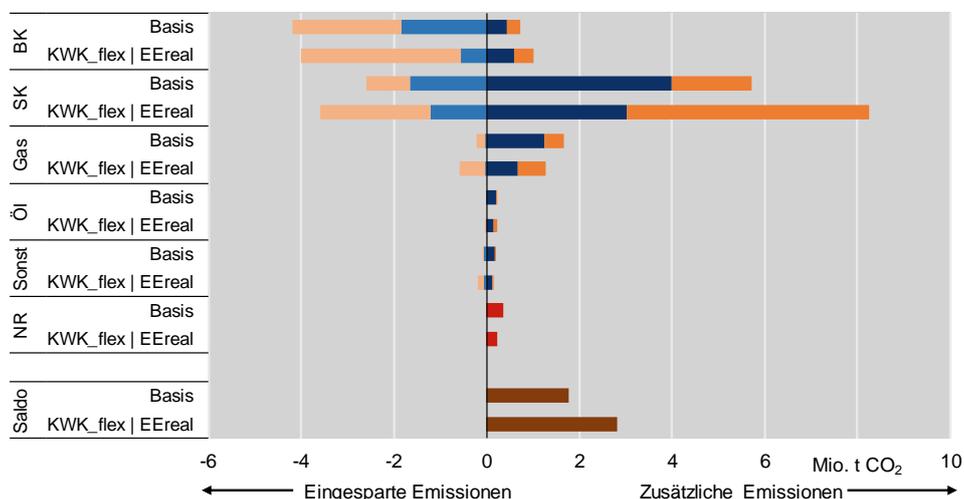


Abbildung 3.30: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE“.

Die CO₂-Emissionen werden erneut durch die netzbedingten Leistungsanpassungen der Kohlekraftwerke determiniert. Das mit der Relativierung des EE-Einspeisevorrangs einhergehende höhere Abregelungsvolumen führt dazu, dass weniger Emissionen eingespart werden. In der Folge steigen die CO₂-Emissionen gegenüber dem Basisszena-

rio weiter an. Auch hier ist dabei zu berücksichtigen, dass ausschließlich Emissionen im Stromsystem erfasst werden. Weitere Emissionen, die bei der Flexibilisierung notwendige alternative Wärmebereitstellung möglich sind, sind hier nicht erfasst. Die hier dargestellten CO₂-Emissionen stellen entsprechend eine untere Abschätzung der in der Praxis aufgetretenen Emissionen dar.

3.7.6 Einbeziehung EE- und KWK- sowie Netzreserveanlagen

In den bisherigen Szenarien mit Flexibilisierung der KWK-Anlagen wurden die aktuell geltende nachrangige Netzreserveanforderung nicht aufgehoben. Zudem wurde ein Szenario gerechnet, bei dem zudem die Vorrangregeln für EE-Anlagen nicht relativiert wurden. Die flexibel einsetzbaren KWK-Anlagen werden unter diesen Prämissen vorrangig dazu eingesetzt, entsprechend das Abregelungsvolumen der EE-Anlagen sowie die Netzreserveanforderung zu minimieren. Dies kann in einzelnen Situationen sowohl zu hohen Redispatch-Volumina, insbesondere auch der KWK-Anlagen, und damit verbunden zu höheren Kosten führen.

Daher wird in diesem Szenario untersucht, inwiefern sich die bisher gezeigten Ergebnisse verändern, wenn neben der Flexibilisierung der KWK-Anlagen sowohl der EE-Vorrang aufgehoben wird und die in der Netzreserve befindlichen Kraftwerke nicht mehr nachrangig angefordert werden. Die so definierten Randbedingungen führen letztlich zu einer Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten. Dabei wird die Abregelung von EE-Anlagen in Anlehnung an die mittlere tatsächliche Vergütung mit etwa 100 €/MWh bepreist. Die Anforderung der Netzreserve wird einheitlich mit 150 €/MWh angenommen.

3.7.6.1 Redispatch-Volumina

In Abbildung 3.31 sind die sich ergebenden Redispatch-Volumina aufgeführt. Referenziert wird auf das Basisszenario sowie auf das Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE“.

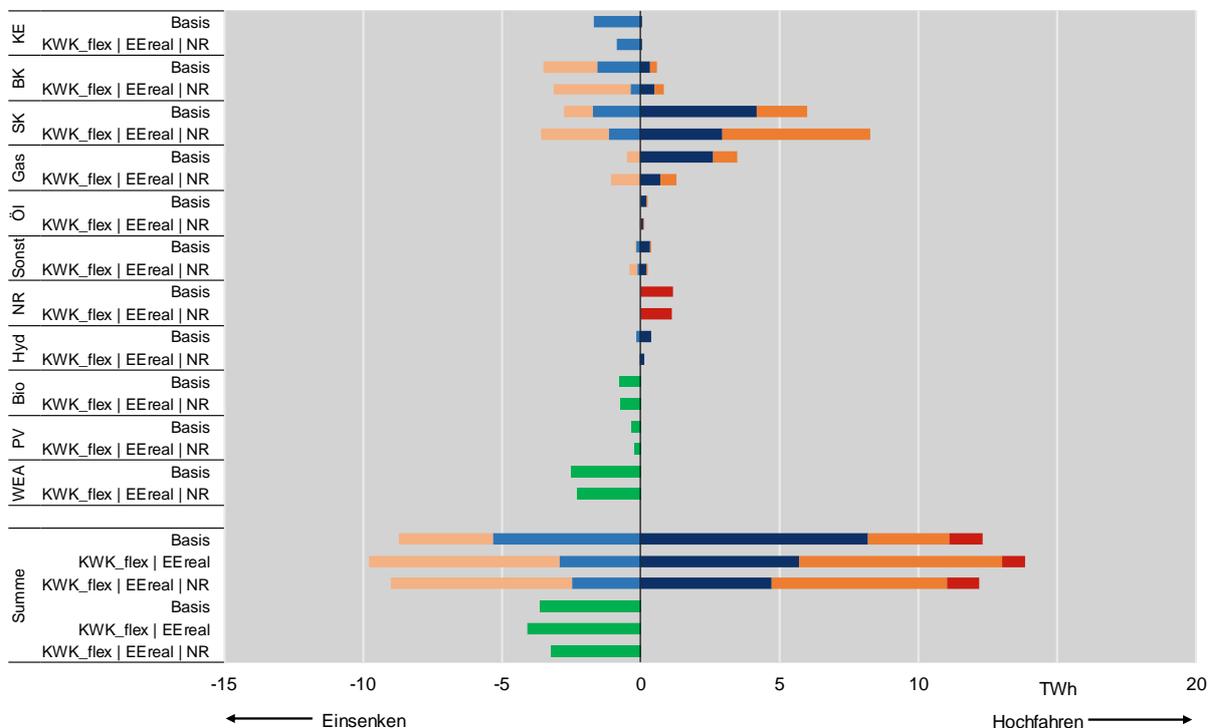


Abbildung 3.31: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE und NR“.

Zwar werden die KWK-Anlagen erneut umfangreich zum Redispatch eingesetzt, gleichzeitig gehen aber die Beiträge der konventionellen Kraftwerke ohne KWK zurück. Das Redispatch-Volumen liegt somit auf demselben Niveau wie im Basisszenario und geht nur leicht um 1 % zurück. Obwohl der Einspeisevorrang für EE-Anlagen als auch die nachrangige Anforderung der Netzreserve in diesem Szenario relativiert wurde, sinken deren jeweiligen Beiträge in der Jahresbetrachtung: Während die Netzreserveanforderung leicht um 2 % gegenüber dem Basisszenario zurückgeht, sinkt die EE-Abregelung um 11 %. Somit überwiegen zumindest die technischen Vorteile in diesem Szenario gegenüber der heutigen Praxis unter Berücksichtigung des derzeit geltenden Rechtsrahmens.

3.7.6.2 Volkswirtschaftliche Kostenänderungen

In Abbildung 3.32 sind die zusätzlichen und vermiedenen volkswirtschaftlichen Kostenänderungen dargestellt, die sich gegenüber dem Basisszenario ergeben, wenn die KWK-Anlagen flexibilisiert werden und gleichzeitig die EE-Anlagen und die Netzreserve beim Redispatch einbezogen werden. Bei der Kostengegenüberstellung werden für die EE-Abregelung volkswirtschaftliche Kosten in Höhe der mittleren tatsächlichen Vergütung und somit eine obere Abschätzung der Kosten angesetzt.

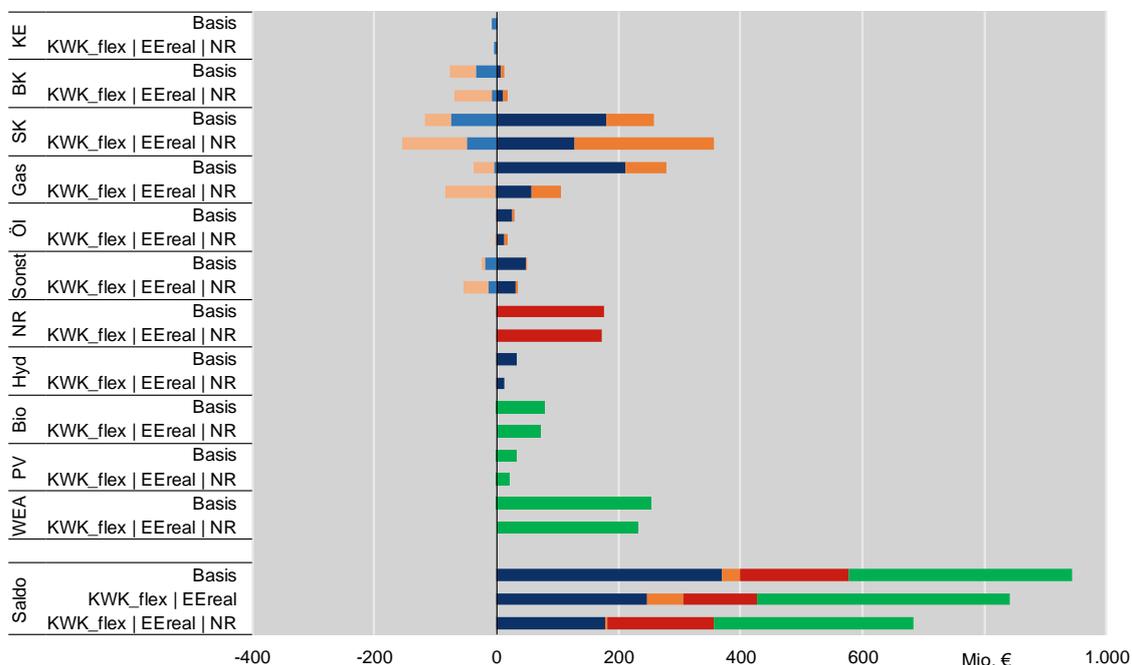


Abbildung 3.32: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE und NR“.

Durch die Aufhebung aller Sonderregelungen (EE- und KWK-Strom sowie NR) und gleichzeitiger Flexibilisierung der KWK-Anlagen ist eine Kostenreduktion von insgesamt 28 % bzw. 260 Mio. € gegenüber dem Basisszenario möglich. Während die Kosten für konventionelle Kraftwerke und die Anforderung der Netzreserve um etwa 38 % bzw. 220 Mio. € reduziert werden können, nehmen die Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen bei den hier angesetzten volkswirtschaftlichen Kosten der Abregelung um 11 % ab.

Dieser möglichen Kosteneinsparung sind weiterhin möglicherweise anfallende Kosten zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen gegenüberzuhalten. Diese können in notwendigen Investitions- oder Betriebskosten bestehen und entsprechend das hier identifizierte Einsparpotenzial deutlich schmälern. Um zu beantworten, ob die Flexibilisierung der KWK-Anlagen in der Praxis zu geringeren Redispatch-Kosten führt, ist somit eine Abwägung der hier ausgewiesenen Kosteneinsparpotenziale und der zusätzlich anfallenden Kosten für die Flexibilisierung notwendig.

3.7.6.3 CO₂-Emissionen

In Abbildung 3.33 sind je eingesetztem Primärenergieträger die CO₂-Emissionen dargestellt, die sich gegenüber dem Basisszenario ergeben, wenn die KWK-Anlagen entsprechend den angenommen Randbedingungen flexibilisiert und gleichzeitig EE-Anlagen und in der Netzreserve befindlichen Kraftwerke beim Redispatch einbezogen werden.

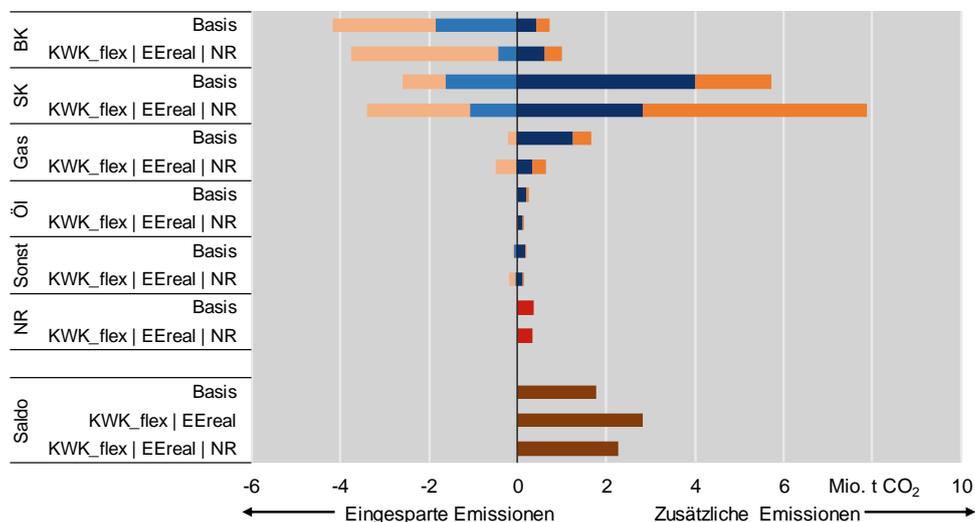


Abbildung 3.33: Vergleich der CO₂-Emissionen zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK und Einbeziehung EE und NR“.

Wie in den bisherigen Berechnungen entfällt ein Großteil der eingesparten und zusätzlichen CO₂-Emissionen auf den netzbedingten Einsatz der Kohlekraftwerke. Gegenüber dem Basisszenario steigen die eingesparten CO₂-Emissionen in Summe von 7,1 auf 7,8 Mio. t CO₂ an. Diese Einsparung wird allerdings überkompensiert von dem zusätzlichen CO₂-Ausstoß in der Höhe von 1,2 auf insgesamt 10,1 Mio. t. Im Saldo werden somit gegenüber dem Basisszenario weitere 0,5 Mio. t CO₂ emittiert.

In dieser Gegenüberstellung sind ausschließlich Emissionen des Stromsystems erfasst. Weitere Emissionen, die zur Flexibilisierung der KWK-Anlagen anfallen können, müssen darüber hinaus noch zusätzlich berücksichtigt werden. Dies betrifft insbesondere CO₂-Emissionen, die im Wärmesektor zur alternativen Wärmebereitstellung anfallen.

3.7.7 Flexibilisierung KWK-Anlagen mittels P2H-Anlagen

In dem bereits gezeigten Szenariozweig „Einbeziehung von KWK-Anlagen“ wurden gezielt die aktuell geltende Vorrangregel für KWK-Anlagen aufgehoben und gleichzeitig die KWK-Anlagen flexibilisiert. Bei der Flexibilisierung wurde unterstellt, dass diese mittels unterschiedlicher Investitionen in alternative Heizquellen, Wärmespeicher o.ä. erreicht wurde. Im Folgenden wird untersucht, inwiefern sich die bisherigen Ergebnisse ändern, wenn die Flexibilisierung mittels Power-to-Heat-Anlagen (P2H-Anlagen) umgesetzt wird. Wie bei den bisher unterstellten Flexibilisierungsmaßnahmen werden dabei bestehende betriebliche Restriktionen der KWK-Anlagen, die insbesondere aus möglichen Wärmebereitstellungen bestehen, aufgelöst und das für Netzbetreiber technisch nutzbare Potenzial zur Engpassbehebung erweitert. Abweichend zu den bisherigen Flexibilitätsmaßnahmen hat der Einsatz der P2H-Anlagen allerdings weitere Effekte auf das Stromversorgungssystem, bspw. im Sinne möglicher Netzentlastungen. Die Ausstattung der KWK-Anlagen mit P2H-Anlagen erlaubt nicht nur die Nutzung des technischen Potenzials der KWK-Anlagen im Redispatch, sondern erweitert die nutzbare Flexibilität um die Wirkung einer Lasterhöhung an deren Standorten. Somit wird in diesem Szenario untersucht, ob zuvor beschriebene Wirkungen der Einbeziehung der

KWK-Anlagen in den regulären Redispatch bestehen bleiben und durch die Ausstattung mit P2H-Anlagen weiter verstärkt werden.

Die installierte Leistung der P2H-Anlagen wird dabei je KWK-Anlage in Höhe der maximal möglichen und technisch nutzbaren Wärmeauskopplung angenommen. Als Quelle wird die Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes zugrunde gelegt. Summiert ergibt sich eine installierte Leistung der P2H-Anlagen in Höhe von rund 30 GW. Es wird angenommen, dass die P2H-Anlagen zu jedem Zeitpunkt für netzentlastende Einsatzweisen vollständig mit ihrer installierten Leistung zur Verfügung stehen. Eine konkrete stündliche Wärmenachfrage wird nicht berücksichtigt.

Für den Einsatz werden variable Kosten von 0 €/MWh angesetzt. Somit werden zwar einerseits keine vermiedenen Kosten zur Deckung der thermischen Nachfrage berücksichtigt, was den Nutzen der P2H-Anlagen tendenziell unterschätzt, wenn durch den Einsatz eine alternative Wärmedeckung ersetzt wird. Andererseits wird ebenfalls nicht berücksichtigt, dass der Einsatz von P2H-Anlagen den Stromverbrauch erhöht und somit bei gleichbleibender Stromeinspeisung aus EE-Anlagen der relative Anteil von EE-Strom am Stromverbrauch verringert wird und somit politisch festgelegte EE-Ziele verfehlt werden könnten.

Die P2H-Anlagen werden in die bestehende Merit-Order eingegliedert. Dabei wird keine Vorrangregelung angenommen. Durch die Kosten von 0 €/MWh werden die P2H-Anlagen zumindest bei gleicher Sensitivität vor einer Abregelung von EE-Anlagen eingesetzt, bei der die volkswirtschaftlichen Kosten der Abregelung angesetzt werden.

Wie bei den bisher durchgeführten Analysen werden auch in diesem Szenario bewusst keine Aussagen zur sinnvollen Ausstattung einzelner konkreter Anlagen mit P2H-Anlagen vorgenommen. Zusätzlich wird erneut unterstellt, dass die Flexibilisierung der KWK-Anlagen nicht zu geänderten Einsatzweisen am Strommarkt führen, die in der Praxis ggf. zu beobachten wären. Ein eventueller Nutzen der P2H-Anlagen am Strommarkt, bspw. bei negativen Börsenpreisen, sind somit nicht erfasst, sondern es wird ausschließlich der rein netzseitige Einsatz beim Redispatch untersucht.

3.7.7.1 Redispatch-Volumina

In einem ersten Schritt werden die Auswirkungen der P2H-Anlagen untersucht, wenn dabei gleichzeitig *keine* Flexibilisierung der KWK-Anlagen angenommen wird und die heute geltenden Vorrangregeln beibehalten werden. Zwar stellt dies ein fiktives Szenario dar, mittels der – zumindest bei wärmegeführten KWK-Anlagen – weiterhin unterstellten starren Fahrweise kann aber der ausschließliche Einfluss der P2H-Anlagen an KWK-Standorten untersucht werden. Die zugehörigen jährlichen Redispatch-Beiträge sind in Abbildung 3.34 dargestellt. Dabei sind die Beiträge thermischer Kraftwerke zusammengefasst. Der Einsatz der P2H-Anlagen, der naturgemäß ausschließlich in einer Lasterhöhung besteht, was lastflusstechnisch einer Erzeugungseinsenkung am selben Standort gleichkommt, ist in orange dargestellt. Als Vergleich werden die Redispatch-Beiträge des Basisszenarios angegeben.

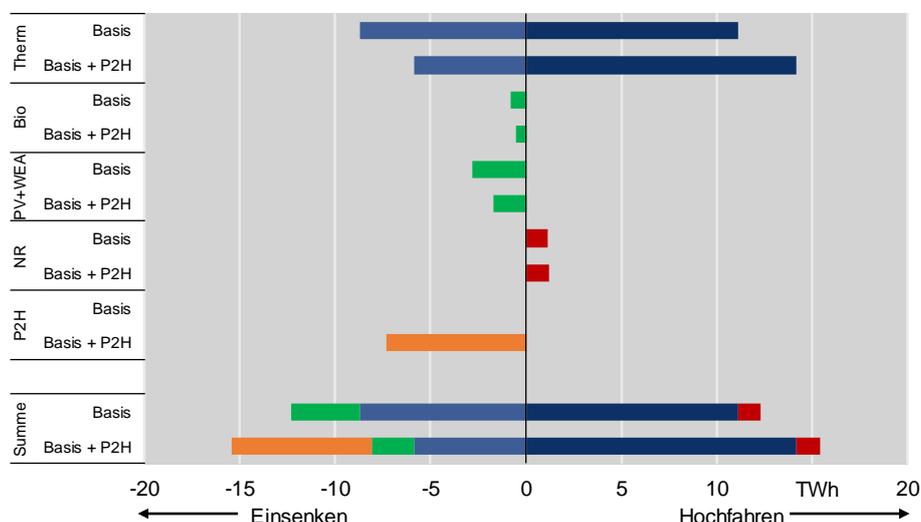


Abbildung 3.34: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Basisszenario mit P2H-Anlagen.

Aus dem Vergleich der beiden Szenarien geht hervor, dass die P2H-Anlagen mit 7,3 TWh umfangreich zur Netzengpassbehebung eingesetzt werden. Gleichzeitig geht die Abregelung konventioneller Anlagen um 33 % auf 5,9 TWh zurück. Die Abregelung von EE-Anlagen nimmt um 38 % auf 2,2 TWh ab. Demgegenüber steigt die Anforderung der Netzreserve leicht um 4 % an, verbleibt aber im Grundsatz auf dem Niveau des Basisszenarios.

Der Einsatz der P2H-Anlagen fordert weiterhin einen energetischen Ausgleich, der insbesondere über positive Leistungsanpassungen thermischer Kraftwerke erfolgt. In der Folge steigt das Redispatch-Volumen gegenüber dem Basisszenario somit deutlich um 25 %.

Die Gegenüberstellung zeigt bereits, dass die P2H-Anlagen aufgrund des innerhalb des Szenarios beibehaltenen EE-Vorrangs vorrangig dazu eingesetzt werden, die Abregelung von EE-Anlagen möglichst zu vermeiden. Da die P2H-Anlagen ausschließlich an KWK-Standorten installiert werden, die innerhalb des untersuchten Betrachtungszeitraums zum Großteil über eine vergleichsweise geringe Sensitivität auf vorherrschende Engpässe im Vergleich zu EE-Anlagen besitzen, kann die Abregelung von EE-Anlagen gegenüber dem Basisszenario zwar deutlich reduziert, aber nicht vollständig verhindert werden. Aufgrund der teils vergleichsweise geringen Standort-Sensitivität der KWK-Anlagen (vgl. auch Abschnitt 3.6.2), muss die Leistung der P2H-Anlagen überproportional zur eingesparten EE-Abregelung erhöht werden, um die Engpässe beherrschen zu können. In der Folge steigt das Redispatch-Volumen im Vergleich zum Basisszenario deutlich an. Die Sensitivität einzelner P2H-Anlagen (wie auch der zugehörigen KWK-Anlagen) auf die Netzengpässe könnte sich jedoch in den nächsten Jahren verbessern.

Der oben aufgezeigte Effekt bleibt grundsätzlich bestehen, wenn eine Flexibilisierung der KWK-Anlagen durch die P2H-Anlagen unterstellt wird (Abbildung 3.35).

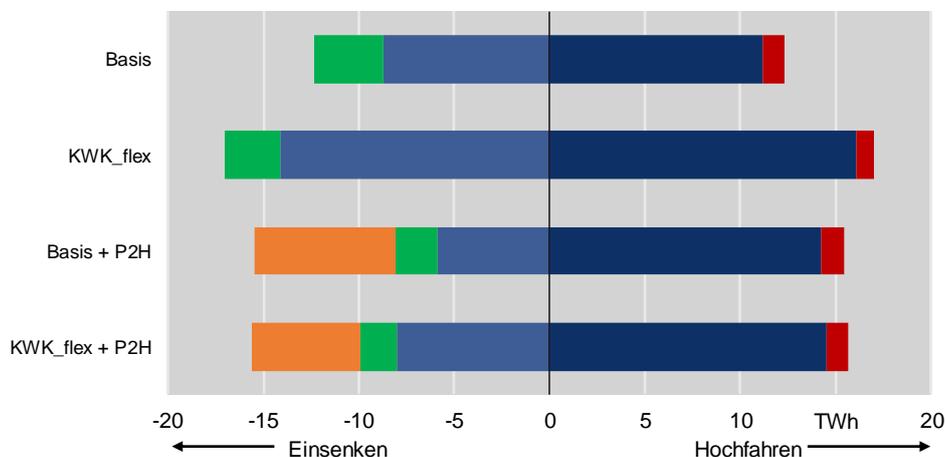


Abbildung 3.35: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Flexibilisierung KWK“ mit und ohne P2H-Anlagen.

Mit etwa 5,7 TWh werden die P2H-Anlagen auch im Szenario „Flexibilisierung KWK mit P2H-Anlagen“ umfangreich genutzt. Da beim Herunterfahren von Kraftwerksleistungen allerdings variable Kosten eingespart werden können, werden vorrangig KWK-Anlagen am selben Standort abgeregelt. In der Folge geht der Einsatz der P2H-Anlagen leicht zurück. Während das Redispatch-Volumen im Vergleich zum Szenario ohne flexibel nutzbare KWK-Anlagen (Szenario „Basis + P2H“) weitgehend auf demselben Niveau verweilt und gegenüber dem Basisszenario um 25 % zunimmt, kann die Abregelung von EE auf 1,9 TWh nahezu halbiert werden. Die Netzreserve wird im Vergleich zum Basisszenario um 4 % weniger angefordert.

Der Einsatz der P2H-Anlagen ist dabei für die KWK-Standorte je nach Sensitivität auf die Netzengpässe unterschiedlich ausgeprägt. In Abbildung 3.36 ist für das Szenario „Flexibilisierung KWK mit P2H-Anlagen“ die geografische Verteilung der jährlichen Einsatzmengen der P2H-Anlagen in Deutschland dargestellt.

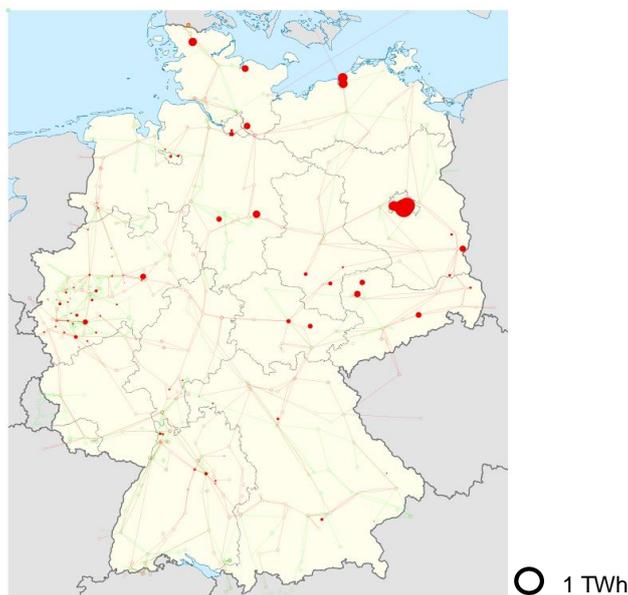


Abbildung 3.36: Geografische Verteilung der jährlichen Einsatzmengen der P2H-Anlagen in Deutschland.

Obwohl alle KWK-Anlagen mit P2H-Anlagen ausgestattet wurden, werden die P2H-Anlagen vorrangig im Norden Deutschlands sowie im Raum Berlin eingesetzt. Im Süden und im Ruhrgebiet werden hingegen lediglich punktuelle Anforderungen der P2H-Anlagen vorgenommen. Aus dieser geografischen Verteilung der jährlichen Einsatzmengen geht hervor, dass die P2H-Anlagen vielfach nur eine geringe Sensitivität auf die im Betrachtungszeitraum vorherrschenden Engpässe besitzen.

Werden gleichzeitig die heute geltenden Vorrangregeln aufgehoben, gehen wie auch in den bisher dargestellten Untersuchungen die Redispatch-Beiträge deutlich zurück (Abbildung 3.37).

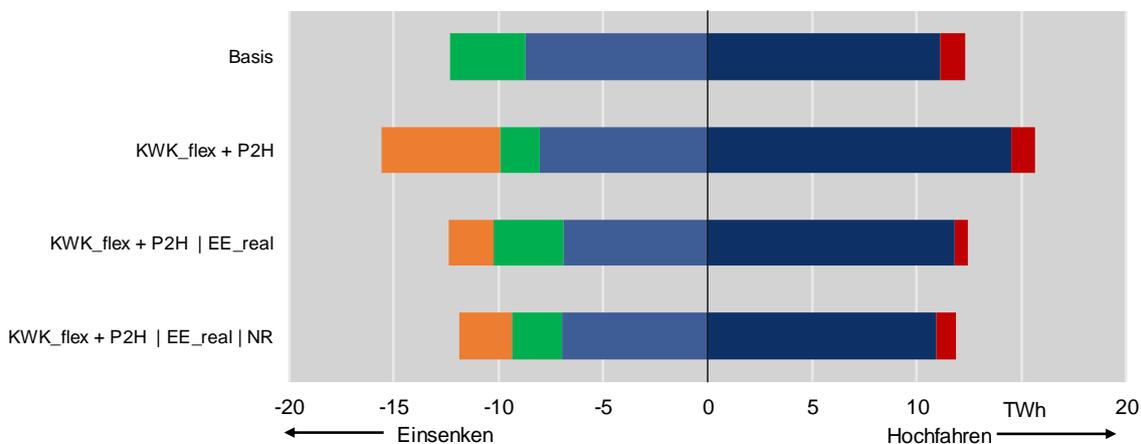


Abbildung 3.37: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und Szenarien „Flexibilisierung KWK mit P2H-Anlagen“ in Abhängigkeit von Vorrangregeln.

Die Relativierung der Vorrangregeln führt dazu, dass insbesondere die P2H-Anlagen deutlich weniger eingesetzt werden. Größtenteils bestätigen sich aber die Ergebnisse aus den bereits vorgestellten Untersuchungen: Wird nur der Vorrang der EE-Anlagen aufgehoben, während gleichzeitig die Netzreserve nachrangig angefordert wird, werden den Netzbetreibern zur Verfügung stehende Flexibilitäten genutzt, um die Netzreserve möglichst wenig anzufordern. Bei Ausstattung der KWK-Anlagen mit P2H-Anlagen, werden auch diese zu diesem Zweck eingesetzt. Letztlich kann die Anforderung der Netzreserve auf 0,6 TWh halbiert werden.

Wird hingegen neben dem Einspeisevorrang auch die Sonderregel bei der Netzreserveanforderung relativiert, werden die Flexibilitäten unter Berücksichtigung volkswirtschaftlicher Kosten beim regulären Redispatch eingesetzt. Dies führt dazu, dass im Vergleich zum Basisszenario sowohl die Abregelung von EE-Anlagen um 34 % reduziert werden kann, als auch die Netzreserveanforderungen um 19 % sinken.

Die Ergebnisse zeigen, dass die P2H-Anlagen je nach dem gewünschten Ziel entweder für die Senkung der EE-Abregelung oder Anforderung der Netzreserve sowie für die Verringerung von Redispatch-Volumen oder von Redispatch-Kosten genutzt werden können. Das niedrigste Redispatch-Volumen gegenüber dem Basisszenario innerhalb der betrachteten Szenarien ergibt sich, wenn alle heute gültigen Sonderregeln aufgehoben und gleichzeitig die KWK-Anlagen mittels P2H-Anlagen flexibilisiert werden.

3.7.7.2 Volkswirtschaftliche Kostenänderungen

In Abbildung 3.38 sind für die Szenarien „Flexibilisierung KWK mit P2H-Anlagen“ die volkswirtschaftlichen Kostenänderungen dargestellt. Die volkswirtschaftlichen Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen werden anhand der durchschnittlichen mittleren realen Vergütung angesetzt, was tendenziell eine Überschätzung dieser Kosten darstellen dürfte. Referenziert wird jeweils auf das Basisszenario sowie auf das Szenario „Flexibilisierung KWK-Anlagen“.

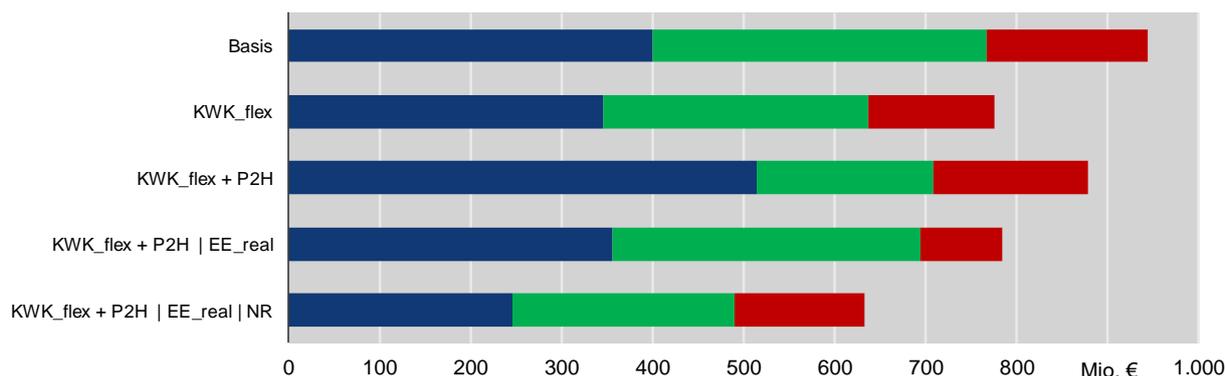


Abbildung 3.38: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen im Stromsystem zwischen dem Basisszenario und Szenarien „Flexibilisierung KWK mit P2H-Anlagen“ in Abhängigkeit von Vorrangregeln.

Werden die KWK-Anlagen mittels P2H-Anlagen flexibilisiert und gleichzeitig die heute bestehenden Vorrangregeln beibehalten, werden wie bereits gezeigt die P2H-Anlagen vorrangig eingesetzt, um die EE-Abregelung und die Netzreserveanforderung zu minimieren. Dies wird losgelöst von den damit verbundenen Kosten durchgeführt, weshalb

die Kosten im Vergleich zum Szenario ohne P2H-Anlagen (KWK_flex) in Summe um 13 % ansteigen. Dabei dominiert deutlich der Kostenanteil der thermischen Kraftwerke, da diese den Einsatz der P2H-Anlagen energetisch ausgleichen. Hierdurch wird das eher ungünstige Kosten/Nutzen-Verhältnis bei strikter Einhaltung heute bestehender Vorrangregelungen erneut sichtbar.

Werden die Vorrangregeln hingegen aufgehoben (Szenario „KWK_flex + P2H | EE_real | NR“), können die volkswirtschaftlichen Kosten im Stromsystem gegenüber dem Basisszenario um etwa ein Drittel auf 633 Mio. € im Jahr reduziert werden. Dabei sinken insbesondere die Kosten für thermische Kraftwerke sowie für die Abregelung von EE-Anlagen in einer Bandbreite zwischen knapp 35 und 40 %. Bei dieser Gegenüberstellung ist zu berücksichtigen, dass zusätzlich anfallende oder vermiedene Kosten bzw. Erlöse auf der Wärmeseite nicht abgebildet sind. Hierbei sind gegenläufige Effekte denkbar: Zum einen kann die Flexibilisierung der KWK-Anlagen zu zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten führen, während durch den Einsatz der P2H-Anlagen ggf. alternative Wärmebereitstellungen ersetzt werden können, was zu Kosteneinsparungen führen könnte. Nicht betrachtet wurde der strommarktgetriebene Einsatz von P2H-Anlagen, der ebenfalls einen weiteren Nutzen bzw. eingesparte Kosten darstellen könnte.

Im Hinblick auf die zusätzlichen Kostenkomponenten im Wärmesektor erscheint eine vollständige Ausstattung aller KWK-Anlagen mit P2H-Anlagen zur Engpassbehebung als ökonomisch fragwürdig. Für einzelne KWK-Standorte hingegen könnte die Flexibilisierung mit ökonomischen Vorteilen verbunden sein. Dabei sind insbesondere Sensitivitäten auf Netzengpässe sowie eine möglichst umfangreiche Nutzung der Abwärme bei der Bewertung einzubeziehen.

3.7.7.3 CO₂-Emissionen

In Abbildung 3.39 sind die sich ergebenden CO₂-Emissionen dargestellt, wenn KWK-Anlagen mittels P2H-Anlagen flexibilisiert und gleichzeitig heute geltende Vorrangregeln angepasst werden. Referenziert wird jeweils auf das Basisszenario sowie auf das Szenario „Flexibilisierung KWK-Anlagen“. Bei dieser Gegenüberstellung ist zu berücksichtigen, dass ggf. zusätzlich vermiedene Emissionen auf der Wärmeseite nicht erfasst sind, die durch den Einsatz der P2H-Anlagen ggf. vermieden werden.

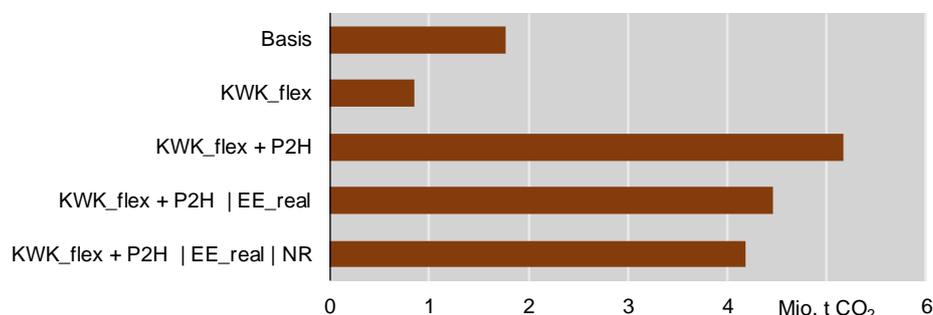


Abbildung 3.39: Vergleich der CO₂-Emissionen im Stromsystem zwischen dem Basisszenario und Szenarien „Flexibilisierung KWK mit P2H-Anlagen“ in Abhängigkeit von Vorrangregeln.

In allen Szenarien mit P2H-Anlagen liegt der CO₂-Emissionsausstoß deutlich über dem Ausstoß des Basisszenarios. Dies liegt insbesondere an dem erforderlichen energetischen Ausgleich, der beim Einsatz von P2H-Anlagen notwendig ist. Gleichzeitig werden beim Einsatz von P2H-Anlagen – abweichend von konventionellen Kraftwerken – keine Emissionen eingespart, was entsprechend eine geringere Emissionsvermeidung zur Folge hat.

Diese Effekte sind besonders ausgeprägt, wenn heute bestehende Vorrangregeln beibehalten werden. Der CO₂-Emissionsausstoß der Szenarien mit geänderten Vorrangregeln geht gegenüber dem Szenario ohne Änderung der Vorrangregeln zurück, wenngleich dieser Rückgang eher moderat ausfällt.

In dieser Gegenüberstellung sind ausschließlich Emissionen erfasst, die im Stromsystem anfallen. Dabei nicht berücksichtigt sind Emissionen, die zur alternativen Wärmedeckung anfallen könnten und durch den Einsatz der P2H-Anlagen vermieden werden. Allerdings dürften selbst bei vollständiger Nutzung der Wärme und Verdrängung sonstiger thermischer Erzeugung die Emissionen gegenüber dem Basisszenario durch den Einsatz von P2H-Anlagen ansteigen. Diese Erkenntnis gilt zumindest bei der hier unterstellten Extremannahme, bei der alle KWK-Anlagen mit P2H-Anlagen ausgestattet werden. Dennoch kann der Einsatz von P2H-Anlagen an bestimmten Standorten in der Praxis dazu führen, dass Emissionen eingespart werden können. Dies gilt insbesondere für Anlagen, bei denen durch den Einsatz der P2H-Anlagen CO₂-emissionsintensive sonstige thermische Erzeugung verdrängt werden kann und bei denen eine große Sensitivität auf vorherrschende Engpässe besteht.

3.8 Folgenabschätzung: Ausblick auf zukünftige Entwicklung

Die bisher dargestellten Analysen wurden auf Basis historischer Daten durchgeführt, um insbesondere eine valide Referenz im Hinblick auf den Status quo modelltechnisch entwickeln zu können und somit belastbare Aussagen zu den Auswirkungen der untersuchten Szenarien ableiten zu können. Folglich basieren diese Aussagen auf den historischen Netzbelastungssituationen, die sich aus dem in 2015/2016 vorherrschenden Netzausbauzustand und Erzeugungssystem ergeben haben.

Bereits heute sind Entwicklungen abzusehen, die die Netzengpasssituation beeinflussen werden. Auf der einen Seite sind hier insbesondere die Einführung der Engpassbewirtschaftung an der Grenze Deutschland-Österreich sowie der Fortgang des Netzausbaus zu nennen. Beide Entwicklungen dürften zu einer Entspannung der Netzbelastungssituation beitragen.

Dem gegenüber steht auf der anderen Seite der weitere Zubau von EE-Anlagen insbesondere auf Basis von Windenergie im Norden Deutschlands sowie ein abzusehender Wegfall von konventionellen Großkraftwerken im Süden. Zudem ist davon auszugehen, dass durch die von der EU-Kommission vorangetriebene Öffnung der Interkonnektoren eine Ausweitung des gebotszonenübergreifenden Stromhandels erfolgt. Diese Entwicklungen tragen wiederum zu einer zusätzlichen Verschärfung der Netzengpasssituation bei.

Die Zeithorizonte bis zum Eintritt dieser Entwicklungen sind einerseits unterschiedlich lang und unterliegen andererseits nennenswerten Unsicherheiten. Die Entwicklungen können dazu führen, dass sich die Lage der Engpässe ändern wird und dadurch andere Standorte bzw. Kraftwerke höhere Sensitivitäten auf die zukünftigen Engpässe bekommen können.

Vor diesem Hintergrund ist vor allem im Mittelfristbereich der nächsten 5-10 Jahre nicht damit zu rechnen, dass sich eine grundlegend andere Netzbelastungssituation ggü. dem heutigen Zustand ergibt und somit auch künftig von einem nennenswerten Redispatch-Bedarf zur Netzengpassbehebung auszugehen ist. Insbesondere ist davon auszugehen, dass die heute zu beobachtende charakteristische Nord-Süd-Belastung auch zukünftig Bestand haben wird und weiter zunehmen dürfte. Demzufolge gehen wir davon aus, dass der Nutzen aus der Relativierung der nachrangigen Abregelung von EE- und KWK-Anlagen im Rahmen der Netzengpassbehebung und der Relativierung des nachrangigen Einsatzes der Netzreserve in ihrer Tendenz auch zukünftig Bestand haben werden und somit als robust zu bezeichnen sind. Der Umfang der Auswirkungen kann sich jedoch im Vergleich zu den ermittelten Analyseergebnissen ändern.

3.9 Erkenntnisse und Ableiten einer Handlungsempfehlung

3.9.1 Wesentliche Erkenntnisse

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine Relativierung des EE-Vorrangs zwar erwartungsgemäß zu einer Erhöhung der abgeregelten EE-Einspeisung führt. Gleichzeitig kann mit der zusätzlichen EE-Abregelung das Gesamtvolumen des Redispatch aufgrund der im Vergleich hohen Effektivität der EE-Standorte für die Engpassentlastung reduziert werden. Ebenso können die volkswirtschaftlichen Kosten für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs zurückgehen. Die genaue Höhe der volkswirtschaftlichen Kosten zur Engpassbeseitigung werden dabei maßgeblich von den Annahmen zu den volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung bestimmt, die in einem Bereich zwischen 0 ct/kWh, der mittleren Vergütung von Neuanlagen (ca. 6 ct/kWh) und der mittleren tatsächlichen Vergütung (ca. 10 ct/kWh) variiert wurde.

Die Frage des Einsatzregimes der Netzreserve ist vor allem deshalb relevant, weil eine Einbeziehung der EE in den Redispatch bei nach wie vor nachrangigem Einsatz der Netzreserve dazu führt, dass EE-Abregelung in erheblichem Umfang eingesetzt wird, um einen Abruf der Netzreserve zu vermeiden. Das Verhältnis der Mengen von zusätzlicher EE-Abregelung zur Reduktion des Netzreserveeinsatzes beträgt dabei etwa 4:1. Dies kann dazu führen, dass je nach Annahme zur Höhe der volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung die Gesamtkosten zur Netzengpassbehebung im Vergleich zum Status quo sogar ansteigen können.

Wird dagegen die Netzreserve als eine (allerdings verhältnismäßig kostenintensive) nicht nachrangige Option im Redispatch modelliert, dann wird diese wegen ihrer vergleichsweise hohen Effektivität zur Engpassbehebung umfangreicher in Anspruch genommen als bei Beachtung heutiger Vorrangregeln. Gleichzeitig erfolgt jedoch dann keine gezielte EE-Abregelung zur Vermeidung von Netzreserveeinsatz. Hierdurch ist ein Rückgang von Redispatch-Volumina und volkswirtschaftlichen Kosten des Redispatch im Vergleich zum Status quo erkennbar.

Unabhängig von den Annahmen zu den Kosten für EE-Abregelung und Inanspruchnahme der Netzreserve steigen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung durch die Relativierung des EE-Vorrangs an. Allerdings ist dieser Effekt mengenmäßig begrenzt.

Die Flexibilisierung der KWK-Anlagen (ohne Relativierung des EE-Vorrangs) stellt eine zusätzliche Option zur Netzengpassbeseitigung dar und erhöht zunächst grundsätzlich die Freiheitsgrade im Redispatch. Dies führt dazu,

dass die vom heutigen Redispatch-Regime primär verfolgten Ziele (Reduktion des Umfangs der EE-Abregelung als auch der Inanspruchnahme von Netzreserve) in höherem Maße umgesetzt werden können. Zur Erreichung dieser Ziele werden allerdings ggf. höhere Redispatch-Volumina und -kosten in Kauf genommen.

Insbesondere auch, weil bestehende KWK-Anlagen aufgrund ihrer Standorte vielfach eine geringere technische Effektivität auf die aktuell vorherrschenden horizontalen Netzengpässe im Vergleich zu EE-Anlagen in dem hier untersuchten Zeitraum aufweisen, kann sich eine deutliche Erhöhung des Redispatch-Volumens bei gleichzeitiger Verringerung der EE-Abregelung ergeben.

Werden KWK-Anlagen flexibilisiert und gleichzeitig EE-Anlagen und Netzreserve in den regulären Redispatch einbezogen, ist gegenüber einem Szenario ohne KWK-Flexibilisierung eine Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten des Redispatch möglich. Der Umfang der Reduktion ist allerdings eher moderat. Zusätzlich sind Kosten für die Flexibilisierung (Investition bzw. alternative Deckung der Wärmenachfrage) dem Kosteneinsparpotenzial gegenüberzustellen. Eine vollumfängliche Flexibilisierung der KWK-Anlagen, die nur mit hohen Kosten der Flexibilisierung erreicht werden kann, ist somit in der Praxis im Einzelfall kritisch zu prüfen.

Die Ausstattung der KWK-Anlagen mit P2H-Anlagen erlaubt nicht nur die Nutzung des technischen Potenzials der KWK-Anlagen im Redispatch, sondern ermöglicht die Nutzung des ansonsten abgeregelten Stroms und erweitert die nutzbare Flexibilität um die Wirkung einer Lasterhöhung an den Standorten der KWK-Anlagen. Die zuvor beschriebenen Wirkungen der Einbeziehung der KWK-Anlagen in den Redispatch bleiben somit im Grundsatz bestehen und werden durch die Ausstattung mit P2H-Anlagen weiter verstärkt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Relativierung des Einspeisevorrangs der KWK-Anlagen zwar grundsätzlich dazu geeignet ist, dass die Menge der abgeregelten EE-Einspeisungen zu reduzieren. Bei gleichzeitiger Beibehaltung des EE-Vorrangs können daraus jedoch Anstiege bei den volkswirtschaftlichen Kosten des Engpassmanagements und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung resultieren.

Am effektivsten können die volkswirtschaftlichen Kosten und Redispatch-Volumina gesenkt werden, wenn eine Relativierung des Einspeisevorrangs der EE- und KWK-Anlagen sowie eine Relativierung des nachrangigen Einsatzes der Netzreserve vorgenommen wird. Durch den Einsatz von P2H-Anlagen ist dabei eine weitere Kostensenkung möglich, wenn der Einsatz von P2H-Anlagen an Standorten mit hoher technischer Effektivität zur Behebung der Netzengpasssituation erfolgt. Dabei ist zu beachten, dass der Einsatz von P2H-Anlagen energetisch ausgeglichen werden muss, wodurch ggf. Kraftwerke zusätzlich angefahren werden müssen.

3.9.2 Handlungsempfehlung

Die Untersuchungen zeigen, dass eine Relativierung des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Strom bei der Behebung von Netzengpässen in bestimmten Situationen sinnvoll erscheint, den bestehenden Redispatch-Prozess zu vereinfachen und damit zur Systemsicherheit beizutragen. Davon ausgenommen sind Situationen, in denen die EE- und KWK-Abregelung in erheblichem Umfang eingesetzt wird, um einen Abruf der Netzreserve zu vermeiden. Eine Relativierung des Einspeisevorrangs sollte daher mit ebenfalls relaxierten Anforderungen an die Netzreserve erfolgen.

Dabei ist eine generelle Aufhebung des Einspeisevorrangs nicht erforderlich und auch nicht erstrebenswert, da in vielen Situationen die erzielbaren Kosteneinsparungen und Verringerungen beim Redispatch-Volumen ggü. dem Status quo gering sind. Insbesondere in Fällen, in denen anstatt weniger konventioneller Kraftwerke eine erhebliche Zahl von EE-Anlagen in den Redispatch einbezogen werden müsste, ist der Nutzen mit Blick auf die gewünschte operative Vereinfachung des Redispatch-Prozesses fraglich. Daher erscheint es sinnvoll, eine möglichst objektive Regel abzuleiten, die die Voraussetzungen für ein Abweichen vom grundsätzlich weitergeltenden Einspeisevorrang definiert. Ziel dabei ist die Erschließung von Senkungspotenzialen bei Redispatch-Mengen und -kosten in Situationen, in denen diese signifikant sind und in denen somit auch erhebliche Verbesserungen für die Gewährleistung der Systemsicherheit zu erwarten sind.

Um diese objektive Regel abzuleiten, werden die stundenscharfen Redispatch-Ergebnisse ausgewertet. Dabei wird für jede Stunde identifiziert, welche Kosten im Vergleich zum Basisszenario durch die Abregelung von EE-Anlagen eingespart werden können (wirtschaftliches Kriterium). Darüber hinaus wird das Verhältnis zwischen vermiedener Absenkung konventioneller Kraftwerke zur EE-Abregelung ausgewertet (technisches Kriterium). Für das Basisszenario und das Szenario „Einbeziehung EE“ ist diese Auswertung in Abbildung 3.40 dargestellt. Ein Punkt entspricht dabei dem Verhältnis der beiden zuvor beschriebenen Kennzahlen für eine Stunde. Dargestellt sind nur Stunden, in denen die im Vergleich zum Basisszenario mehr EE-Leistung abgeregelt wurde. Dies betrifft im untersuchten Jahreszeitraum etwa 1.000 Stunden.

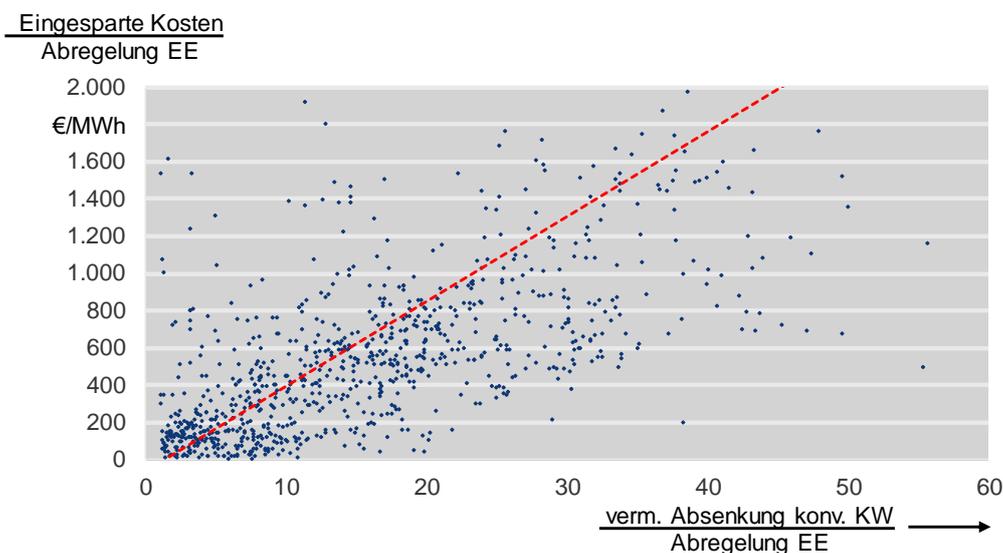


Abbildung 3.40: Stundenscharfe Betrachtung: Abtausch von EE-Abregelung und konventionellem Redispatch zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Einbeziehung EE“.

Die beispielhafte Auswertung zeigt, dass der Redispatch durch die Einbeziehung von EE-Anlagen in vielen Stunden deutlich praktikabler gestaltet werden kann (x-Achse). Gleichzeitig kann der Redispatch-Prozess auch in vielen Stunden deutlich kosteneffizienter gestaltet werden (y-Achse). In anderen Stunden ist allerdings sowohl die Kosten-

effizienz als auch die gesteigerte Praktikabilität im Vergleich zum Basisszenario nicht sehr ausgeprägt (betrifft insbesondere Stunden nahe dem Koordinatenursprung). Gerade in diesen Stunden erscheint die hier pauschal umgesetzte Relativierung des EE-Vorrangs fraglich.

In anderen Stunden ist die gesteigerte Effizienz des Redispatch gegenüber heute geltenden Regularien stark überproportional hoch. In Abbildung 3.41 ist hierzu exemplarisch für eine stundenscharfe Betrachtung die Redispatch-Beiträge des Basisszenarios und des Szenarios bei Einbeziehung der EE-Anlagen dargestellt.

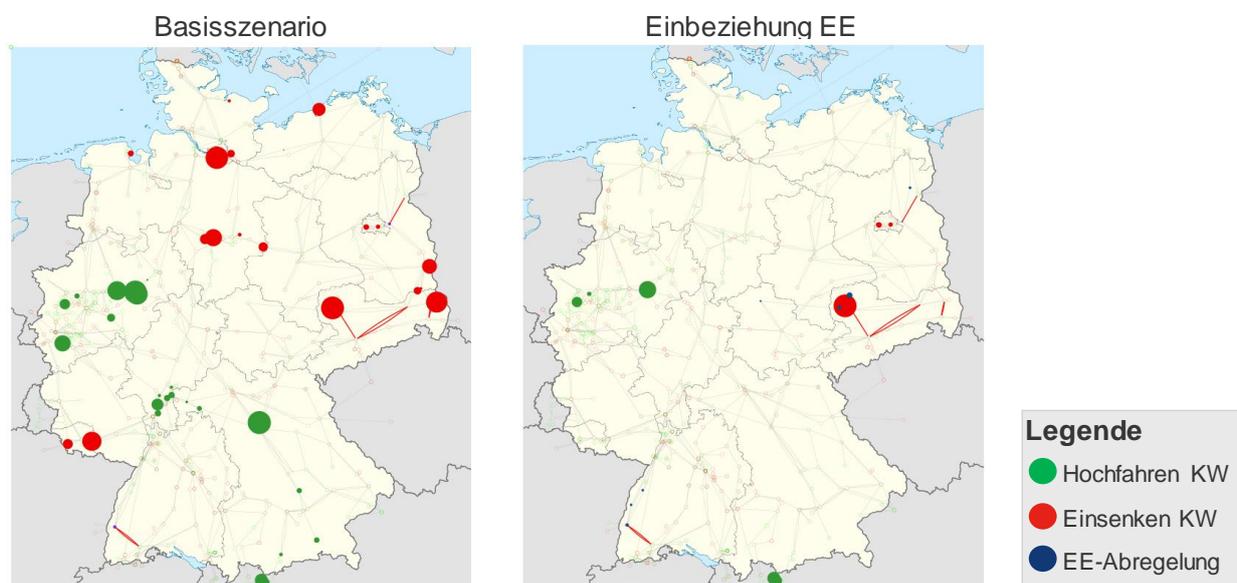


Abbildung 3.41: Stundenscharfe Betrachtung: Vergleich der Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und dem Szenario „Einbeziehung EE“.

In der betrachteten Stunde bestehen zeitgleiche Netzengpässe im Raum Berlin und Sachsen sowie in Baden-Württemberg, die im Basisszenario mit einer Absenkung lokal naher konventioneller Kraftwerke behoben werden. Diese Leistungsreduktion fordert einen entsprechenden energetischen Ausgleich, der vorrangig mit Kraftwerken im Ruhrgebiet sowie in Süddeutschland erreicht wird. Dieser energetische Ausgleich belastet Leitungen mit bereits vor Redispatch-Maßnahmen kritischer Auslastung stärker. In der Folge entstehen neue Engpässe, die in zusätzlichem Redispatch-Bedarf resultiert.

Die gezielte punktuelle EE-Abregelung verhindert diesen „Kaskadeneffekt“ und somit die Entstehung neuer Engpässe. Das Verhältnis zwischen vermiedener Absenkung konventioneller Kraftwerke zur EE-Abregelung beträgt in dieser konkreten Netzsituation etwa 30. Im Vergleich zum Basisszenario kann der Redispatch somit sowohl deutlich günstiger, als auch deutlich praktikabler und demzufolge sicherer durchgeführt werden.

Somit besteht das Ziel darin, auf dieser Basis eine objektive und möglichst praktikable Handlungsempfehlung abzuleiten, die es den Netzbetreibern ermöglicht, EE- und KWK-Anlagen zukünftig im regulären Redispatch-Prozess zu berücksichtigen. Grundsätzlich sollte es dabei das Ziel sein, die volkswirtschaftlichen Kosten zur Beseitigung von

Netzengpässen zu senken. Dies wird bereits heute dadurch berücksichtigt, dass der Redispatch zur Engpassbeseitigung zu möglichst geringen Kosten erfolgen soll und die Redispatch-Kraftwerke somit kostenbasiert ausgewählt werden. Dabei ist allerdings auch zu berücksichtigen, welche technische Effektivität die Eingriffe in die Fahrweise der Kraftwerke auf die jeweilige Netzengpasssituation haben. Darüber hinaus sollte eine Abweichung vom Einspeisevorrang der EE-Anlagen aus rechtlichen Gründen neben Abwägung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen vor allem aus netztechnischen Gründen zur Gewährleistung der Systemsicherheit erfolgen. Gleichzeitig würde eine uneingeschränkte Einbeziehung der EE-Anlagen in den Redispatch eine nicht unerhebliche Erhöhung der CO₂-Emissionen mit sich bringen und sollte auch aus Klimaschutzgründen nicht verfolgt werden.

Um diese Ziele zu erreichen, wurde im Rahmen der Studie ein kombinierter **mengen-** und **kostenbasierter** Ansatz entwickelt. Dabei wird der Abregelung der EE-Einspeisung ein fiktiver Preis zugeordnet, der von den Netzbetreibern bei der Identifizierung von Redispatch-Maßnahmen berücksichtigt wird. Dieser Preis wird so bestimmt, dass sowohl Elemente der technischen Wirksamkeit (Sensitivität) als auch die Kostenwirkungen der EE-Abregelung miterfasst werden. Damit wird sichergestellt, dass EE-Einspeisung nur dann abgeregelt wird, wenn je MWh Abregelung sowohl ein Mehrfaches an konventionellem Redispatch eingespart werden kann als auch gleichzeitig die Redispatch-Kosten sinken. Um einen möglichst praktikablen Abregelpreis festzulegen, der dauerhaft gilt und von den Netzbetreibern nicht für jede Netzsituation neu bestimmt werden muss, können bei der Bestimmung des Abregelpreises die sich durchschnittlich über einen signifikanten Zeitraum ergebenden Redispatch-Kosten berücksichtigt werden. Im Rahmen der Studie wurden die durchschnittlichen Redispatch-Kosten des gesamten Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Diese Durchschnittskosten können dann mit einem festzulegenden Faktor multipliziert werden. Dieser Faktor gibt dabei an, welche Menge an konventionellem Redispatch durch die EE-Abregelung eingespart werden soll. Der fiktive Abregelpreis bestimmt sich letztlich folgendermaßen:

- Abregelpreis = (Faktor Verdrängung konv. RD) x (Ø Kosten RD) – (Ø Kosten energetischen Ausgleich)

Im Rahmen der Studie wird eine Bandbreite unterschiedlicher Optimierungsstrategien für die Einbeziehung von EE-Anlagen untersucht. Die Bandbreite soll grundsätzliche Effekte und Auswirkungen der Parametrierung des fiktiven Abregelpreises aufzeigen. Folgende Optimierungsstrategien werden untersucht:

- Faktor 3: $3 \times 30 \text{ €/MWh} - 60 \text{ €/MWh} = 30 \text{ €/MWh}$
- Faktor 4: $4 \times 30 \text{ €/MWh} - 60 \text{ €/MWh} = 60 \text{ €/MWh}$
- Faktor 5: $5 \times 30 \text{ €/MWh} - 60 \text{ €/MWh} = 90 \text{ €/MWh}$
- Faktor 10: $10 \times 30 \text{ €/MWh} - 60 \text{ €/MWh} = 240 \text{ €/MWh}$

Diese Optimierungsstrategien führen zu folgenden jährlichen Redispatch-Volumina:

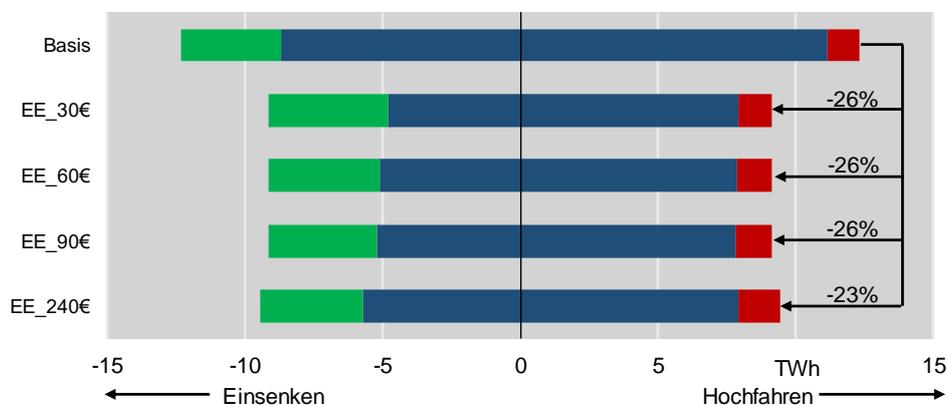


Abbildung 3.42: Vergleich der jährlichen Redispatch-Beiträge zwischen dem Basisszenario und Szenarien mit unterschiedlichem fiktiven EE-Abregelpreis.

Bei allen hier untersuchten Optimierungsstrategien ist eine deutliche Reduktion des Redispatch-Volumens gegenüber dem Basisszenario möglich. Die ermittelte Bandbreite liegt dabei zwischen 23 und 26 %. Je niedriger der Abregelpreis gewählt wird, desto stärker geht das Redispatch-Volumen zurück. Allerdings zeigt sich, dass das wesentliche technische Potenzial einer flexiblen Einbeziehung der EE-Anlagen in den Redispatch auch bei relativ hohen Abregelpreisen ausgeschöpft werden kann. In allen Szenarien steigt die EE-Abregelung ggü. dem Basisszenario erwartungsgemäß an. Während insbesondere bei den Optimierungsstrategien mit geringem Abregelpreis das EE-Abregelvolumen zum Teil deutlich mit bis zu 20 % zunimmt, beträgt die relative Zunahme bei einem Abregelpreis von 240 €/MWh lediglich 3 %. Dabei ist aber auch eine Zunahme der Anforderung der Netzreserve um 30 % zu erkennen. Diese wird gezielt angefordert, um EE-Abregelung zu vermeiden. Der Abregelpreis der EE-Anlagen sollte somit auch unter Berücksichtigung eines – möglicherweise ebenfalls fiktiv vorgegebenen – Preises für die Netzreserveanforderung definiert werden.

In Abbildung 3.43 sind die sich in Abhängigkeit von dem unterstellten Abregelpreis ergebenden Redispatch-Kosten dargestellt. Dabei werden zunächst ausschließlich direkt anfallende Kosten netzbedingter Leistungsanpassungen der Kraftwerke sowie der Netzreserve dargestellt.

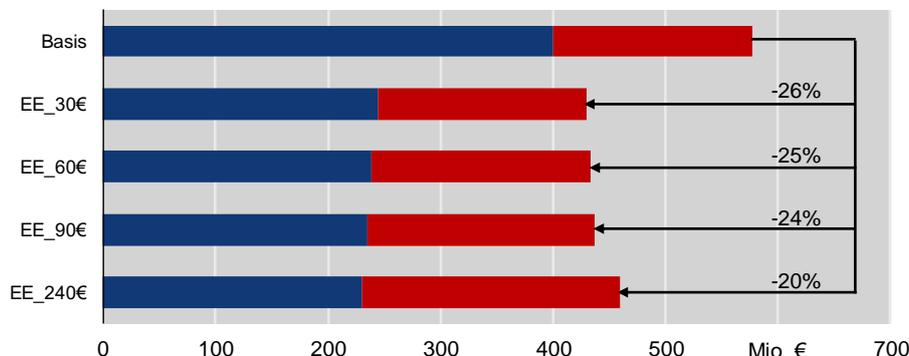


Abbildung 3.43: Vergleich der Kostenänderungen zwischen dem Basisszenario und Szenarien mit unterschiedlichem fiktiven EE-Abregelpreis (volkswirtschaftliche Kostenänderungen aufgrund von EE-Abregelung nicht erfasst).

In allen Szenarien sinken die Redispatch-Kosten aus konventionellen Kraftwerken und Netzreserveanforderungen gegenüber dem Basisszenario deutlich. Dabei ist eine Reduktion der Redispatch-Kosten zwischen 20 und 26 % möglich. Mit steigendem Abregelpreis steigt insbesondere der Kostenanteil der dann gegenüber der EE-Abregelung bevorzugten Netzreserve an.

Losgelöst von diesen Redispatch-Kosten ergeben sich weitere Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen, die sich in Abhängigkeit von den volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung ergeben. In Abbildung 3.44 sind die volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung ausgewiesen, wenn die Kosten anhand der durchschnittlichen mittleren Vergütung angesetzt werden. Wie bereits zuvor erläutert, stellt dieser Ansatz eine obere Abschätzung der volkswirtschaftlichen Kosten dar.

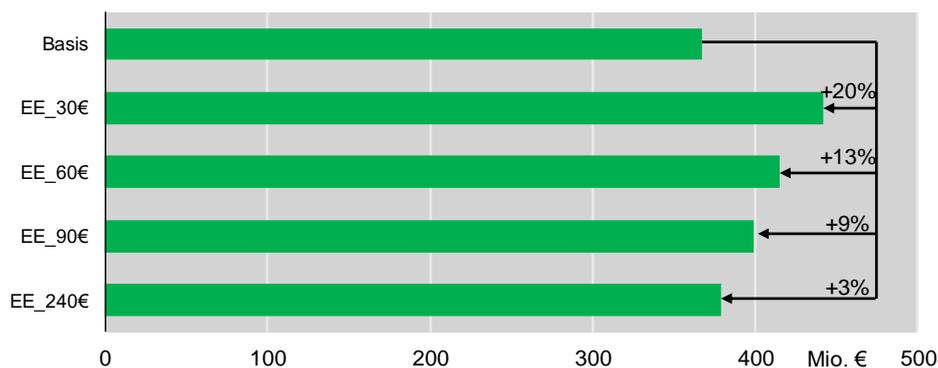


Abbildung 3.44: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kostenänderungen aufgrund von EE-Abregelung zwischen dem Basisszenario und Szenarien mit unterschiedlichem fiktiven EE-Abregelpreis.

Die relativen Zunahmen der volkswirtschaftlichen Kosten der EE-Abregelung im Vergleich zum Basisszenario liegen zwischen 3 und 20 %. Die Änderungen entsprechen dabei jeweils den Differenzen zwischen der EE-Abregelmenge. Bei allen Optimierungsstrategien ist ersichtlich, dass die volkswirtschaftlichen Mehrkosten durch EE-Abregelung jeweils deutlich geringer als die Minderkosten beim konventionellen Redispatch sind.

Zusammenfassend haben die hier durchgeführten Untersuchungen gezeigt, dass mit einem kombinierten mengen- und kostenbasierten Ansatz das wesentliche Potenzial einer flexiblen Einbeziehung der EE in den Redispatch ausgeschöpft werden kann, gleichzeitig die EE-Abregelung nur moderat ansteigt und weiterhin eine gegenüber konventionellen Kraftwerken prioritäre Netznutzung durch die EE erfolgen kann. In der untersuchten Bandbreite der Optimierungsstrategien hat ein fiktiver Abregelpreis zwischen 30 und 240 €/MWh (entspricht Faktor 3 bis Faktor 10) zu sinnvollen und zumindest grundsätzlich vergleichbaren Ergebnissen geführt. Niedrigere Abregelpreise führen in der Tendenz dabei zu einer höheren EE-Abregelung, gleichzeitig aber auch zu einer stärkeren Reduktion des Volumens im Redispatch konventioneller Kraftwerke und damit zu größeren Vereinfachungen im Redispatch-Prozess. Bei zu niedrigen Abregelpreisen nimmt die Anzahl der angesteuerten und im Vergleich zu konventionellen Anlagen leistungsgemessen kleinen EE-Anlagen deutlich zu, wodurch der bilanzielle und finanzielle Abwicklungsaufwand bei Einbeziehung dieser Anlagen ansteigt.

Es konnte gezeigt werden, dass mit einer mengen- und kostenbasierten Optimierungsstrategie eine objektive und praktikable Lösung gefunden wurde, um EE-Anlagen in den regulären Redispatch einbeziehen zu können. Letztlich erfordert die tatsächliche Festlegung des Abregelpreises neben technisch-wirtschaftlichen Überlegungen auch eine politische Abwägung.

Mit einer Relativierung des EE-Einspeisevorrangs sollten allerdings ebenfalls relaxierte Anforderungen an die Netzreserve einhergehen, damit EE-Strom nicht abgeregelt wird, um Netzreserveanforderungen zu minimieren. Um zukünftig auch die Netzreserve nachrangig zu konventionellen Kraftwerken einzusetzen, ist denkbar, dass ein – möglicherweise ebenfalls fiktiv vorgegebener – Preis für die Netzreserveanforderung definiert wird. Darüber hinaus erscheint es unter technisch-wirtschaftlichen Überlegungen ebenfalls möglich, ausländische Netzreservekraftwerke aufgrund der gegenüber deutschen Kraftwerken höheren Engpasssensitivität nicht nachgelagert, sondern auf Basis ihrer tatsächlichen Kosten zu berücksichtigen. Diese Überlegungen gelten im Prinzip auch für die Einbeziehung von KWK-Anlagen in den Redispatch-Prozess. Bei KWK-Anlagen ist dabei grundsätzlich zwischen einem rein stromgeführten und einem wärmegeführten Betrieb zu unterscheiden. Der Kondensationsstromanteil der KWK-Anlagen kann dabei bereits nach bisheriger Rechtslage analog zu konventionellen Anlagen ohne KWK behandelt werden. Konsequenterweise sollte bei einer Relativierung des EE-Vorrangs auch der Vorrang der KWK-Anlagen relativiert werden. Anderenfalls würde die EE-Abregelung zur Verringerung der KWK-Abregelung genutzt, was aus Klimaschutzsicht in der Regel nicht sinnvoll ist. Die dabei auftretenden wirtschaftlichen Folgen können dabei direkt beziffert werden und durch die Netzbetreiber unter der Prämisse der Kostenneutralität berücksichtigt werden. Dabei sind insbesondere auch erhöhte oder vermiedene Kosten des Wärmesystems mit zu betrachten. Die Berücksichtigung dieser tatsächlichen Kosten für die Abregelung der wärmegekoppelten KWK-Stromerzeugung führt nach dem etablierten Auswahlmechanismus für Redispatch-Maßnahmen nach der kosteneffizienten Wirksamkeit automatisch zu einer grundsätzlichen Nachrangigkeit gegenüber der konventionellen Erzeugung. Da auch KWK-Anlagen politisch erwünscht und entsprechend gefördert werden, ist grundsätzlich denkbar – analog zur Abregelung von EE-Anlagen – zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten bei der Abregelung von KWK-Anlagen anzusetzen, soweit die erwünschten Effekte nicht bereits durch die Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten wirksam abgebildet sein sollten. Ist die Flexibilisierung von KWK-Anlagen für das Engpassmanagement mit umfangreichen Investitionen verbunden, sollte die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung überprüft werden.

3.9.3 Rechtlich-regulatorische Bewertung

Auf Grundlage der vorherigen energiewirtschaftlichen Untersuchungen wird im Folgenden geprüft, ob und gegebenenfalls nach welchen Kriterien der aktuelle unionsrechtliche Rechtsrahmen eine Relativierung des Einspeisevorrangs zulässt.

Die aktuell gültige EE-RL enthält strenge Vorgaben zum Vorrang erneuerbarer Energien. Ebenso enthält die EnEffRL parallele Vorgaben zum Vorrang von KWK-Strom (Vergleich hierzu Abschnitt 2). Ausnahmen sind jeweils grundsätzlich nur für Maßnahmen zum Erhalt der Netzstabilität zulässig. Allerdings erscheinen weitergehende Auslegungen in gewissem Umfang jedenfalls vertretbar.

Auf Grundlage der energiewirtschaftlichen Untersuchungen (s. Kapitel 23) wurde als mögliches Kriterium für die Realisierung einer Abregelung von EE-Anlagen unter Relativierung des EE-Vorrangs vorgeschlagen, einen Faktor anzusetzen, wonach eine Abregelung nur dann angewendet wird, wenn dadurch mindestens ein Mehrfaches des ohne Abregelung erforderlichen Umfangs zur Engpassbeseitigung mit konventionellen Kraftwerken vermieden werden kann. Die praktische Umsetzung kann dabei durch die Festlegung eines fiktiven Preises für die Abregelung erfolgen, der bei der Bestimmung der optimalen Maßnahmen zur Behebung der Leitungsüberlastungen anzuwenden ist.

Das Kriterium knüpft nicht unmittelbar an die wirtschaftlichen Vorteile einer Abregelung von EE-Anlagen an. Stattdessen wird im Wesentlichen auf den deutlich höheren Umfang anderweitiger Abregelung abgestellt. Es kann daher mit guten Gründen argumentiert werden, dass die Netzsicherheit durch eine im Umfang deutlich geringere Leistungsreduktion und eine dadurch auf der anderen Seite des Netzengpasses deutlich geringe Leistungserhöhung signifikant zunimmt. Hierfür kann auch vorgebracht werden, dass durch ein insgesamt geringeres Abregelungsvolumen die Netzsicherheit weniger beeinträchtigt wird und zudem durch damit verbundene bessere Planungsprozesse ebenfalls eine Netzstabilisierung stattfindet. Vor diesem Hintergrund erscheint es vertretbar anzunehmen, dass das Kriterium mit den europarechtlichen Vorgaben vereinbar ist. Da mit dem Kriterium nicht unmittelbar die Erhöhung der Netzsicherheit und Netzstabilität erhöht wird, sondern letztlich nur mittelbar durch eine Verringerung des gesamten Redispatch-Volumens, können europarechtliche Risiken nicht mit abschließender Sicherheit ausgeschlossen werden. Die Risiken sinken aber jedenfalls umso mehr, je strenger die Kriterien an die zulässige Abregelung von EE-Anlagen unter Relativierung des Einspeisevorrangs sind. Dies spricht dafür, den Einspeisevorrang nur in dem unbedingt notwendigen Maße und auf möglichst moderate Weise einzuschränken.

Aus politischer Perspektive ist allerdings zu berücksichtigen, dass die aktuell diskutierten Vorschläge zur neuen EE-RL eine weitergehende Relativierung des Einspeisevorrangs für EE- und KWK-Anlagen vorsehen. Vor diesem Hintergrund könnte man sich fragen, ob bei einer nationalen Regelung zur Relativierung des Vorrangs erneuerbarer Energien zu strenge Maßstäbe angelegt werden müssen, wenn eine Änderung des Rechtsrahmens absehbar ist. Angesichts der Unsicherheiten über den Inhalt der endgültigen europäischen Vorgaben ist dies jedoch eine politische Entscheidung.

4 Rechtlich-regulatorischer Rahmen zur Weiterentwicklung der bestehenden Redispatch-Regelungen

4.1 Allgemeine rechtliche Erwägungen

Auf Basis der Überlegungen zum unionsrechtlichen Rahmen und zur gegenwärtigen Systematik von Maßnahmen des Redispatch und des Einspeisemanagements (vgl. Abschnitt 2) sollen im Folgenden Vorschläge entwickelt werden, wie EE-Anlagen und KWK-Anlagen unter einer beschränkten Relativierung des Einspeisevorrangs unter bestimmten Voraussetzungen gleichrangig mit sonstigen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden können. Die genauen Voraussetzungen, unter denen eine solche Abregelung von EE-Anlagen erforderlich sein kann, basieren auf den oben dargestellten energiewirtschaftlichen Vorschlägen.

Bevor konkrete Vorschläge für die Anpassung des Rechtsrahmens, insbesondere die systematische Einordnung in das EnWG oder das EEG, gemacht werden, werden zunächst einige allgemeine Erwägungen vorangestellt, die für alle Rechtsänderungen gleichermaßen gelten.

4.1.1 Abregelungen aufgrund Gesetzes oder Vertrages?

Es wäre denkbar, die Voraussetzungen und Modalitäten einer vorrangigen Abschaltung von EE- und KWK-Anlagen durch **vertragliche Regelungen** zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber auszugestalten.

Die gegenwärtige Praxis zeigt, dass der Abschluss vertraglicher Regelungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber auf Schwierigkeiten stößt. Nach unserer Kenntnis und den Aussagen der Netzbetreiber in diesem Projekt werden vertragliche Regelungen zur Abregelung quasi nicht genutzt. Hintergrund hierfür dürfte sein, dass die rechtlichen Unsicherheiten für Anlagenbetreiber aber auch Netzbetreiber (im Hinblick auf die Weiterwälzung der Kosten über die Netzentgelte) zu groß sind und auch die rechtlichen Hürden für solche Verträge recht hoch sind. Zudem haben Anlagenbetreiber kein wesentliches Interesse an Abschaltvereinbarungen, solange sie dadurch nicht wirtschaftlich bessergestellt werden als ohne derartige Vereinbarungen. Eine wirtschaftliche Besserstellung gegenüber einer Entschädigung im Einspeisemanagement lässt sich allerdings aus Sicht der Netzbetreiber und auch aus volkswirtschaftlicher Sicht nur schwierig begründen.

Allgemein gegen die Abwicklung der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen über vertragliche Regelungen spricht, dass hierfür ein nicht unerheblicher administrativer Aufwand für die Beteiligten (Anlagenbetreiber und Netzbetreiber) erforderlich ist. Aus diesem Grund wird auch stets nur ein mehr oder weniger großer Teil der Anlagenbetreiber derartige Vereinbarungen abschließen. Aus Sicht der Netzstabilität ist es aber wünschenswert, wenn Netzbetreiber grundsätzlich auf alle Anlagen zugreifen können, um eine netztechnisch und volkswirtschaftlich optimale Lösung bei

der Abregelung auszuwählen⁷². Auch die Erfahrungen beim Redispatch sprechen gegen eine rein vertragliche Beschaffung. Generell ist dabei zu beachten, dass eine vertragliche Beschaffung nur dann sinnvoll ist, wenn es einen gut funktionierenden wettbewerblichen Markt gibt. Dies ist jedoch bei der Engpassbeseitigung oftmals nicht der Fall. Insbesondere hätten gerade solche Anlagen, die eine gute Wirkung auf Engpässe hätten, kaum gleichwertige Konkurrenz zu fürchten.

Gegen eine weitgehende Regelung von Voraussetzungen und Rechtsfolgen von Abregelungen in Verträgen spricht außerdem, dass dies aus Sicht der Anlagenbetreiber rechtliche Risiken bergen kann. Denn möglicherweise führt dies zu einer Schlechterstellung gegenüber den gesetzlichen Rahmenbedingungen. Jedenfalls die wesentlichen Kernelemente einer möglichen vertraglichen Regelung sowie unter Umständen ein Verschlechterungsverbot für Anlagenbetreiber müssten daher in gesetzlichen Normen geregelt werden, um vertragliche Regelungen praktikabel umsetzbar zu machen. Außerdem müsste sichergestellt werden, dass Anlagenbetreiber und Netzbetreiber keine Regelungen schließen, die zu einer höheren Belastung der Netzkunden führen.

Für vertragliche Regelungen könnte allerdings sprechen, dass eine freiwillige Beteiligung der Akteure weniger Auseinandersetzungen verursachen könnte. Allerdings kann es auch zu den Inhalten der Verträge zu Auseinandersetzungen kommen. Sofern die gesetzliche Regelung rechtssicher und mit einer sachgerechten Zuordnung der Risiken ausgestaltet ist, könnte eine vertragliche Regelung weniger streitanfällig ausgestaltet werden.

Für vertragliche Regelungen könnte außerdem sprechen, dass die europarechtlichen Grenzen einer Beschränkung des Einspeisevorrangs durch vertragliche Regelungen wohl durchbrochen werden könnten. Denn eine freiwillige Relativierung des Einspeisevorrangs dürfte das Europarecht nicht ausschließen. Sofern das europarechtliche Risiko einer bestimmten Regelung als erheblich eingeschätzt wird (was nach Auffassung der Gutachter bei einer entsprechenden Ausgestaltung aber vermieden werden kann), könnte dies bei einer Regelung auf vertraglicher Basis umgangen werden.

Im Ergebnis erscheinen aus unserer Sicht vertragliche Abschaltvereinbarungen im Grundsatz nicht geeignet, eine notwendige Relativierung des Einspeisevorrangs der EE- und KWK-Anlagen faktisch umzusetzen. Eine **gesetzliche Verankerung** von einseitigen Eingriffsrechten der Netzbetreiber dürfte erheblich effizienter sein und eine aus netztechnischen und volkswirtschaftlichen Gründen optimale Ausgestaltung gewährleisten. Ob man vor diesem Hintergrund auch § 11 Abs. 3 EEG streichen sollte, ist offen, da die Regelung grundsätzlich nicht schädlich ist. Denn sie lässt nur den Abschluss von Verträgen zu und enthält aber keine Verpflichtung zum Abschluss von Verträgen.

4.1.2 Ausgestaltung der Kriterien zur Relativierung des Einspeisevorrangs

Die Kriterien zur Relativierung des Einspeisevorrangs im nationalen Recht müssen – im Rahmen der europarechtlichen Vorgaben – bestimmten allgemeinen rechtlichen Vorgaben aus dem Verfassungsrecht und dem Energiewirtschaftsrecht entsprechen. Bei den Kriterien für die Relativierung des Einspeisevorrangs ist zu unterscheiden: Zum

⁷² Die Situation erscheint auch nicht vergleichbar mit den Abschaltvereinbarungen nach § 13 Abs. 6a EnWG für KWK-Anlagen, wo der Eingriff in die Anlagenfahrweise und die Art und Weise der Nutzung des Stroms zur Wärmeerzeugung jeweils solche Besonderheiten aufweist, dass eine vertragliche Regelung grundsätzlich erforderlich erscheint. Bei der Abregelung von Windenergieanlagen, wie sie im Einspeisemanagement zu über 90 % praktiziert wird, bestehen derartige Komplexitäten jedoch nicht.

Ersten muss ein Kriterium festgelegt werden, mit dem die EE-Anlagen definiert werden, die unter Relativierung des Einspeisevorrangs abgeregelt werden dürfen. Zum Zweiten muss ein Kriterium festgelegt werden, unter welchen Bedingungen diese Anlagen unter Relativierung des Einspeisevorrangs abgeregelt werden dürfen.

4.1.2.1 Konkrete oder abstrakte Kriterien

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Kriterien eher **abstrakt** oder möglichst **konkret** ausgestaltet werden sollten. Als abstrakte Kriterien kommen etwa solche anhand unbestimmter Rechtsbegriffe (z. B. Zumutbarkeit, energiewirtschaftliche Notwendigkeit, Senkung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten) in Betracht. Konkrete Kriterien wären so ausgestaltet, dass eine Auslegung der konkreten Tatbestandsvoraussetzung im Gesetz grundsätzlich nicht erforderlich ist (z. B. die Entschädigungskosten übersteigen den Wert x, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sind höher als in der Variante y, die Auswirkung auf den Netzengpass ist um den Faktor x in der Einheit y höher als bei Abschaltung der konventionellen Anlage).

Der Vorteil konkreter Regelungen besteht darin, dass sie in der Anwendung weniger Streitpotenzial und daher mehr Rechtsicherheit bieten. Andererseits ist der Rechtsrahmen durch konkrete Regelungen weniger flexibel und kann auf Änderungen der Rahmenbedingungen oder neue Erkenntnisse sehr starr reagieren. Eine abstrakte Regelung bietet im Gegensatz dazu weniger Rechtssicherheit, da sie auslegungsbedürftig ist und damit Streitpotenzial bietet. Dafür bietet eine abstrakte Regelung aber mehr Flexibilität.

Als Zwischenlösung käme zum Ersten in Betracht, dass ein abstraktes Kriterium zugrunde gelegt wird, das anhand von konkreten Regelbeispielen ausgefüllt wird. Damit hätte man einerseits konkrete und rechtliche Kriterien in den Regelbeispielen und andererseits einen allgemeinen Auffangtatbestand für nicht vorhergesehene Fälle. Zum Zweiten wäre es möglich, ein abstraktes Kriterium im Gesetz festzuhalten und die konkrete Ausgestaltung einer anderen Institution, etwa der BNetzA oder einem Verband zu überlassen. In diesem Falle könnten die konkreten Kriterien ohne die Notwendigkeit einer gesetzlichen Anpassung durch die Behörde oder den Verband angepasst werden. Anpassungen würden dann durch eine kompetente Institution und auf administrativ deutlich einfacherem Wege als durch ein Gesetzgebungsverfahren erfolgen. Angesichts der Komplexität bei der Ermittlung der Voraussetzungen, unter denen für EE- und KWK-Anlagen der Einspeisevorrang relativiert werden darf, erscheint es vorzugswürdig, im Gesetz abstrakte Kriterien festzulegen, die dann durch die BNetzA im Wege der Festlegung konkretisiert werden.

4.1.2.2 Kriterien für die Bestimmung der einbezogenen EE- und KWK-Anlagen

Die Kriterien dafür, welche EE- und KWK-Anlagen generell im Rahmen von System- und Netzsicherheitsmaßnahmen abregelbar und insoweit vom absoluten Einspeisevorrang ausgenommen werden können, müssen **sachlich begründbar** und **nicht diskriminierend** sein. Als Beispiele kommt etwa die Leistung der Anlage – so wie sie gegenwärtig mit der 100 kW-Grenze in § 9 EEG oder mit der 10-MW-Grenze in § 13 Abs. 1 EnWG enthalten ist – oder die Spannungsebene der Anlage in Betracht. Damit wird gewährleistet, dass insbesondere kleinere bzw. nicht-systemrelevante Anlagen nicht von der Beschränkung des Einspeisevorrangs betroffen sind. Eine Ausnahme bestimmter Technologien dürfte hingegen kaum zu begründen sein.

Sollte auf die Leistung der Anlage abgestellt werden, sollte gleichzeitig sichergestellt werden, dass der für die Bestimmung der Leistung relevante **Anlagenbegriff** rechtssicher geregelt ist. Hier könnte auf den Anlagenbegriff des EEG und des KWKG Bezug genommen werden, wo jeweils dezidierte Regelungen enthalten sind. Für sonstige Anlagen wäre zu prüfen, ob ein gesonderter Anlagenbegriff geschaffen werden muss. Wenn ein Begriff für konventionelle Anlagen erforderlich wäre, könnte auf die Begrifflichkeiten aus EEG oder KWKG Bezug genommen werden oder es müsste – wegen ggf. bestehender tatsächlicher Unterschiede in den Anlagenkonzepten – ein eigener Begriff geschaffen werden.

Alternativ zur Heranziehung eines Kriteriums zur Anlagenverklammerung nach EEG oder KWKG wäre auch eine „netz-knotenbezogene“ Betrachtung denkbar, so wie sie die BNetzA in der später aufgehobenen Redispatch-Festlegung vorgesehen hatte. Dabei werden mehrere Anlagen, die über **einen Netzverknüpfungspunkt** gemeinsam in das allgemeine Versorgungsnetz einspeisen, als eine Anlage betrachtet. Eine ähnliche Regelung ist zur leistungsseitigen Zusammenfassung von Anlagen für die Bestimmung der Pflicht zum Einbau von Einrichtungen zum Einspeisemanagement enthalten (§ 9 Abs. 1 S. 2 EEG).

Zudem könnte man als Kriterium für die einbezogenen Anlagen die **Anschluss-Spannungsebene** heranziehen. Um den Großteil der relevanten Anlagen mit einzubeziehen, wäre dabei zumindest eine Einbeziehung von Anlagen bis zur Mittelspannungsebene oder höher erforderlich. Damit dürfte tatsächlich ein Großteil der systemrelevanten Anlagen erfasst sein. Insoweit dürfte das Kriterium auch als sachgerecht und nicht diskriminierend eingeordnet werden können. Allerdings stellt sich auch hier die Frage, ob die Systemrelevanz von Anlagen tatsächlich vollständig über die Anschluss-Spannungsebenen abgebildet wird.

Weiterhin könnte man darauf abstellen, ob nur Anlagen in der **Direktvermarktung** mit einbezogen werden sollen. Hierfür könnte sprechen, dass damit nur Anlagen erfasst werden, für die es zumindest einen professionellen Akteur gibt, der mit den Handelsprozessen vertraut ist und somit auch die Pflichten etwa zur Datenbereitstellung und Umsetzung von Maßnahmen umsetzen kann. Allerdings ist es teilweise zufällig, ob Anlagen direkt vermarktet werden oder in der Einspeisevergütung verbleiben, und es besteht kein unmittelbarer Zusammenhang zwischen Direktvermarktung und Systemrelevanz, so dass dieses Kriterium eher nicht gewählt werden sollte.

Schließlich käme auch in Frage, **keine Auswahl zu treffen**. Dann könnten grundsätzlich alle EE- und KWK-Anlagen ausnahmsweise unter Relativierung des Einspeisevorrangs geregelt werden, wobei sich eine faktische Grenze insofern ergeben würde, dass nur solche Anlagen mit einbezogen werden können, die über technische Einrichtungen zur Abregelung verfügen (§ 14 Abs. 1 Satz 1 EEG). Dies hätte den Vorteil, dass Netzbetreiber volle Flexibilität zur Einbeziehung der zu regelnden Anlagen haben. Ob eine solch weitgehende Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen allerdings tatsächlich erforderlich ist, erscheint jedenfalls fraglich. Dabei ist zu bedenken, dass auch ein großer Teil der PV-Anlagen unter 100 kW grundsätzlich regelbar ist und damit eine erhebliche Anlagenzahl mit erfasst wäre. Die Einbeziehung der zahlreichen Kleinanlagen dürfte die Prozesse zudem deutlich komplexer machen, da sie stets bei der Ermittlung aller möglichen Maßnahmen mitberücksichtigt werden müssen. Schließlich könnte gegen eine Einbeziehung aller EE- und KWK-Anlagen sprechen, dass damit die politische Durchsetzbarkeit der Relativierung des Einspeisevorrangs erschwert werden könnte, da die Zahl der betroffenen Anlagenbetreiber deutlich höher wäre. Im Ergebnis erscheint daher eine umfassende Einbeziehung der EE- und KWK-Anlagen zwar denkbar. Verzugswürdiger erscheint es allerdings, eine Grenze bei 100 kW – für die jetzt auch schon im Einspeisemanagement eine Sonderregelung als zuletzt zu berücksichtigende Anlagen gilt – zu setzen. Denn die Verhältnismäßigkeit der

Einbeziehung von zahlreichen Kleinanlagen im Vergleich zum energiewirtschaftliche Nutzen dürfte wohl nicht gegeben sein.

4.1.2.3 Kriterien für die Voraussetzungen einer Relativierung des Einspeisevorrangs

Darüber hinaus müssen **sachgerechte** und **diskriminierungsfreie, transparente Kriterien** bestehen, um die **konkreten Voraussetzungen** für eine Abregelung von EE- und KWK-Anlagen unter Relativierung des Einspeisevorrangs festzulegen. Außerdem muss sichergestellt werden, dass die gesetzliche Umsetzung **praktisch handhabbar** ist. Wichtig erscheint zudem, dass das Kriterium transparent und für die betroffenen Akteure nachvollziehbar ist.

Auf Basis der energiewirtschaftlichen Untersuchungen wurde als Kriterium für die Relativierung des Vorrangs ein Faktor vorgeschlagen, wonach eine Abregelung nur dann angewendet wird, wenn dadurch ein Mehrfaches des ohne Abregelung erforderlichen Umfangs zur Engpassbeseitigung mit konventionellen Kraftwerken vermieden werden kann. Ein solcher Faktor – dessen genaue Bestimmung und Ausgestaltung noch zu überlegen wäre – kann grundsätzlich geeignet sein, um ein sachgerechtes und diskriminierungsfreies Kriterium umzusetzen. Für die praktische Handhabbarkeit und die Transparenz sollte sichergestellt werden, dass die gesetzliche Umsetzung nicht zu komplex ist.

4.1.3 Regelungsebene

Die wesentlichen Eckpunkte für das Kriterium, das die Beschränkung des Einspeisevorrangs vorsieht, sollten in einem Parlamentsgesetz und nicht allein auf Verordnungsebene geregelt werden. Die zentralen Grundlagen für die Bestimmung des genannten Faktors, bei dessen Vorliegen eine vorrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen in Betracht kommt, sollten also im Gesetz enthalten sein. Damit wird gewährleistet, dass das politisch relevante Thema einer Beschränkung des Einspeisevorrangs durch das Parlament legitimiert ist. Eine solche parlamentarische Legitimation erscheint auch unter dem Gesichtspunkt der Wesentlichkeitstheorie sinnvoll, da die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen grundrechtsrelevante Positionen betreffen kann.

Konkrete Ausgestaltungen der Umsetzung, die Art und Umfang der Beschränkung des Einspeisevorrangs nicht unmittelbar gestalten, können hingegen auch auf Ebene der Verordnung Festlegung oder unter Umständen auch auf Ebene einer Verbändefestlegung geregelt werden. Da insbesondere die Umsetzung der vorgeschlagenen Regelungen zu Planwert-basierten Prozessen im Detail komplex sein dürfte und die Normierung einzelner Rechte und Pflichten der Akteure zur Datenbereitstellung, zur gegenseitigen Information, zur Kooperation untereinander und zur technischen Umsetzung der Regelung der Anlagen erfordert, dürften untergesetzliche Regelungen in jedem Fall erforderlich sein.

4.1.4 Bestandsschutz

Für die Förderung von EE-Anlagen nach dem EEG bzw. von KWK-Anlagen nach dem KWKG gilt verfassungsrechtlich ein qualifizierter Vertrauensschutz, der Änderungen der gesetzlichen Vergütungsansprüche sehr enge Grenzen setzt. Vor diesem Hintergrund ist etwa auch bei der Absenkung der Entschädigung für Einspeisemanagementmaß-

nahmen von 100 % auf 95 % der entgangenen Einnahmen zum 01.01.2012 im EEG 2012 eine Bestandsschutzregelung aufgenommen worden, wonach für vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen weiterhin die volle Entschädigung zu zahlen ist.

Bei der Einführung einer gesetzlichen Regelung zur Abregelung von EE- und KWK-Anlagen und Relativierung des Einspeisevorrangs könnte der Vertrauensschutzgrundsatz verletzt sein, wenn EE- bzw. KWK-Anlagenbetreiber dadurch einen geringeren Vergütungs- bzw. Entschädigungsanspruch erhalten würden.

Es ist im Grundsatz unumstritten, dass eine Abregelung von EE- und KWK-Anlagen entschädigungspflichtig bleibt, unabhängig davon, ob die Maßnahme im Rahmen des Einspeisemanagements oder des Redispatch stattfindet. So lange die Entschädigungshöhe für EE- und KWK-Anlagenbetreiber, wie sie nach der derzeitigen Rechtslage gilt, unangetastet bleibt, dürfte ein Eingriff in den verfassungsrechtlich garantierten Vertrauensschutz wohl nicht gegeben sein. Ein Vertrauen darauf, dass Anlagen nur unter bestimmten Voraussetzungen abgeregelt werden, dürfte dann nicht bestehen, wenn die wirtschaftlichen Erlöse des Anlagenbetriebs dadurch insgesamt nicht verringert werden. Auch wenn die Entschädigung im Einspeisemanagement für neue Anlagen 95 % der entgangenen Einnahmen umfasst, ist das Risiko für Anlagenbetreiber hier stark begrenzt, da ab einer Verringerung der Jahreseinnahmen um mehr als 1 % durch Einspeisemanagementmaßnahmen wieder die volle Entschädigung von 100 % der entgangenen Einnahmen an den Anlagenbetreiber zu zahlen ist.

Im Ergebnis würden wir daher davon ausgehen, dass eine besondere Bestandsschutz- oder Vertrauensschutzregelung nicht erforderlich ist, wenn für alle Maßnahmen der Abregelungen durch Netzbetreiber die Entschädigungsregelungen des EEG zum Einspeisemanagement gelten. Sollte hingegen die Entschädigungsregelung des § 13a EnWG für Redispatch-Maßnahmen anwendbar sein, könnte es sich anbieten, eine Günstigkeitsregelung – wie sie in entsprechender Weise in § 13a Abs. 5 EnWG enthalten ist – aufzunehmen, so dass der Anlagenbetreiber nicht schlechter gestellt wird, als er bei einer Entschädigung gemäß § 15 EEG stehen würde.⁷³

4.2 Modelle zur rechtlichen Umsetzung

Wie bereits dargestellt, sind Abregelungen von Erzeugungsanlagen gegenwärtig grundsätzlich aufgrund von § 13 Abs. 1 EnWG (Redispatch) einerseits und aufgrund von § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 14 EEG (Einspeisemanagement) andererseits zulässig. Die Umsetzung der Maßnahmen zur moderaten Relativierung des Einspeisevorrangs könnte also entweder durch eine Anpassung der Regeln nach § 13 Abs. 1 EnWG oder durch Änderung der Vorgaben zum Einspeisemanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG erfolgen. Darüber hinaus könnte die Umsetzung durch eine Kombination aus Maßnahmen des Redispatch gemäß § 13 Abs.1 EnWG und des Einspeisemanagements gemäß § 14 Abs. 1 EEG erfolgen. Schließlich kann auch eine Vereinheitlichung der Maßnahmen zur Abregelung von Erzeugungsanlagen insgesamt erfolgen und in diesem Rahmen die vorrangige Abregelung von EE- bzw. KWK-Anlagen geregelt werden. Diese Möglichkeiten werden im Folgenden anhand von Modellen diskutiert.

⁷³ Zur Frage, inwieweit eine Vereinheitlichung der Entschädigungsregelungen in EEG und EnWG erfolgen sollte, siehe unten.

Bei der Darstellung und Bewertung der Modelle soll auch berücksichtigt werden, wie für EE- und KWK-Anlagen **Planwert-basierte Prozesse** umgesetzt werden können. Dabei ist allgemein darauf hinzuweisen, dass die Zulässigkeit und Verpflichtung von Planwert-basierten Prozessen für EE- und KWK-Anlagen gesetzlich vorgegeben werden sollten, um bestehende Rechtsunsicherheiten, insbesondere im Hinblick auf den Einspeisevorrang, auszuschließen.

4.2.1 Modell 1: Anpassung der Regeln zum Redispatch im EnWG

4.2.1.1 Darstellung des Modells

Die gleichrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen könnte geregelt werden, indem grundsätzlich diese Anlagen für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG herangezogen werden können und in diesem Rahmen eine Relativierung des Vorrangs normiert wird. Ohne eine sonstige Änderung des Rechtsrahmens würde der grundsätzliche **Vorrang von EE- und KWK-Anlagen** bestehen, da gemäß § 13 Abs. 3 Satz 1 EnWG auch bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG der Einspeisevorrang gemäß § 11 Abs. 1 EEG und § 3 Abs. 1 und 2 KWKG einzuhalten ist. Die Beschränkung des Vorrangs für EE- und KWK-Anlage müsste durch eine Anpassung dieser Regeln erfolgen.

Schon nach aktueller Rechtslage sind EE- und KWK-Anlagen nicht ausdrücklich von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG ausgeschlossen. Allerdings ist § 13 Abs. 1 i.V.m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG aktuell jedenfalls nur bei Anlagen mit einer **Nennleistung ab 10 MW** anwendbar. EE-Anlagen dürften in den allermeisten Fällen die Leistungsgrenze von 10 MW nicht überschreiten. Bei KWK-Anlagen dürfte der Anwendungsbereich hingegen deutlich größer und der Großteil der KWK-Leistung dürfte erfasst sein. Die 10-MW-Grenze müsste also angepasst werden bzw. Regeln zur Anlagenverklammerung mit aufgenommen werden (siehe dazu oben B.II.2).

Da nach bestehender Rechtslage der Einspeisevorrang auch bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG streng gilt, müsste die beabsichtigte Relativierung des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Anlagen ausdrücklich durch die Auflistung von Kriterien oder Regelbeispielen dargestellt werden (zu den Kriterien s. Abschnitt 3.1.2). Eine Abregelung von EE- und KWK-Anlagen wäre dann, wie im Einspeisemanagement, ohne eine vertragliche Regelung möglich. Denn die Abregelung könnte gemäß § 13a (i. V. m. § 13 Abs. 1 Nr. 2) EnWG erfolgen, wonach Erzeugungsanlagenbetreiber die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen haben.

Die in § 14 Abs. 1 Satz 3 EEG geregelte Pflicht der Netzbetreiber, insgesamt die größtmögliche Strommenge aus EE und KWK abzunehmen, würde bei einer Geltung der §§ 13, 13a EnWG wohl nicht mehr unmittelbar zur Anwendung kommen, soweit man diese Pflicht nicht unmittelbar aus dem Einspeisevorrang ableitet. Damit wäre für die EE- und KWK-Anlagen, die in Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG einbezogen wären, die Umsetzung Planwert-basierter Prozesse möglich. Eine klarstellende Regelung, dass Planwert-basierte Prozesse für EE- und KWK-Anlagen nicht nur zulässig, sondern auch verpflichtend wäre, wäre nach Auffassung der Gutachter allerdings zweckmäßig, auch um bestehenden Rechtsunsicherheiten vorzubeugen.

Im Hinblick auf die Entschädigung würden bei einer Anwendung von § 13a EnWG für EE- und KWK-Anlagen andere Regelungen gelten als bei Maßnahmen des Einspeisemanagements. Während bei Maßnahmen nach § 13a EnWG die Entschädigungsregelung des § 13a Abs. 2 EnWG gilt, ist bei Maßnahmen des Einspeisemanagements die Entschädigungsregelung nach § 15 EEG anwendbar.

4.2.1.2 Bewertung

Die Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch wirft zunächst die Frage auf, welche EE- und KWK-Anlagen konkret davon erfasst werden sollen. Für eine solche Abgrenzung ist jedenfalls eine neue gesetzliche Regelung erforderlich, da das gegenwärtige Kriterium der 10-MW-Grenze praktisch keine EE-Anlage und nur einen Teil der KWK-Anlagen erfasst. Es wäre zu prüfen, wo eine sinnvolle Grenze liegt.

Soweit Maßnahmen des Redispatch für die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen zur Anwendung kämen, hätte dies zur Folge, dass die etablierten Regelungen zum Einspeisemanagement, insbesondere die ausdifferenzierten Regelungen zur Entschädigung, wie sie durch die BNetzA im Leitfaden zum Einspeisemanagement ausgearbeitet wurden, nicht mehr unmittelbar angewendet würden. Allerdings könnte man dieses Problem darüber lösen, dass man die Vorgaben zu den Einspeisemanagement-Entschädigungen auch für die Redispatch-Maßnahmen nach dem EnWG für anwendbar erklärt.

Die einheitliche Geltung eines Rechtsregimes sowohl für EE- und KWK-Anlagen als auch für sonstige Anlagen könnte eine größere Konsistenz bei Maßnahmen zur Systemstabilität erreichen.

Soweit lediglich die Regelungen des § 13 EnWG angepasst würden, würde sich die Frage stellen, wie das Verhältnis zu den bestehenden Regeln des Einspeisemanagements ausgestaltet würde. Nach dem hier vorgestellten Modell würden die Regelungen des Einspeisemanagements nur noch für die EE- und KWK-Anlagen gelten, die nicht in den Anwendungsbereich des Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG einbezogen sind.

4.2.2 Modell 2: Anpassung aktueller Regelungen allein im Rahmen des Einspeisemanagements

4.2.2.1 Darstellung des Modells

Die gleichrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen könnte auch außerhalb der Regelungen des EnWG zum Redispatch durch eine Anpassung der Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG erfolgen. Maßnahmen des Einspeisemanagements gelten nach aktueller Auffassung als Maßnahmen, die grundsätzlich unter Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG fallen und für die zusätzlich die besonderen Voraussetzungen gemäß §§ 14 und 15 EEG gelten.

Würde man die gleichrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen in den Regeln zum Einspeisemanagement regeln, müssten die besonderen Kriterien für eine zulässige Relativierung des Einspeisevorrangs von EE und KWK in § 14 EEG aufgenommen werden. Für die Systematik der Maßnahmen zur Netzstabilität insgesamt würde die Regelung in den Normen des Einspeisemanagements bedeuten, dass man bei einer vorrangigen Inanspruchnahme von EE- und KWK-Anlagen bereits auf Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (i. V. m §§ 14, 15 EEG) zurückgreifen müsste, obwohl eigentlich noch Maßnahmen im Hinblick auf konventionelle Anlagen nach § 13 Abs. 1 EnWG möglich und zulässig wären. Damit würde die bestehende Systematik für die Reihenfolge der Maßnahmen durchbrochen bzw. geändert werden.

Soweit auch Planwert-basierte Prozesse für EE- und KWK-Anlagen umgesetzt werden sollen, wäre es unbedingt erforderlich, dies ausdrücklich im Rahmen der Regelungen zum Einspeisemanagement zu regeln. Hierzu wäre nach Auffassung der Gutachter eine Anpassung des EEG erforderlich, da momentan nicht sicher ist, inwieweit Planwert-basierte Prozesse im Rahmen des EEG zulässig sind. Daneben müssten aber auch Ist-wert-basierte Prozesse möglich bleiben, soweit solche Maßnahmen neben Planwert-basierten Prozessen weiterhin erforderlich sind.

4.2.2.2 Bewertung

Die Regelung zur gleichrangigen Abregelung von EE- und KWK-Anlagen im Einspeisemanagement hätte zunächst den Vorteil, dass die etablierten Prozesse für EE- und KWK-Anlagen zum Einspeisemanagement gemäß den Vorgaben des EEG aufrechterhalten werden können. Weiterhin kann für eine Aufnahme der Regelungen in die Norm des Einspeisemanagements im EEG vorgebracht werden, dass damit die grundsätzliche systematische Unterscheidung zwischen der Regelung von konventionellen Anlagen nach EnWG und von EE- und KWK-Anlagen im EEG aufrechterhalten wird.

Gegen die Aufnahme der Regelung zur gleichrangigen Abregelung von EE- und KWK-Anlagen in das Einspeisemanagement spricht jedoch, dass damit die Systematik der Regelung für die Maßnahmen zur Systemsicherheit relativiert wird, indem Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG und nach § 13 Abs. 2 EnWG vermischt werden. Dabei besteht auch das Risiko, dass durch eine komplexe Systematik für die Rechtsanwender Unsicherheiten entstehen, die die Abwicklung erschweren könnten.

Insgesamt dürfte darüber hinaus der gesetzliche Anpassungsbedarf größer sein, da sowohl die Normen des Einspeisemanagements als auch die Normen in § 13 EnWG substantieller geändert werden müssten. Denn neben der Einfügung der Regeln zur Relativierung des Einspeisevorrangs und zu Planwert-basierten Prozessen in die Normen des EEG zum Einspeisemanagement wäre auch eine Anpassung des § 13 EnWG erforderlich, um die ausnahmsweise vorrangige Heranziehung von EE- und KWK-Anlagen im Einspeisemanagement gegenüber anderen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG zu regeln.

4.2.3 Modell 3: Gleichrangige Abregelung von EE- und KWK-Anlagen in Redispatch, ansonsten weiterhin Abregelung EE- und KWK-Anlagen nach Einspeisemanagement-Vorgaben

4.2.3.1 Darstellung des Modells

Ergänzend zu einer Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch wie in Modell 1 wäre es auch denkbar, dass die EE- und KWK-Anlagen ab einer gewissen Grenze nach § 13 Abs. 1 EnWG unter Relativierung des Einspeisevorrangs geregelt werden könnten. Darüber hinaus würden die Maßnahmen des Einspeisemanagements aber weiterhin auch für diese Anlagen bestehen und anwendbar bleiben.

In diesem Fall würde ein Teil der EE- und KWK-Anlagen in § 13 Abs. 1 EnWG einbezogen werden. Dabei würde in § 13 EnWG zum Ersten ein Kriterium zur Einbeziehung der EE- und KWK-Anlagen festgelegt und zum Zweiten das Kriterium bestimmt, bei dessen Vorliegen der Einspeisevorrang durchbrochen werden darf (vgl. Abschnitt 4.1.2). Für

die einbezogenen Anlagen würden bei einer Abregelung die allgemeinen Vorgaben zur Abregelung nach § 13 Abs. 1 EnWG gelten.

Planwert-basierte Prozesse für die von § 13 Abs. 1 EnWG erfassten Anlagen wären zulässig, wobei auch hier unseres Erachtens eine klarstellende Regelung zur verpflichtenden Anwendung Planwert-basierter Prozesse für EE- und KWK-Anlagen erfolgen sollte.

Da Maßnahmen des Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG gegenüber Maßnahmen des Einspeisemanagements vorrangig sind, würden EE- und KWK-Anlagen, die unter das Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG fallen, vorrangig gegenüber denjenigen EE- und KWK-Anlagen geregelt werden, für die die Relativierung des Einspeisevorrangs nicht gilt. Maßnahmen des Einspeisemanagements würden erst zum Tragen kommen, wenn die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht ausreichen.

Die Regeln des Einspeisemanagements würden allerdings grundsätzlich weiter gelten. Das Einspeisemanagement würde zum Ersten für alle sonstigen EE- und KWK-Anlagen gelten, die nicht von § 13 Abs. 1 EnWG erfasst würden. Zum Zweiten würden die Regeln des Einspeisemanagements auch für die von § 13 Abs. 1 EnWG erfassten EE- und KWK-Anlagen gelten, wenn für diese Anlagen subsidiär gegenüber Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG auf das Einspeisemanagement zurückgegriffen werden muss, weil der Planwert-basierte Prozess nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht umsetzbar ist. Die Regeln zum Einspeisemanagement wären auch weiterhin unbedingt erforderlich. Denn zum Einen müssen auch kleinere Anlagen, die nicht unter § 13 Abs. 1 EnWG fallen würden, weiterhin abgeregelt werden können. Zum Anderen sollte man auch weiterhin auf einen Istwert-basierten Prozess für kurzfristige Maßnahmen zurück greifen können, der für besondere Fälle weiterhin erforderlich ist, in denen Planwert-basierte Prozesse – auch für größere Anlagen – nicht umgesetzt werden können.

4.2.3.2 Bewertung

Das Modell stellt sicher, dass die Relativierung des Einspeisevorrangs effektiv umgesetzt wird und Planwert-basierte Prozesse für die betroffenen Anlagen herangezogen werden können. Zudem wird gewährleistet, dass Maßnahmen des Einspeisemanagements für kleinere EE- und KWK-Anlagen und für besondere Fälle auch für alle EE- und KWK-Anlagen weiterhin möglich bleiben.

Wenn sowohl Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG als auch Maßnahmen nach § 14 Abs. 1 EEG (i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG) möglich bleiben, kommt es zur Anwendung einer unterschiedlichen Entschädigungsregelung, da für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG die Entschädigung nach § 13a EnWG bestimmt wird und für Maßnahmen des Einspeisemanagements § 15 EEG zur Anwendung kommt. Da die Entschädigung nach § 15 EEG nur 95 % der entgangenen Einnahmen ersetzt, könnte die Entschädigung im Einspeisemanagement geringer ausfallen. Rechtlich könnte eine differenzierte Entschädigungsregelung dadurch gerechtfertigt werden, dass Anlagen unter § 13 Abs. 1 EnWG wegen der möglichen Relativierung der Einspeisevorrangs und der Umsetzung mit Planwert-basierten Prozessen deutlich häufiger von Abregelungsmaßnahmen betroffen sind und daher eine höhere Entschädigung angemessen ist. Ob die differenzierte Regelung aber insgesamt tatsächlich sachgerecht ist, ist gleichwohl fraglich. Nach Auffassung der Gutachter sollte eine Vereinheitlichung der Entschädigungsregelung angestrebt werden.

Regelungstechnisch hätte das Modell den Vorteil, dass ganz überwiegend Anpassungen des § 13 EnWG erforderlich sind. Das Einspeisemanagement als gemäß § 13 Abs. 3 EnWG ohnehin nachrangige Maßnahme würde vollständig erhalten bleiben, und es müssten allenfalls geringe Änderungen im EEG vorgenommen werden, die das Verhältnis zum neu gefassten § 13 EnWG regeln müssten.

Da für die von § 13 Abs. 1 EnWG erfassten EE- und KWK-Anlagen parallel auch Maßnahmen des Einspeisemanagements möglich wären, wäre eine Abgrenzung der unterschiedlichen Maßnahmen erforderlich. Hierzu würde es sich anbieten, auf den Zeitpunkt der Maßnahme abzustellen bzw. darauf, ob die Maßnahmen Planwert-basiert durchgeführt werden können. Planwert-basierte Maßnahmen, die zu einem Zeitpunkt stattfinden, bei dem noch Stromhandel möglich ist, könnten unter § 13 Abs. 1 EnWG fallen. Kurzfristige Maßnahmen, die stattfinden, wenn der Stromhandel an der Börse nicht mehr möglich ist und die daher grundsätzlich Istwert-basiert durchgeführt werden, würden unter das Einspeisemanagement fallen.

4.2.4 Modell 4: Verschmelzung der Regeln zu Redispatch und EinsMan

4.2.4.1 Darstellung des Modells

Als weitere Variante käme schließlich in Betracht, die Maßnahmen des Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG und des Einspeisemanagements nach dem EEG insgesamt zu verschmelzen und ein einheitliches Rechtsregime dafür zu schaffen. Darin könnten im Übrigen auch alle weiteren Maßnahmen zur Engpassbeseitigung geregelt werden wie Netzreserve und ab- und zuschaltbare Lasten, so dass es im Ergebnis eine einheitliche „Merit-Order“ der Maßnahmen zur Engpassbeseitigung gäbe, die in einer einheitlichen rechtlichen Regelung enthalten wäre.

Die Maßnahmen unter Relativierung des Vorrangs wären dann ebenfalls in diesem Rahmen geregelt. Da es wohl nur noch einheitliche Maßnahmen für die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen gäbe, wären damit im Ergebnis wohl auch alle (ansteuerbaren) EE- und KWK-Anlagen unter Relativierung des Einspeisevorrangs abregelbar. Allerdings könnte man sich auch vorstellen, dass im Rahmen einer einheitlichen Regelung zu Maßnahmen zur Engpassbeseitigung die Anlagen konkret definiert werden, für die eine Abregelung unter Relativierung des Einspeisevorrangs möglich ist. Die Voraussetzungen für eine zulässige Relativierung des Einspeisevorrangs müssten in jedem Fall in der gesetzlichen Regelung enthalten sein (zu den Kriterien vgl. Abschnitt 4.1.2). Da alle Maßnahmen zur Abregelung von Anlagen im Rahmen einer ergänzten Regelung des § 13 Abs. 1 EnWG enthalten wären, wären Planwert-basierte Prozesse möglich (wobei wir auch hier darauf hinweisen, dass eine klarstellende Regelung zur Zulässigkeit und Verpflichtung von Planwert-basierten Prozessen sinnvoll wäre). In diesem Zusammenhang wäre eine Abgrenzung zu den Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG erforderlich, da sich hieran wesentliche Unterschiede der Rechtsfolge knüpfen: Während bei Maßnahmen nach Abs. 1 eine Entschädigung zu zahlen ist, sind Maßnahmen nach Abs. 2 grundsätzlich entschädigungslos hinzunehmen, sofern nicht § 14 EEG greift (der bei einer einheitlichen Rechtsgrundlage wohl nicht mehr gelten würde). Ziel muss es dabei sein, dass die entschädigungslosen Notfallmaßnahmen die absolute Ausnahme bleiben.

Allerdings sind unabhängig von der Art des rechtlichen Umsetzungsmodells auch weiterhin in bestimmten Situationen Istwert-basierte Prozesse notwendig. Es erscheint denkbar, dass auch Istwert-basierte Prozesse im Rahmen eines Maßnahmenkatalogs, der an den bestehenden § 13 Abs. 1 EnWG angelehnt ist, durchgeführt werden können.

Allerdings sollte – mindestens klarstellend – geregelt sein, dass auch weiterhin Istwert-basierte Prozesse möglich bleiben und diese nicht nur im Rahmen der – weiterhin bestehenden – Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG zulässig sind.

Die Entschädigung von Maßnahmen würde sich einheitlich nach einer Entschädigungsregelung richten, die dann vermutlich im EnWG geregelt würde.

4.2.4.2 Bewertung

Eine Vereinheitlichung der Rechtsgrundlagen für Maßnahmen zur Engpassbeseitigung hat zunächst Vorteile, da die Notwendigkeit von Abgrenzungen entfällt und damit die Rechtsanwendung erleichtert wird.

Praktisch dürften die Unterschiede zu Modell 3 im Übrigen nicht so erheblich sein, da das Einspeisemanagement, das in Modell 3 erhalten bleibt, ohnehin nur noch für die dann verhältnismäßig wenigen Istwert-basierten Maßnahmen zur Anwendung käme. Allerdings muss auch bei einer einheitlichen Rechtsgrundlage sichergestellt werden, dass Istwert-basierte Prozesse möglich bleiben, und es ist eine Abgrenzung der Istwert-basierten Maßnahmen zu den Planwert-basierten Maßnahmen innerhalb der Maßnahmen der einheitlichen Rechtsgrundlage notwendig, da sich hieran – auch im Rahmen einer einheitlichen Rechtsgrundlage – andere Rechtsfolgen knüpfen. Unterschiedliche Rechtsfolgen bestehen u.a. im Hinblick auf die Informationspflichten gegenüber den Anlagenbetreibern und ggf. Direktvermarktern, die nicht im Vorhinein erbracht werden können und bezüglich der Art und Weise des bilanziellen Ausgleichs, da ja bei Istwert-basierten Prozessen im Gegensatz zu Planwert-basierten Prozessen ein gezieltes Hochregeln auf der anderen Seite des Netzengpasses kaum möglich ist und daher ein Ausgleich über Regelenergie notwendig sein dürfte.

Positiv wäre bei diesem Modell im Übrigen, dass eine einheitliche Entschädigungsregelung bestünde.

Zu bedenken ist, dass eine einheitliche Rechtsgrundlage dazu führen könnte, dass alle (ansteuerbaren) EE- und KWK-Anlagen von Abregelungen unter Relativierung des Einspeisevorrangs umfasst sein könnten. Dies erscheint unseres Erachtens aus praktischen Gründen nicht zielführend, da eine Einbeziehung aller Kleinanlagen – insb. Anlagen unter 100 kW – den Abwicklungsaufwand erheblich erhöht. So würde allein die Berechnung der Auszahlung der Entschädigung an tausende Kleinanlagen einen erheblichen volkswirtschaftlichen Aufwand bedeuten. Aus Verhältnismäßigkeitsgründen ist eine Einbeziehung aller Kleinanlagen wohl auch nicht notwendig.⁷⁴ Zudem könnte die Einbeziehung aller Anlagen in die Relativierung des Einspeisevorrangs auch aus politischen Gründen die Umsetzung erschweren, weil deutlich mehr Akteure eine zunehmende Abregelung ihrer Anlage befürchten müssten. Vor diesem Hintergrund würden wir anregen, auch im Rahmen einer möglichen einheitlichen Rechtsgrundlage die Abregelung unter Relativierung des Einspeisevorrangs nur für bestimmte Anlagen ab einer gewissen (Bagatell-)Grenze zuzulassen.

⁷⁴ Mit guten Gründen sind daher bislang Anlagen unter 100 kW im Einspeisemanagement auch absolut nachrangig zu berücksichtigen (siehe § 14 Abs. 1 S. 2 EnWG).

4.2.5 Gesamtbewertung

Die Umsetzung der Maßnahmen zur moderaten Relativierung des Einspeisevorrangs lässt sich grundsätzlich über alle vier dargestellten Modelle umsetzen. Bei der Umsetzung der Modelle ist zu berücksichtigen, dass nicht allein die Relativierung des Einspeisevorrangs geregelt werden sollte, sondern auch weitere wichtige Gegenstände umfasst sein sollten, und zwar insbesondere die Zulässigkeit Planwert-basierter Prozesse und die Durchführung eines bilanziellen Ausgleichs. Darüber hinaus sollte bei einer Neuregelung die Komplexität der bestehenden Systematik verringert werden, indem z.B. auch eine einheitliche Entschädigungsregelung angestrebt wird.

Nach Einschätzung der Gutachter besteht vor diesem Hintergrund eine Präferenz für Modell 3 und Modell 4. Modell 3 gewährleistet im Vergleich zu Modell 1 und 2 am umfassendsten, dass alle notwendigen Maßnahmen möglich bleiben und eine klare systematische Abstufung der Maßnahmen besteht. Auch bei Modell 4 scheint dies gewährleistet werden zu können. Allerdings wäre bei Modell 4 noch zu prüfen, welche möglichen weiteren Konsequenzen sich aus einer generellen Vereinheitlichung der Rechtsgrundlagen für Maßnahmen der Engpassbewirtschaftung ergeben, was jedoch über den Inhalt dieses Projekts hinausgeht. Untersuchungsbedarf besteht insbesondere im Hinblick auf die Einbeziehung aller sonstigen Maßnahmen wie etwa der Netzreserve.

4.3 Weiterer Anpassungsbedarf der rechtlichen Regeln des Engpassmanagements

Unabhängig von den konkreten Umsetzungsmodellen zur Verankerung der zulässigen Abregelung von EE- und KWK-Anlagen unter Relativierung des Einspeisevorrangs – unter Berücksichtigung Planwert-basierter Prozesse – haben die rechtlichen Untersuchungen auch darüber hinausgehende Aspekte ergeben, zu denen eine Anpassung der rechtlichen Regeln zum Engpassmanagement zweckmäßig erscheint.

4.3.1 Bedeutung des § 13 Abs. 6a EnWG

Mit der Novelle des EnWG Mitte 2016 ist mit § 13 Abs. 6a EnWG eine Regelung geschaffen worden, die auf vertraglicher Basis die Abregelung von KWK-Anlagen mit doppelter Entlastungswirkung (Verringerung der Stromeinspeisung und Strombezug für P2H-Anlage) zulässt. Die Regelung hat nach unserer Kenntnis trotz ihres sinnvollen Ansatzes bislang keine große praktische Bedeutung gewonnen.

Wenn zukünftig KWK-Anlagen in Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG aufgenommen würden und damit eine Abregelung auch von KWK-Anlagen unter Relativierung des Einspeisevorrangs zulässig wäre, könnte die Norm in § 13 Abs. 6a EnWG grundsätzlich gestrichen werden, da sich die Möglichkeit einer vertraglichen Regelung bei der gleichzeitigen Zulässigkeit einer Zwangsmaßnahme erübrigen dürfte. Allerdings sieht § 13 Abs. 6a EnWG auch die Möglichkeit vor, dass die Nachrüstung von P2H-Anlagen durch die ÜNB finanziert wird. Ein Regelungsbedürfnis könnte im Übrigen auf die in § 13 Abs. 6a EnWG vorgesehene Verpflichtung zur Stromabnahme bestehen.

4.3.2 Abschaltreihenfolge innerhalb EE und KWK

Inhalt der energiewirtschaftlichen und darauf basierenden rechtlichen Untersuchungen war im Wesentlichen die Frage, inwieweit eine Relativierung des Einspeisevorrangs für EE- und KWK-Anlagen sinnvoll erscheint. Vorgeschlagen wurden demgemäß Regelungen, die EE- und KWK-Anlagen in der Abschaltreihenfolge generell etwas nach vorne schieben.

Wenn die Maßnahmen zur Abregelung von EE- und KWK-Anlagen perspektivisch zunehmen, wird sich allerdings auch zunehmend die Frage nach der Binnenreihenfolge bei der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen stellen. Hierzu bestehen gegenwärtig keine rechtlichen Vorgaben⁷⁵. Allerdings stellt sich diese Frage grundsätzlich nur dann, wenn mehrere Anlagen eine im Wesentlichen identische engpassbehebende Wirkung (Sensitivität) haben, da bei unterschiedlichen Sensitivitäten die Auswahl grundsätzlich auf die Anlage mit der stärkeren engpassbehebenden Wirkung fällt. Gleichwohl werden auch vor diesem Hintergrund immer wieder Fälle auftreten, in denen eine Auswahl zwischen verschiedenen Anlagen zu treffen ist. Es wäre daher perspektivisch sinnvoll, wenn es zu dieser Frage klarere rechtliche Vorgaben gäbe, die den Rechtsanwendern eine vorhersehbare und sachgerechte Orientierung zur Abschaltreihenfolge geben. Dabei sind auch die zukünftigen europarechtlichen Vorgaben (insb. Strommarkt-VO) zu beachten.

4.3.3 Entschädigungsregelung

Gegenwärtig bestehen für Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG einerseits und für Maßnahmen des Einspeisemanagement andererseits unterschiedliche Entschädigungsregelungen. Da es sich in beiden Fällen um einseitige Maßnahmen des Netzbetreibers handelt, der ohne vertragliche Regelung auf die Anlagen zugreift, erscheint es nicht ersichtlich, warum ein unterschiedliches Entschädigungsregime besteht. Wie bereits im Rahmen der generellen Anpassung des Verhältnisses von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG einerseits und Maßnahmen des Einspeisemanagements andererseits angesprochen, sollte eine einheitliche Entschädigungsregelung angestrebt werden. Inhaltlich sollten dabei die grundsätzlich praktikablen Ausführungen der BNetzA im Leitfaden zum Einspeisemanagement weitergeführt werden und auch für konventionelle Anlagen (nicht nur EE- und KWK-Anlagen) Anwendung finden.

4.3.4 Maßnahmen durch Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber

Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG können grundsätzlich vom ÜNB ergriffen werden. Nach § 14 EnWG kann allerdings auch der VNB entsprechende Maßnahmen ergreifen, sofern dies erforderlich ist. Maßnahmen nach dem EEG können grundsätzlich von allen Netzbetreibern, also ÜNB und VNB ergriffen werden. Praktisch dürften gegenwärtig Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG ganz überwiegend von ÜNB ergriffen werden, während Einspeisemanagementmaßnahmen jedenfalls zu einem erheblichen Teil auch von VNB ergriffen werden.

Bei einer Neugestaltung der Regeln zur Engpassbeseitigung sollte mitberücksichtigt werden, dass die möglichen Maßnahmen nicht nur von ÜNB, sondern auch von VNB ergriffen werden können. Rechtlich erscheint es vor diesem

⁷⁵ Die einzigen niedergeschriebenen Vorgaben sind der Leitfaden des BDEW/VKU dazu sowie Anwendungsregel des VDE, die die Vorgaben des BDEW/ VKU praktisch vollständig übernommen hat.

Hintergrund sinnvoll, die Rechte und Pflichten grundsätzlich stets sowohl auf VNB als auch auf ÜNB zu beziehen. Nur wenn ausdrücklich eine Maßnahme ausschließlich für ÜNB geeignet ist, z. B. Regelenergiebereitstellung, sollte diese nur für ÜNB angeordnet werden.

Gleichzeitig sollten klare Verantwortlichkeiten geregelt werden, wer die Zuständigkeit für welche Maßnahme im konkreten Fall hat. Dies betrifft insbesondere solche Maßnahmen, bei denen der Engpass und die engpassbeseitigende Maßnahme in verschiedenen Netzen stattfinden und somit der für den Netzengpass verantwortliche Netzbetreiber (auslösender Netzbetreiber) und der anfordernde Netzbetreiber auseinanderfallen. Hier sind sowohl die Verantwortlichkeiten für die Anweisung der Maßnahme selbst, als auch für den energetisch-bilanziellen Ausgleich und die Entschädigungszahlungen klar zu regeln.

5 Möglichkeiten der Verteilernetzbetreiber zur Ergreifung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung

In diesem Kapitel diskutieren wir unterschiedliche Aspekte hinsichtlich möglicher Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen seitens Verteilernetzbetreibern. Dabei ordnen wir zuerst die Relevanz der Engpässe in deutschen Verteilernetzen ein. Im nächsten Schritt charakterisieren wir Engpässe mit Einbindung der Verteilernetzebene und entsprechende Maßnahmen durch oder unter Einbindung der Verteilernetzbetreiber. Darauf aufbauend adressieren wir die spezifischen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber (VNB) unter Einbeziehung von Erzeugungsanlagen im Verteilernetz und leiten erste Lösungsansätze sowie Anforderungen ab, die bei der Entwicklung der Modelle in den darauffolgenden Kapiteln aufgegriffen werden.

5.1 Relevanz von Engpässen in deutschen Verteilernetzen

Strombedingte Engpässe im Übertragungsnetz stehen in der aktuellen Diskussion um die Kosten des Redispatch und Einspeisemanagements im Vordergrund und liegen auch im Schwerpunkt der in dieser Studie durchgeführten Simulationsuntersuchungen. Allerdings bestehen im Rahmen der Netzengpassbehebung starke Abhängigkeiten zwischen ÜNB und VNB. Zusätzlich müssen VNB, je nach Netzgebiet in unterschiedlicher Intensität, eigene Engpässe adressieren.

Um die Rolle der ÜNB und VNB bei der Netzengpassbehebung aufzuzeigen, unterscheiden wir Engpässe nach:

- **Ort der Ursache:** In welcher Systemebene tritt der Engpass bzw. die Betriebsmittelüberlastung auf?
- **Ort der Maßnahme:** In welcher Systemebene erfolgt die Leistungsanpassung von Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen, um Engpässe zu adressieren?

Abbildung 5.1 stellt die Verteilung der betroffenen Energiemengen nach Systemebene und Einordnung der zwei genannten Arten gegenüber.

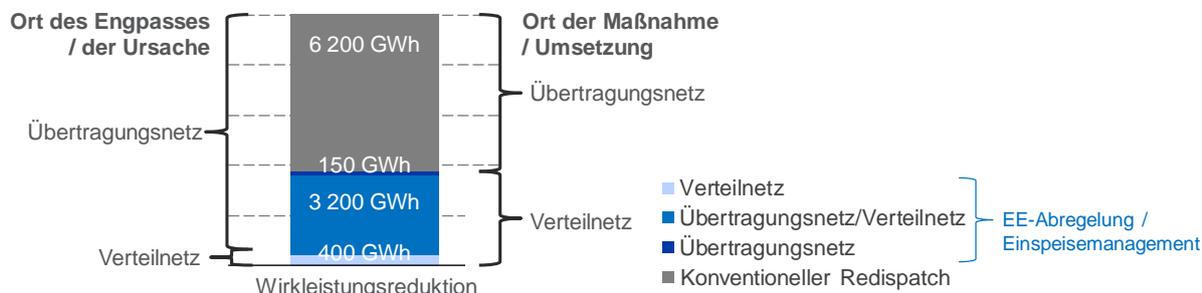


Abbildung 5.1: Verteilung der Ursache von Engpässen und des Orts der Umsetzung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung nach Netzebene (Stand:2016).⁷⁶

Maßnahmen zur Netzengpassbehebung nach § 13 EnWG (Redispatch und Einspeisemanagement) haben ihre Ursache mit rund 96 % (der betroffenen Energiemenge) derzeit nahezu ausschließlich im Übertragungsnetz, während etwa 4 % der notwendigen Wirkleistungsreduktion auf Engpässe mit Ursache im Verteilernetz entfallen. Über marktbezogene Maßnahmen (Redispatch) nach § 13 Abs. 1 EnWG und EinsMan nach § 13 Abs. 2 EnWG erfolgt etwa 64 % der Wirkleistungsreduktion auf Anweisung der ÜNB. Unabhängig vom Ort der Ursache des Engpasses erfolgt die Umsetzung von Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG, die eine Einbeziehung von EE-Anlagen erfordern, zu 95 % im Verteilernetz. Dieser hohe Anteil begründet sich damit, dass die von Abregelung betroffenen EE- und KWK-Anlagen vorrangig im Verteilernetz angeschlossen sind. Knapp 90 % der resultierenden Ausfallarbeit betrifft Windenergieanlagen, da Windparks in der Regel mit einer hohen Verlässlichkeit steuerbar sind, pro Anlage über ein hohes Leistungsreduktionspotenzial verfügen. Bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung im Verteilernetz unterscheiden wir zwei wesentliche Fälle:

- **Unterstützung von Maßnahmen** zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz (betrifft derzeit ca. 90 % der Maßnahmen);
- **Eigenständige Umsetzung** durch die VNB aufgrund von Engpässen im Verteilernetz (betrifft derzeit ca. 10 % der Maßnahmen).

Das Einspeisemanagement erfolgt aktuell auf Basis von Istwerten über die Kaskade nach der technischen Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 (siehe hierzu Kapitel 5.3) und erfordert damit eine weitreichende Kooperation zwischen den beteiligten Netzbetreibern. Vor diesem Hintergrund wird das hohe Koordinierungserfordernis zwischen ÜNB und VNB ersichtlich, das künftig voraussichtlich weiter zunimmt.

Im Jahr 2015 entfiel mit etwa 400 GWh und etwa 10 % der EinsMan-Maßnahmen ein nicht zu vernachlässigender Anteil auf die Behebung von Engpässen im Verteilernetz, die der VNB auch unabhängig von ÜNB-Engpässen adressieren können muss. Dabei ist die Verteilung von Engpässen im Verteilernetz innerhalb von Deutschland sehr heterogen. Im Gegensatz zum ÜNB stehen dem VNB im operativen Betrieb derzeit fast ausschließlich Maßnahmen zur Reduzierung der Wirkleistung von EE- und KWK-Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG zur Verfügung. In der Praxis

⁷⁶ Ecofys auf Basis der Bundesnetzagentur.

existieren in der Verteilnetzebene wenig konventionelle Kraftwerke zur Wirkleistungserhöhung, die für Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG genutzt werden könnten. Die Gründe hierfür liegen einerseits in wenigen existenten konventionellen Kraftwerken⁷⁷ und andererseits darin, dass diese primär für die Wärmebereitstellung genutzt werden oder mit einer Nennleistung unterhalb von 10 MW nicht in den ERRP-Prozess mit eingebunden sind. Weitere theoretisch nutzbare Hochfahrpotenziale wie etwa die Flexibilisierung von Blockheizkraftwerken, Biomasseanlagen oder flexibel ansteuerbare Lasten⁷⁸ in der Niederspannungsebene sind derzeit praktisch nur eingeschränkt oder gar nicht nutzbar. Hier bedarf es einer Prüfung, ob und inwieweit die grundsätzlichen potentiale dieser Technologien für den Einsatz in der Netzengpassbehebung durch den Verteilnetzbetreiber zu erschließen sind.

Zukünftig ist durch die erweiterten lastseitigen Flexibilitätsoptionen, etwa im Rahmen der Ausgestaltung einer Verordnung nach § 14a EnWG, ein Beitrag zum energetischen und bilanziellen Ausgleich durch geeignete steuerbare Lasten in der Verteilernetzebene grundsätzlich denkbar. Eine geeignete Lastabsenkung könnte nahräumlich EE-Abregelung energetisch und mit Einschränkungen auch bilanziell ausgleichen. Gleichzeitig ist bei einer zukünftig stärkeren Durchdringung von flexiblen Lasten mit potenziell hohen Gleichzeitigkeitseffekten, beispielsweise Elektromobilität oder Wärmepumpen, ein Aufkommen von lastbedingten Engpässen im Verteilernetz zu erwarten. Mit dem höheren Aufkommen von erzeugungsbedingten und lastbedingten Engpässen sowie dem Einsatz neuer Flexibilitätsoptionen steigt zunehmend das Koordinierungserfordernis zwischen ÜNB und VNB.

5.2 Charakterisierung von Engpässen unter Einbeziehung von Anlagen im Verteilernetz

Netzengpässe treten dann auf, wenn die Leistungsübertragungskapazität von Betriebsmitteln aufgrund von Grenzwertverletzungen bei Strom oder Spannung überschritten wird. Für die in dieser Untersuchung im Fokus stehenden strombedingten Engpässe muss zum Erhalt der Systemsicherheit der Leistungsfluss über die betreffenden Betriebsmittel reduziert werden.

Engpässe lassen sich anhand von unterschiedlichen Merkmalen charakterisieren⁷⁹:

- **Art der Grenzüberschreitung** der Betriebsmittel: Strom- oder Spannungsbedingt.
- Ursache der Betriebsmittelüberlastung: Erzeugungs- oder lastbedingt.
- **Netzebene der Engpassursache:** Übertragungs- oder Verteilernetz.

⁷⁷ Laut aktueller Kraftwerksliste der BNetzA liegt die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der Verteilernetzebene einschließlich des 110 kV-Netzes bei gut 5 GW. Ein Großteil der Kraftwerke ist bereits in den ERRP und KWEP Prozess integriert. Da Teile des Kraftwerksparks durch Wärmelieferung gebunden sind (Heizkraftwerke), die Stilllegung angemeldet ist oder parallel auch über die Höchstspannung angeschlossen sind, verringert sich der potenziell für Redispatch-Maßnahmen nutzbare Teil weiter. Die verbleibende Leistung liegt für Deutschland in der Summe bei weniger als 2 GW.

⁷⁸ Eine Lastabsenkung wirkt energetisch wie ein Hochfahrpotenzial von Erzeugungsanlagen, da hierdurch nicht eingespeiste Energie energetisch ausgeglichen werden kann und kann daher für den nahräumlichen energetischen Ausgleich bei horizontalen Engpässen im Verteilernetz grundsätzlich genutzt werden.

⁷⁹ Dabei ist zu beachten, dass zwischen den Merkmalen des Engpasses und der Maßnahme zu unterscheiden ist. So können der Ort des Engpasses (z. B. Übertragungsnetz) und der Ort der Umsetzung der Maßnahme (z. B. Abregelung von EE im Verteilernetz) in verschiedenen Systemebenen liegen.

- **Richtung des Engpasses / Betroffenes Betriebsmittel:** Bei einem *horizontalen Engpass* ist eine Leitung betroffen, beispielsweise zwischen Nord- und Süddeutschland aufgrund von europäischen Handelsaktivitäten. Bei einem *vertikalen Engpass* sind die Transformatoren zwischen zwei Spannungsebenen betroffen, beispielsweise aufgrund einer zu hohen Rückspeisung von EE-Anlagen aus unterlagerten Netzebenen.
- **Art der Überlagerung von mehreren Engpässen:** In bestimmten Netzregionen kann es zu einer *räumlichen Überlagerung* von verschiedenen Arten von Engpässen kommen. Beispielsweise gibt es Netzregionen in Ostdeutschland, in denen an verschiedenen Tagen verschiedene Arten von Engpässen (vertikale oder horizontale) im gleichen Netzabschnitt auftreten können. Die Ursachen können hierbei sehr unterschiedlich sein und die Engpässe müssen nicht zeitgleich auftreten. Weiterhin ist in bestimmten Netzsituationen, beispielsweise bei sehr hoher Windeinspeisung, eine *zeitliche Überlagerung* von vielen Engpässen in unterschiedlichen Netzregionen, beispielsweise in Schleswig-Holstein und Sachsen, möglich. Schließlich können sich Engpässe auch *räumlich und zeitlich überlagern*.

Von der Charakterisierung des Engpasses ist der Charakter der Maßnahme zu unterscheiden. In Abbildung 5.2 sind zunächst vier in der Praxis relevante Typen von Engpässen dargestellt, die sich nach der Art und der betroffenen Systemebene unterscheiden.

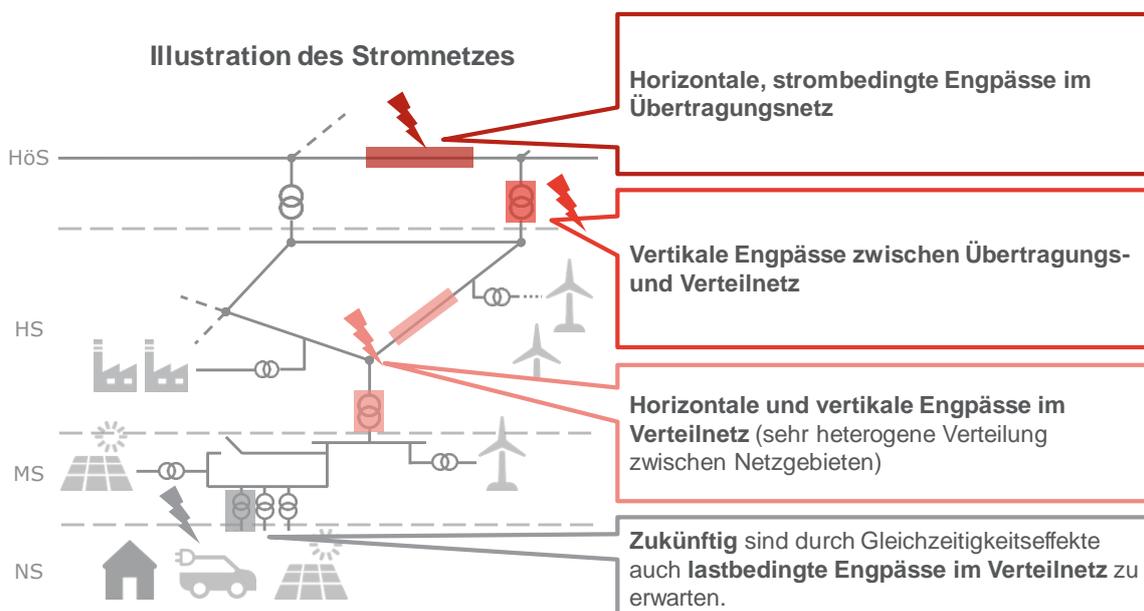


Abbildung 5.2: Darstellung verschiedener im Netzengpassmanagement relevanter Engpasstypen (Quelle: Ecofys).

Im Fokus der vorliegenden Studie stehen **horizontale**, fast immer strombedingte **Engpässe** im Übertragungsnetz. Hier sind die Lastflüsse über einzelne Leitungsabschnitte (z. B. bei einem Nord-Süd-Engpass) höher als die zulässige Übertragungsleistung. Für die Auflösung des Engpasses muss die Leistung über dem Leitungsabschnitt reduziert werden. Dies kann über die Einbindung von konventionellen Kraftwerken (im Regelfall Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG), Abregelung von EE-Anlagen oder auch Einbindung von KWK-Anlagen oder der Netzreserve erfolgen.

- **Vertikale Engpässe zwischen Übertragungs- und Verteilernetz** sind im Regelfall durch Rückspeisung aus dem Verteilernetz bedingt und müssen über eine Reduktion des Leistungsflusses über dem Transformator adressiert werden. In der Regel existieren derzeit weder konventionelle Potenziale zur Wirkleistungsreduktion noch flexibel steuerbare Lasten in den unterlagerten Netzebenen. In diesem Fall ist die Abregelung von EE-Anlagen in dem betroffenen Netzgebiet in der Praxis derzeit alternativlos für die Behebung des Engpasses. Dabei weist der ÜNB eine Wirkleistungsreduktion für bestimmte Netzregionen oder Netzknoten des VNBs an. Die dadurch entstehende Ausfallarbeit von EE-Anlagen entspricht derzeit zwischen 40 und 60 % der gesamten jährlichen Ausfallarbeit.
- Zusätzlich existieren **Engpässe**, die nur im **Verteilernetz** auftreten und mit etwa 400 GWh/a einen geringen Anteil an der Gesamtausfallarbeit von EE-Anlagen aufweisen. Allerdings ist die Verteilung in Deutschland sehr heterogen. Im Jahr 2015 führten VNB beispielsweise in Schleswig-Holstein fast ausschließlich Abregelungsmaßnahmen aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz durch. Dementgegen führen einige VNB in Süddeutschland mit hoher PV-Durchdringung ausschließlich Maßnahmen aufgrund von Engpässen im Verteilernetz durch. In Ostdeutschland liegt der Anteil an eigenständigen Maßnahmen hingegen bei derzeit rund 25 %.
- Künftig könnten Engpässe durch systematische Überlastung von Ortsnetztransformatoren durch eine hohe Gleichzeitigkeit von neuen oder zusätzlichen flexiblen Verbrauchern (beispielsweise Elektromobilität, Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen) zunehmen. Diese wurden hier jedoch nicht untersucht und finden im existierenden Netzengpassmanagement kaum Berücksichtigung. In der Regel handelt es sich hier um lokale Überlastungen ohne Wechselwirkungen mit dem vorgelagerten Netz.

Diese vier Typen lassen sich nun räumlich und zeitlich beliebig kombinieren. Dabei unterscheiden wir folgende relevante Fälle:

- **Unabhängige Engpässe im Übertragungsnetz:** Teilweise treten Engpässe im Übertragungsnetz ohne räumliche und zeitliche Überlagerung von Engpässen im Verteilernetz auf. In diesen Netzsituationen ist in der Regel durch Maßnahmen seitens der ÜNB keine Verschärfung der Netzsituation im Verteilernetz zu erwarten.
- **Überlagerung von Engpässen im Übertragungs- und Verteilernetz:** In bestimmten Netzregionen kommt es häufig zu einer zeitlichen und räumlichen Überlagerung von Engpässen in beiden Systemebenen. Ein Beispiel hierfür sind Regionen in Ostdeutschland mit hoher installierter Winderzeugungskapazität und geringer Lastdichte. Hier bewirkt eine vom ÜNB angeforderte Maßnahme zur EE-Abregelung im Regelfall auch eine Verbesserung des VNB-Engpasses, womit bei einer zielgerichteten Koordination der Maßnahmen nach Aussage der Netzbetreiber ein Synergiepotenzial besteht. Das tatsächliche Potential ist in den Netzregionen sehr verschieden. In einzelnen Regionen kann das Potential überlagerte Engpässe bei rund 50 % liegen. Gleichzeitig leitet sich daraus ein zusätzliches Koordinationserfordernis zwischen ÜNB und VNB ab. Derzeit gibt es zwischen ÜNB und VNB keinen einheitlichen und vollständigen Informationsaustausch zu dem Ort und der Höhe der umgesetzten Maßnahme, um eine zielgerichtete Koordination zu gewährleisten.

- **Unabhängige Engpässe im Verteilernetz:** Schließlich können Engpässe im Verteilernetz räumlich oder zeitlich unabhängig von Engpässen im Übertragungsnetz auftreten. Hier besteht keine negative netztechnische Wechselwirkung zwischen den Systemebenen. Ein Beispiel wären Regionen mit hohen PV-Rückspeisungen, die temporär vertikale Netzengpässe im Verteilernetz verursachen, ohne sich bis in das Übertragungsnetz auszuwirken. In diesen Fällen müssen Maßnahmen vollständig eigenständig durch die VNB umgesetzt werden können. Obwohl kein Koordinierungserfordernis vorliegt, besteht auch für diese Fälle ein grundsätzlicher Bedarf zum Informationsaustausch, um beispielsweise Auswirkungen auf Lastflüsse möglichst genau im Vorfeld abschätzen zu können.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass viele horizontale Engpässe im Übertragungsnetz technisch sowohl durch die Leistungsanpassung von konventionellen Kraftwerken, als auch durch die Abregelung von EE- oder KWK-Anlagen adressiert werden können. Wird die Leistung von EE-Anlagen im Zuge des Netzengpassmanagements angepasst, handelt es sich um einen gemeinsamen Prozess von ÜNB und VNB mit Auswirkungen auf die betreffenden Direktvermarkter. Liegt ein vertikaler Engpass an der Schnittstelle zwischen Verteiler- und Übertragungsnetz vor, ist die EE- und teilweise KWK-Abregelung derzeit alternativlos, da regional wirksame konventionelle oder nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale fehlen. Bei Engpässen im Verteilernetz ist die Abregelung in der Praxis derzeit ebenfalls die einzige Möglichkeit. Hervorzuheben ist der Umstand, dass die EE- und KWK-Abregelung derzeit weitestgehend ohne energetisch-bilanziellen Ausgleich erfolgt. Dies gilt insbesondere für Maßnahmen seitens der VNB, die derzeit keine etablierten Möglichkeiten besitzen, einen energetisch-bilanziellen Ausgleich (für EE-Abregelung, aber auch Einsatz von konventionellen Kraftwerken) vorzunehmen. Seitens ÜNB erfolgt der Ausgleich für die EE-Abregelung teilweise durch sogenannten „gezielten Leistungsausgleich bei Einspeisemanagement“-Maßnahmen.

Prinzipiell sind seitens der VNB Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG oder nach § 14a EnWG grundsätzlich denkbar. In der Praxis führen die fehlenden Potentiale an konventionellen Kraftwerken und bestehende Rechtsunsicherheiten zu de facto Barrieren, wodurch seitens der VNB derzeit ausschließlich Abregelungen (ohne energetisch-bilanziellen Ausgleich) nach § 13 Abs. 2 EnWG Anwendung finden.

5.3 Charakterisierung von Maßnahmen mit Einbeziehung von Anlagen im Verteilernetz

In der Praxis existieren derzeit zwei relevante Instrumente der Netzengpassbehebung nach Ausschöpfung der netzbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs.1 Nr.1⁸⁰. In diesem Abschnitt arbeiten wir die wesentlichen Unterschiede der zwei Instrumente für die Umsetzung im Verteilernetz heraus.

- Redispatch-Maßnahmen, die nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG erfolgen und im Regelfall als Planwert-basierter Prozess umgesetzt werden;
- Einspeisemanagement-Maßnahmen, die nach § 13 Abs. 2 EnWG erfolgen und in der Regel als Istwert-basierter Prozess umgesetzt werden.

⁸⁰ Hierzu zählen insbesondere Schalthandlungen der Netzbetreiber. Redispatch-Maßnahmen zählen nicht hierzu.

Der regulatorische Rahmen für die Einbindung der EE-Anlagen im Verteilernetz folgt dabei den Grundsätzen des EEG, in Verbindung mit den allgemeinen Vorgaben zu System- und Netzsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG. Erneuerbare Energien haben privilegierten Netzzugang und die erzeugte Energie wird vorrangig abgenommen. Daher muss Redispatch mit konventionellen Kraftwerken als marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG prioritär eingesetzt werden, um Netzengpässe aufzulösen. Lassen sich Engpässe nicht durch die Änderung von Kraftwerksfahrplänen auflösen oder kommt es zu kurzfristigen Prognoseabweichungen, können Netzbetreiber EE-Anlagen zudem nach § 13 Abs. 2 EnWG entweder direkt oder über die Kaskade abregeln.

Der Status quo des Einspeisemanagements erfolgt über eine kaskadierte Struktur und einem Istwert-basierten-Prozess. Das Prinzip der Kaskade für die Netzengpassbehebung ist als Branchenlösung in der VDE-AR-N 4140 detailliert beschrieben. Die VDE-Anwendungsregel trifft Regeln für das Zusammenwirken der Netzbetreiber bei Gefährdungen der Systemsicherheit. Sie stellt damit eine prozessuale Ausgestaltung der §§ 13, 14 EnWG dar und adressiert dabei insbesondere das Zusammenspiel bei Netzengpässen und Systembilanzabweichungen.

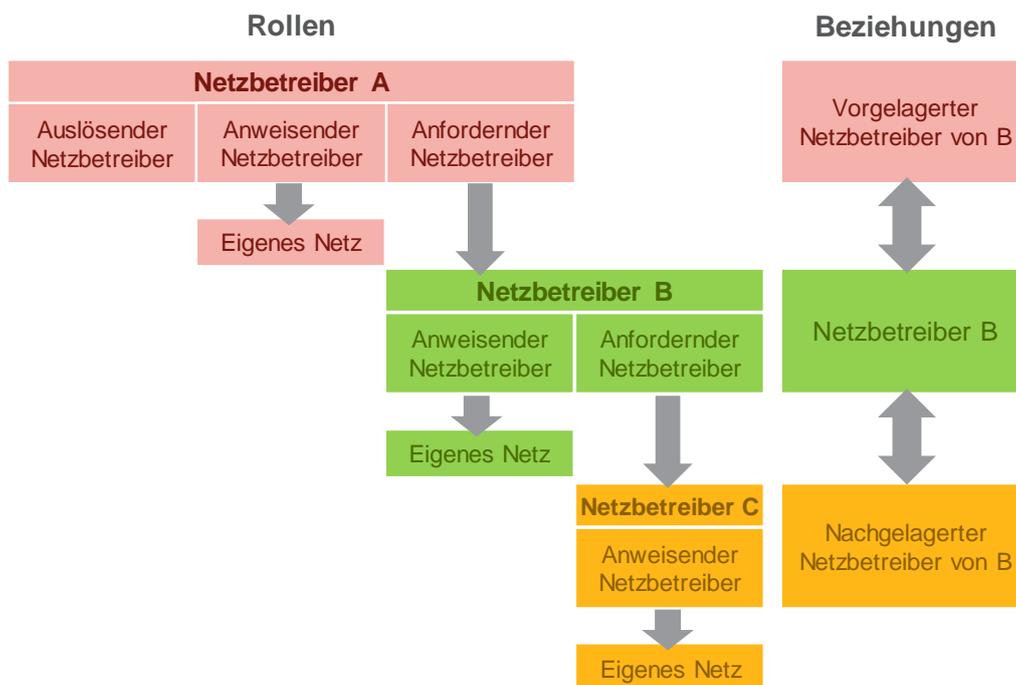


Abbildung 5.3: Zusammenarbeit unterschiedlicher Netzbetreiber und funktionale Rollen in der Kaskade.⁸¹

Die Verhältnisse mehrerer hintereinander gelagerter Netzbetreiber und ihre Rolle im Prozess des Einspeisemanagements werden in Abbildung 5.3 veranschaulicht. Zunächst ist die Rolle des **verantwortlichen (auslösenden) Netzbetreibers** zentral (Netzbetreiber A), der einen drohenden Engpass im eigenen Netzgebiet detektiert. Dieser prüft zunächst, ob netz- und marktbezogene Maßnahmen ausgeschöpft sind und kann dann sowohl in seinem Netzgebiet

⁸¹ Ecofys nach VDE-AR-N4140.

als **anweisender Netzbetreiber**⁸² auftreten als auch zusätzlich als **anfordernder Netzbetreiber** Maßnahmen bei einem untergelagerten Netzbetreiber anfragen. Ist die Kaskade mehrstufig, tritt der nachgelagerte Netzbetreiber B wiederum als verantwortlicher und anfordernder Netzbetreiber auf. Eine Besonderheit der Kaskade ist, dass derzeit keine direkte Einbindung der Marktakteure vorgesehen ist. Die Auslösung des Signals zur Leistungsanpassung erfolgt direkt über den Netzbetreiber.

Weiterhin ist für das Verständnis des EinsMan-Prozesses elementar, dass dieser derzeit in der Regel auf **Istwerten**, also gemessenen Leistungsflüssen, beruht. Um die Netzsicherheit zu jedem Zeitpunkt aufrecht zu erhalten, darf es nicht zu einer Grenzwertverletzung kommen. Daher wird ein **Warnwert** definiert, der eine mögliche künftige Grenzwertverletzung frühzeitig anzeigt. Steigt die Spannung oder Strombelastung bei einem Betriebsmittel weiter und wird der **Alarmwert** erreicht, ist der sichere Netzbetrieb nicht mehr sichergestellt und es müssen unverzüglich Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG oder § 13 Abs. 2 EnWG bzw. Maßnahmen im Rahmen der Kaskade angewiesen werden. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der **Grenzwert** nicht überschritten wird.

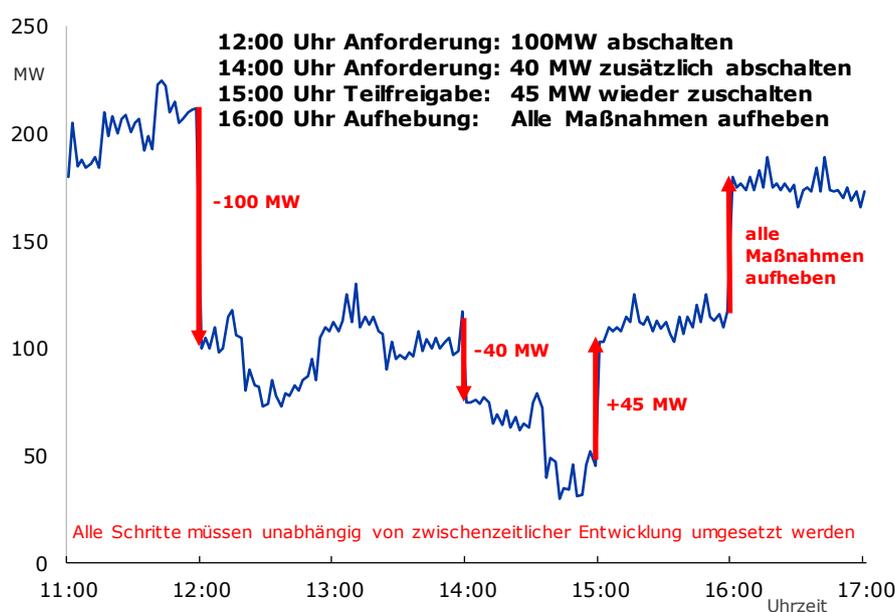


Abbildung 5.4: Beispiel für die schrittweise Durch- und Zurückführung einer Leistungsanpassung über die Kaskade.⁸³ (Quelle: VDE-AR-N4140).

Ein exemplarischer Leistungsfluss im Netzgebiet eines verantwortlichen Verteilnetzbetreibers ist in Abbildung 5.4 (links) dargestellt. Es wird deutlich, dass nicht auf genaue Zielwerte geregelt werden kann, sondern lediglich Leistungseinsenkungen, bezogen auf die jeweiligen Istwerte, angewiesen werden. Die Anforderung des übergelagerten Netzbetreibers enthält Angaben zum Start- und – falls a priori möglich – zum Endzeitpunkt sowie die Höhe der benötigten Leistungsanpassung. Der anweisende Anschlussnetzbetreiber setzt die Maßnahme über Steuersignale zur

⁸² Der FNN verwendet hier den Begriff ausführender Netzbetreiber.

⁸³ Ecofys nach VDE-AR-N4140.

Wirkleistungsbegrenzung bei den Anlagen in seinem Netzgebiet um. Nach Wegfall der Gefährdung erfolgt eine Teilfreigabe oder vollständige Aufhebung der Leistungsbegrenzung durch den vorgelagerten Netzbetreiber.

Zu beachten ist bei der Istwert-basierten EE-Abregelung, dass die Sendung des Steuersignals nicht direkt zu der gewünschten Leistungsbegrenzung führt, sondern nur bis zur Schnittstelle (technische Einrichtung gemäß § 9 EEG) gesendet wird und erst anlagentechnisch in eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung umgesetzt werden muss. Theoretisch wäre daher auch ein Konflikt mit anderen parallel versendeten Steuersignalen, etwa durch die Kommunikationseinrichtung des Direktvermarkters oder eine fehlerhafte technische Implementierung, beispielsweise wenn der Signalweg bei Rundfunk gestört ist, denkbar. Allerdings ist die technische Verfügbarkeit und Überprüfbarkeit bei größeren Erzeugungseinheiten mit Anschluss an die Mittel- und Hochspannung in der Regel gegeben, da diese in Regionen mit einem hohen EinsMan-Aufkommen über Fernwirktechnik angebunden sind. Der Konflikt mit parallel versendeten Steuersignalen⁸⁴ bleibt aber auch hier gegeben.

Neben dem skizzierten Istwert-basierten Prozess der Kaskade existieren etablierte Planwert-basierte Prozesse der ÜNB, wie sie etwa nach § 13 Abs. 1 EnWG durchgeführt werden. Maßgeblich für die Wirkleistungsanpassung kurz vor physischer Lieferung sind hier nicht der gemessene Leistungsfluss über ein Betriebsmittel in Echtzeit, sondern angemeldete Einsatzfahrpläne von Erzeugungsanlagen im Rahmen der rollierenden Betriebsplanungsprozesse der ÜNB. Die Abschätzung der notwendigen Leistungsreduktion und Auswahl der Anlagen erfolgt hier in einem Planungsprozess, der eine Woche vor der physischen Lieferung beginnt. Durch verschiedene verbindliche Zeitfenster können Engpässe aus der Gesamtschau von Planungsdaten und Netzmodellen frühzeitig erkannt werden, sodass entweder eine Änderung von Kraftwerkseinsatzplänen (Redispatch) oder ein Ausgleich im Markt für engpassbedingte energetische Fehlmengen (kurzfristige Handelsgeschäfte) veranlasst werden kann. Eine weitere wesentliche Unterscheidung ist, dass die Anforderung zur Leistungsanpassung der Netzbetreiber an den Einsatzverantwortlichen beziehungsweise den Marktakteur geht, der seine Fahrpläne entsprechend eigenständig anpasst. Die eigentliche Leistungsanpassung erfolgt in diesem Prozess selbst über den Marktakteur und nicht über den Netzbetreiber wie beim Einspeisemanagement. Konflikte mit parallel versendeten Steuersignalen treten hier nicht auf. Im Gegensatz zum Einspeisemanagement werden bei Redispatch-Maßnahmen VNB derzeit nicht in Rahmen einer Kaskade eingebunden, die Anforderung erfolgt direkt zwischen ÜNB und Marktakteur.

In der nachfolgenden Abbildung sind die zwei beschriebenen Instrumente und deren wesentliche Unterschiede bei der Einbindung der Akteure und der zeitlichen Abfolge der Prozesse veranschaulicht.

⁸⁴ In der Regel ist in der Anlage keine Rangfolgeregelung implementiert. Technisch ist zu erwarten, dass jeweils das niedrigere Signal die tatsächliche Anpassung vorgibt. Beispiel: Direktvermarkter reduziert auf 0 %. Netzbetreiber reduziert auf 50 %. Die tatsächliche Einspeisung sinkt vorerst auf 0 %. Sofern der Netzbetreiber das Signal aufhebt, steigt die Einspeisung nicht an, was aus Sicht des Netzbetreibers an der Windgeschwindigkeit oder am Direktvermarkter liegen kann. Vermutet er die Windgeschwindigkeit als Ursache, kann es sehr kurzfristig zu ungewollten Grenzwertverletzungen kommen, sobald der Direktvermarkter das Signal aufhebt.

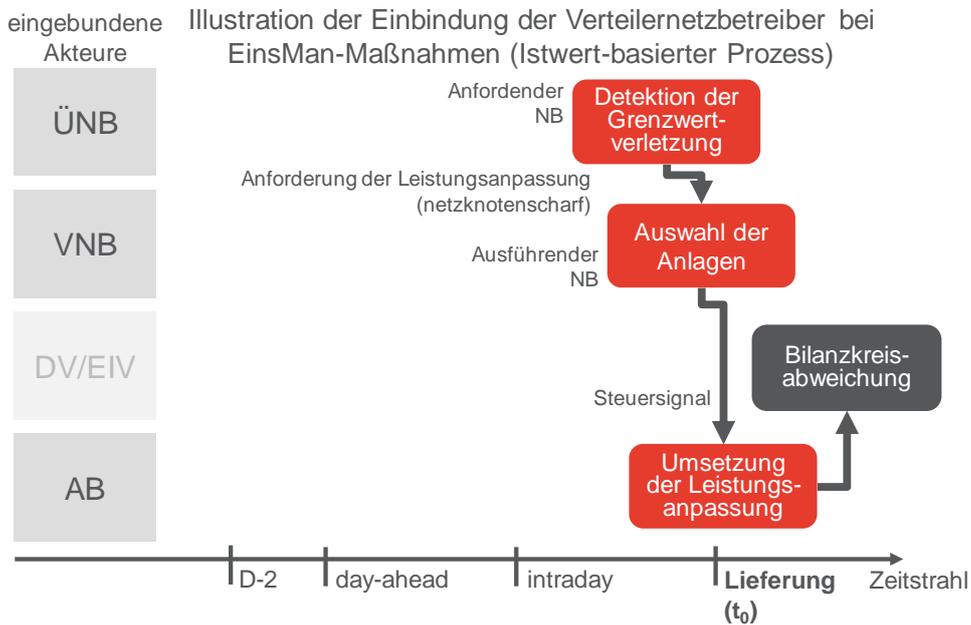
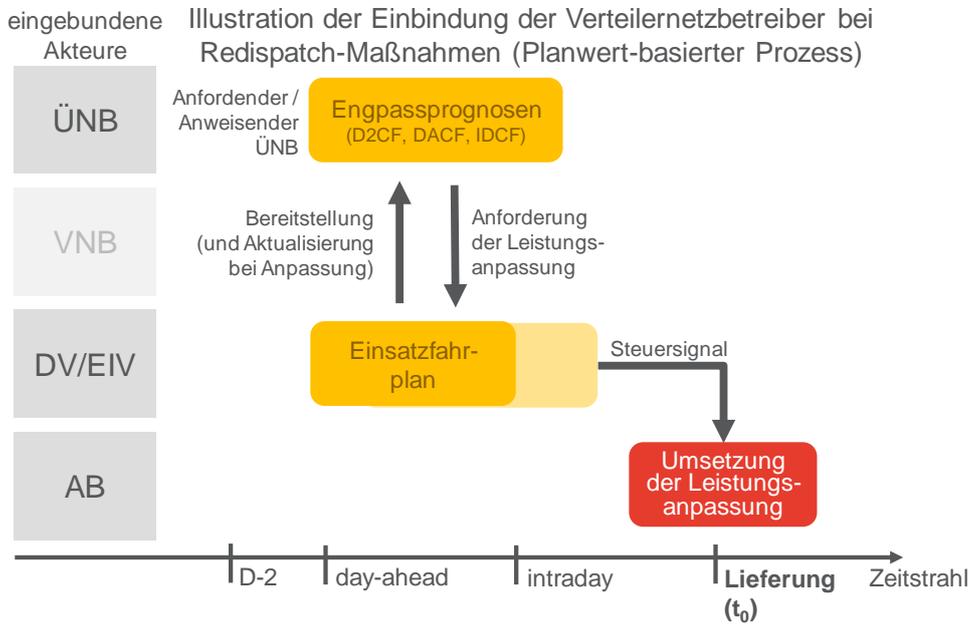


Abbildung 5.5: Gegenüberstellung der Art der Einbindung der VNB im Rahmen der aktuellen Instrumente zur Netzengpassbehebung, Exemplarische Illustration der VNB-Einbindung in Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG (oben) und EinsMan-Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG im Rahmen der Kaskade und der roten Phase (unten).⁸⁵

⁸⁵ Ecofys.

5.4 Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Maßnahmen der Verteilernetzbetreiber

In diesem Abschnitt geben wir einen Überblick zu Herausforderungen, die bei einer Weiterentwicklung der Maßnahmen der VNB zu berücksichtigen sind. Für die Übersicht unterscheiden wir Maßnahmen zur Netzengpassbehebung in vier grundsätzlichen Stufen: **Potenzialermittlung, Dimensionierung, Anweisung und Abrechnung**. Hierzu werden die betroffenen Prozesse zunächst kurz beschrieben, um dann auf die Problemstellungen einzugehen und Lösungsansätze aufzuzeigen.

- Zunächst muss eine **Ermittlung des technisch nutzbaren Potenzials** erfolgen, um die Höhe der möglichen Leistungsabsenkung (beispielsweise Stellbereiche) sowie die Standorte der Anlagen berücksichtigen zu können. Neben den Stammdaten der Anlagen und deren Position im Netz sind für die Einbeziehung in Planwert-basierte Verfahren zumindest aggregierte Einsatzplanungsdaten (mit Informationen zur Verfügbarkeit der Anlagen) erforderlich, um sicherzustellen, dass das Potenzial auch zum benötigten Zeitpunkt zur Verfügung steht.
- In einem zweiten Schritt muss die Netzengpassmanagementmaßnahme **dimensioniert** werden. Dabei werden anhand der prognostizierten Engpässe Leistungseinsenkungserfordernisse an einem bestimmten Punkt im Netz beziehungsweise für Netzbetriebsmittel definiert und zur Verfügung stehende Anlagen bestimmt, um diese zu bewirken. Zusätzlich sollte hier zweckmäßigerweise bereits die Ermittlung des erforderlichen energetischen Ausgleichs erfolgen, um negative Auswirkungen auf die Einhaltung der Systembilanz zu vermeiden.
- Bei der **Anweisung** der Maßnahmen stehen technische und koordinierende Gesichtspunkte im Vordergrund. Aktuell sind diese bei netzbetreiberübergreifenden Maßnahmen im Rahmen der Kaskade geregelt, erfolgen aber nur auf Basis von Istwerten. Fraglich ist, inwiefern sich dieser Prozessschritt bei der vermehrten ergänzenden Nutzung von Planwerten vereinfacht beziehungsweise angepasst werden muss. Bei konventionellen Redispatch-Maßnahmen erfolgt parallel zur Anweisung auch der bilanzielle Ausgleich. Bei der Einführung eines Prozesses zum bilanziellen Ausgleich seitens der Verteilernetzbetreiber könnte dieser im Schritt Anweisung oder Abrechnung integriert werden.
- Im letzten Schritt der **Abrechnung** werden Höhe und Dauer der Leistungsanpassungen erfasst und die jeweils richtige Entschädigungshöhe ermittelt.

Der grundsätzliche Einbezug von dezentralen Erzeugungsanlagen durch die VNB mittels Planwert-basierter Prozesse birgt dabei einige Herausforderungen, wie der Vergleich mit Problemstellungen im aktuellen Prozess der Kaskade zeigt. Abbildung 5.6 ordnet zunächst den vier Stufen die aktuellen Prozesse aus der Kaskade zu. Nachfolgend gehen wir dann auf die zu adressierenden Herausforderungen bei der Entwicklung und Einführung grundsätzlicher neuer Planwert-basierter Konzepte ein.

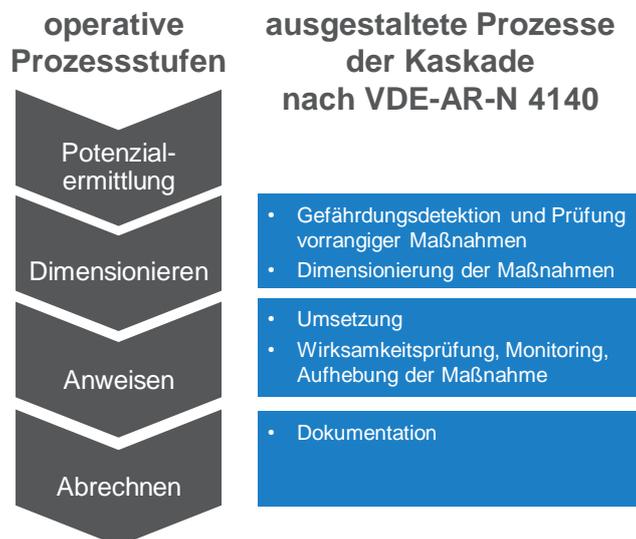


Abbildung 5.6: Mapping des operativen Prozesses für die Einbeziehung von EE-Anlagen in Planwert-basierte Redispatch-Prozesse und Prozessen der Kaskade. ⁸⁶

- Für die **Potenzialermittlung** ist hier vor allem die Verfügbarkeit von regional aufgelösten Einsatzplanungsdaten für EE-Anlagen zu nennen, da Prognosen durch die Direktvermarkter bislang lediglich für das gesamte Portfolio erstellt werden. Zusätzlich ist bislang keine Kommunikation von Planungsdaten dezentraler Erzeugungsanlagen (beispielsweise vom Direktvermarkter) an VNB vorgesehen. Die Verlässlichkeit der Netzengpassprognose wird maßgeblich von der Erzeugungssituation geprägt, weshalb die Planungsdaten bei Einbeziehung fluktuierender EE-Anlagen eine fortlaufende untertägige Aktualisierung erfordern. Auf welchem Aggregationslevel Prognosen und Fahrpläne für Erzeugungseinheiten erstellt werden und durch wen dies erfolgt, sind derzeit offene Fragestellungen.
- Im Prozessschritt der **Dimensionierung** könnte sich die Verlässlichkeit von Prognosen bei hohen Vorlaufzeiten, beispielsweise am Vortag, ebenfalls als kritisch erweisen. Prognoseabweichungen können dabei entweder zu deutlicher Überabregelung führen (zu große Menge prognostiziert) oder nachträgliche Abregelung im Istwert-basierten Verfahren erforderlich machen (zu geringe Menge prognostiziert). Eine Schwierigkeit ist hier auch eine möglichst transparente beziehungsweise nachvollziehbare Netzengpassprognose, die aus Gründen der Vergleichbarkeit nach standardisierten Prozessen mit geeigneten Schnittstellen zu den ÜNB erstellt werden sollte. Weiterhin erscheint es schwierig, eine geeignete Abgrenzung zwischen ÜNB- und VNB-Maßnahmen zu treffen, da diese untereinander möglichst einheitlich sein sollten und alle Engpässe adressieren können sollten. Dabei ist auch fraglich, inwiefern VNB-Maßnahmen in ÜNB-Maßnahmen angerechnet werden sollten, etwa wenn die Behebung eines vertikalen Engpasses im Verteilernetz gleichzeitig einen horizontalen Engpass im Übertragungsnetz entlastet. In diesen Fällen ist auch unklar, wie das eventuelle finanzielle Risiko zwischen den Netzbetreibern allokiert wird. Eine Situation, in der Netzbetreiber aufgrund eines vermuteten Bedarfs des jeweils anderen Netzbetreibers strategisch keine

⁸⁶ Ecofys nach VDE-AR-N 4140

Dimensionierung vornehmen, ist zu vermeiden. Aus prozessualer Sicht wird eine Herausforderung darin bestehen, funktionierende Planungsprozesse zwischen ÜNB und VNB zu etablieren, da die Koordination im Rahmen der Kaskade bislang weitestgehend im Echtzeitbetrieb erfolgt. Dabei sollte abgewogen werden, dass aufwendige Planungsprozesse u. U. nur von VNB zu etablieren sind, die Maßnahmen zur Abregelung im relevanten Umfang durchführen.

- Im Prozessschritt des **Anweisens** erscheint vor allem die Koordinierung zwischen allen Netzbetreibern und Marktakteuren herausfordernd zu sein, da bei unzureichender Kommunikation sowie großer Abweichung von Planung und tatsächlichen Werten energetische oder bilanzielle Fehlmengen entstehen können. Dabei wird es auch entscheidend darauf ankommen, ob die Leistungseinsenkung analog zum heutigen Redispatch über Anpassung von Fahrplänen oder analog zum heutigen EinsMan über Steuersignale der Netzbetreiber erfolgt. Im ersten Fall ist die Anweisung des Netzbetreibers mit der Information an dem Markt gekoppelt. Im zweiten Fall wäre ein zusätzlicher Informationsweg und Prozess erforderlich, um die rechtzeitige Information der Marktteilnehmer zu gewährleisten und Konflikte einer parallelen Regelung sicher zu vermeiden. Im aktuellen Einspeisemanagement sind insbesondere Defizite bei der Kommunikation zwischen Marktakteuren und Netzbetreibern festzustellen, während Netzbetreiber untereinander auf einen definierten Prozess zurückgreifen können. Dennoch erfolgt auch hier zumindest im Regelfall kein aus Gründen der Systembilanz anzustrebender energetischer Ausgleich.
- Im aktuellen Regime ist die Abrechnung von Entschädigungen durch EinsMan-Maßnahmen über einen Zeitraum von bis zu drei Jahren möglich, während die **Abrechnung** bei marktbezogenen Maßnahmen im Rahmen des MaBiS-Prozesses innerhalb von 40 Tagen erfolgen muss. Für die Verknüpfung von Prozessen der ÜNB und VNB müsste das Abrechnungsintervall ebenfalls an aktuelle MaBiS-Prozesse angeglichen werden.

Die Einführung von Planwert-basierten Konzepten für EinsMan-Prozesse an der Schnittstelle zwischen den ÜNB und VNB bringt einschneidende Veränderungen mit sich. Um die VNB in die Lage zu versetzen, Engpässe im Verteilernetz effizient und effektiv zu adressieren, sehen wir folgende Voraussetzungen:

- Erstellung verlässlicher DA- und ID-Prognosen der Engpässe, EE-Einspeisung und Last in hoher regionaler Auflösung im Verteilernetz (beispielsweise netzknottenscharf); hierbei sind die Anforderungen aus der Verpflichtung zur DA-Engpassprognose im Rahmen der Umsetzung europäischer Netzkodizes zu berücksichtigen (insbesondere GLDPM-Prozess im Rahmen des CACM).
- Erweiterung des Datenaustauschs (z. B. Einsatzplanungsdaten, geplante Abregelung, Nichtverfügbarkeiten) in einem geeigneten Planungsprozess mit neuen Schnittstellen zu ÜNB und Direktvermarktern. Neben den bereits etablierten Prozessen mit den ÜNB sehen wir insbesondere den Bedarf zusätzlicher Schnittstellen zu Marktakteuren. In der Branche werden dabei derzeit drei wesentliche Konzepte diskutiert: Zentrales Modell über ÜNB, Kaskadenmodell mit VNB als Zwischenglied und neutrale Plattform. Grundsätzlich erscheint eine einheitliche Branchenlösung zur Regelung des Datenaustauschs sinnvoll.
- Konsistente Gestaltung des VNB-Prozesses für Engpässe im Verteilernetz zum ÜNB-VNB-Prozess. Beide Prozesse sollten auf den gleichen Grundprinzipien aufbauen (beispielsweise energetischer-bilanzieller Ausgleich der Abregelung durch Netzbetreiber, Technologieauswahl, Risikoallokation / Kostenwälzung).

- Der Datenaustausch von Marktdaten (Einsatzplanungsdaten) erfordert eine konsequente Fortsetzung des Unbundlings, vergleichbar zu den bestehenden Rahmenbedingungen bei der Bewirtschaftung von Differenzmengen-Bilanzkreisen durch die VNB.
- Komplexere Prozesse / Maßnahmen erfordern höhere Transparenz, beispielsweise einheitliche und öffentliche Register der Maßnahmen, um Akzeptanz und Validierung der umgesetzten Einsätze zu gewährleisten.

5.5 Spezifische Herausforderungen bei der Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen für Bilanzkreisverantwortliche

Das heutige Einspeisemanagement nach § 13 Abs. 2 EnWG erfolgt ad-hoc auf der Basis von Istwerten ohne energetisch-bilanziellen Ausgleich und ohne genauer Vorabinformation an den BKV seitens der Netzbetreiber. Die dadurch entstehende Fehlmenge im betreffenden Bilanzkreis des BKV muss zumindest bilanziell und im Falle einer systemweiten Unterspeisung auch energetisch über Regelleistung ausgeglichen werden. Je nach tatsächlicher Über- oder Unterdeckung im betreffenden Bilanzkreis in Verbindung mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) aus der tatsächlichen Inanspruchnahme von Regelenergie ergeben sich für den BKV der abgeregelten Anlage potenziell Erlöse oder Kosten aus der zusätzlichen Bilanzkreisabweichung. Aufgrund der Leistungsabsenkung ohne energetischen Ausgleich kann die These aufgestellt werden, dass die Unterspeisung der Bilanzkreise durch Abregelung im Saldo mit der Inanspruchnahme positiver Regelenergie und damit mit Kosten einhergeht. Die Kosten hierfür wären im Zweifel unsachgemäß alloziert, da Direktvermarkter a priori keine Informationen über Istwert-basierte Abregelung haben können und in der Praxis auch nicht erhalten. Weiterhin könnten Strategien der Direktvermarkter wie etwa die präventive Nichtvermarktung dazu führen, dass die Bilanzkreistreue aufgeweicht wird und die Unsicherheit hinsichtlich der Prognose der tatsächlichen Einspeisung aus EE-Anlagen im System deutlich steigt.

Grundsätzlich kann eine Bilanzkreisabweichung zu Kosten oder Erlösen führen. Um der Frage nachzugehen, ob das Jahressaldo zu Kosten oder Erlösen führt, haben wir eine erste quantitative Einordnung auf Basis öffentlich verfügbarer Daten⁸⁷ durchgeführt. Hierfür haben wir verfügbare historische Zeitreihen zum Regelzonensaldo und der EE-Abregelung für das Jahr 2016 mit einander verschnitten, um abzuschätzen, ob und in welchem Umfang eine EE-Abregelung sich auf den Regelzonensaldo oder auf die erforderlichen Ausgleichsenergiemengen auswirkt. Als Input haben wir Zeitreihen mit 15-Minuten-Werten zum Netzregelverbund(NRV)-Saldo, dem reBAP und zur umgesetzten EE-Abregelung von TenneT, 50Hertz und e.dis verwendet. Für die Bestimmung von potenziellen Kosten oder Erlösen für die BKV haben wir die Kosten bzw. Erlöse der Ausgleichsenergie anhand des reBAP ermittelt und mit der EE-Abregelung verschnitten. Vereinfachend wurde angenommen, dass die betroffenen Bilanzkreise vor dem Eins-Man-Abruf ausgeglichen waren und keine präventive Nichtvermarktung durch die BKV oder ein sonstiger Ausgleich

⁸⁷ Um die potentiellen Auswirkungen für spezifische Direktvermarkter quantifizieren zu können, sind Informationen zu den Bilanzkreisen erforderlich. Diese lagen im Rahmen dieser Studie nicht vor. Auf Grundlage der öffentlich verfügbaren Daten haben wir deshalb eine erste Abschätzung für ganz Deutschland vorgenommen.

erfolgte⁸⁸. Die gesamte EinsMan-bedingte Ausfallarbeit in den untersuchten Netzgebieten belief sich für das Jahr 2016 auf 1,4 TWh. Abbildung 5.7 veranschaulicht die resultierende Abschätzung der monatlich summierten Kosten und Erlöse.

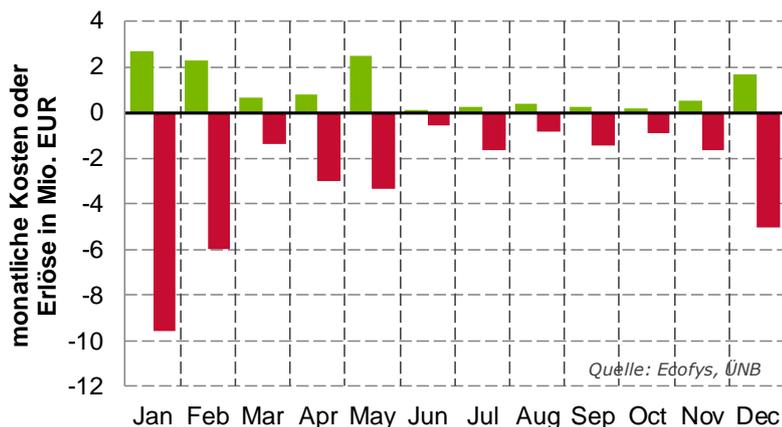


Abbildung 5.7: Abschätzung der potentiellen monatlichen Kosten oder Erlöse für Ausgleichsenergie aufgrund von Bilanzkreisabweichungen.⁸⁹

Die Analyse der empirischen Daten zeigt zwei klare Ergebnisse:

- Zum ersten führt die EE-Abregelung empirisch zu einer Unterspeisung des NRV-Saldos und damit zur Inanspruchnahme von positiver Regelenergie.
- Zum zweiten übersteigen die potenziellen Kosten die Erlöse für die BKV deutlich. Bezogen auf die Ausfallarbeit von etwa 1,4 TWh ergeben sich für das Jahr 2016 im Saldo durchschnittliche Kosten von etwa 22 €/MWh durch die Bilanzkreisabweichung.

Würde das jetzige System ohne energetisch-bilanziellen Ausgleich bzw. mit Ausgleichsmaßnahmen bei mangelhafter Informationslage bei steigender Erzeugung durch fluktuierende EE-Anlagen weiter fortgeschrieben, würde sich die Korrelation mutmaßlich noch deutlicher ausprägen, die Regelleistung stärker beanspruchen und die Kosten für Ausgleichsenergie für Direktvermarkter bzw. der Anreiz für präventive Nichtvermarktung oder einen sonstigen Ausgleich zunehmen.

Der aktuelle Entwurf des Leitfadens zum Einspeisemanagement (Version 3.0) der BNetzA⁹⁰ adressiert erstmals das Problem der zusätzlichen Kosten durch die Bilanzkreisabweichung und sieht Entschädigungsregelungen für die angefallenen Kosten durch die Netzbetreiber vor. Mit der klaren Regelung der Entschädigung würde das prinzipiell

⁸⁸ Zwei Effekte sind zu berücksichtigen: 1: In der Praxis antizipieren bzw. reagieren Direktvermarkter auf die Abregelung mit Ausgleichsmaßnahmen, weshalb es sich hier um eine worst-case Betrachtung handelt. 2: Zu berücksichtigen ist aber, dass für die Auswertung nur ein Teil der EinsMan-Maßnahmen in dem erforderlichen Datenformat zur Verfügung stand. Weshalb der Effekt wahrscheinlich unterschätzt wird und die tatsächlichen summierten Kosten und Erlöse tendenziell höher ausfallen.

⁸⁹ Ecofys auf Basis von Daten von TenneT, 50Hertz und e.dis.

⁹⁰ Online einsehbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_3_0/LeitfadenEEGEinspeisemanagement_Version3_0.pdf?__blob=publicationFile&v=2

nicht ursachengerechte Ausgleichsrisiko der Direktvermarkter entfallen. Allerdings würden die Kosten für Ausgleichsenergie aus volkswirtschaftlicher Sicht lediglich anders alloziert werden und nach wie vor in voller Höhe anfallen. Zudem erfolgt trotz der Entschädigung der bilanziellen Abweichungen weiterhin kein energetischer Ausgleich, womit EinsMan-Maßnahmen im aktuellen Regime durch Regelleistung ausgeglichen werden und potenziell ein zusätzlicher Bedarf an Regelleistung durch die Netzengpassbehebung besteht.

- Neben der zuvor beschriebenen Variante, dass die BKV für EinsMan-Abrufe entschädigt werden, da sie grundsätzlich für sie nicht antizipierbar sind, bestehen weitere Möglichkeiten, das Problem der Abweichungen zu lösen.
- Zum einen besteht die Möglichkeit, dass die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich der EinsMan-Maßnahme bei den Direktvermarktern verbleibt, diese aber mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf über die Abregelung informiert werden, sodass sie ihren Bilanzkreis über Handelsgeschäfte besser ausgleichen können. Ein Branchenvorschlag des BDEW zur besseren Verzahnung der Prognose- und Planungsprozesse zwischen Netzbetreibern und Direktvermarktern⁹¹ greift diese Variante gedanklich auf.
- Eine dritte Variante besteht darin, dass der energetisch-bilanzielle Ausgleich grundsätzlich von dem verantwortlichen Netzbetreiber geleistet wird. Dieses Variante wird im Detail im Kapitel zum energetisch-bilanziellen Ausgleich beschrieben. Der Vorteil bestünde bei dieser Variante darin, dass der verantwortliche Netzbetreiber die umfangreichsten und verlässlichsten Informationen zur Netzengpasssituation hat und damit mutmaßlich die beste Prognose über EinsMan-Maßnahmen treffen könnte.

Angesichts der Korrelation zwischen Ausgleichsenergiekosten und EinsMan-Abrufen sowie der wahrscheinlichen Verstärkung des Zusammenhangs bei steigenden Durchdringungen mit EE-Anlagen scheint der energetisch-bilanzielle Ausgleich von EinsMan-Abrufen erstrebenswert. Einerseits dürfte die frühzeitige Anpassung der Erzeugung über Fahrplanänderungen und Handelsgeschäfte zu sinkenden volkswirtschaftlichen Kosten führen und andererseits berührt die zusätzliche und unnötige Inanspruchnahme von Regelleistung Fragen der Systemsicherheit. Die Voraussetzung hierfür liegt in der Transformation des heutigen EinsMan in einen Planwert-basierten Prozess. Die Vorschläge beziehungsweise Übergangslösungen der BNetzA zur Entschädigungsregelung und vom BDEW sollten nur als temporäre Übergangslösungen dienen, da Systembilanzabweichungen durch die EE-Abregelung nicht zuverlässig vermieden werden können.

5.6 Spezifische Herausforderungen bei der Erstellung regionaler Einspeiseprognosen für zukünftige Instrumente der Verteilernetzbetreiber zur Netzengpassbehebung

Eine zentrale Herausforderung bei der Überführung und Einbindung der dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilernetz in Planwert-basierten Prozesse der VNB liegt in der Erstellung von Einsatzfahrplänen für dargebotsabhängige Erzeugungseinheiten, die wiederum als wesentliche Grundlage für die Engpassprognose dienen. In aktuellen Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für Engpassprognosen sind ausschließlich dargebotsunabhängige Einspeiser enthalten. Signifikante Prognoseabweichungen im zeitlichen Verlauf treten hier praktisch nicht auf. Dementgegen sind bei Einsatzfahrplänen von EE-Anlagen im Zeitverlauf signifikante Differenzmengen durch Prognoseabweichungen

⁹¹ BDEW (2017): Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen, online einsehbar unter: [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/A892032E9FC61248C1258163002D230D/\\$file/2017-07-18%20Informationsbereitstellung%20bei%20EinsMan_extern.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/A892032E9FC61248C1258163002D230D/$file/2017-07-18%20Informationsbereitstellung%20bei%20EinsMan_extern.pdf)

zu erwarten, die umso höher werden, je größer die regionale Auflösung ist. Fraglich ist zudem, wer welche Art von Prognosen erstellt und wie die Allokation des Prognoserisikos erfolgt. Nachfolgend ordnen wir die Bedeutung von Prognoseabweichungen für die Erstellung von Engpassprognosen im Verteilernetz ein und leiten daraus erste Anforderungen für eine mögliche Weiterentwicklung der Instrumente der VNB ab.

In Anlehnung an aktuelle Betriebsplanungsprozesse der ÜNB unterscheiden wir drei relevante Zeitbereiche für die Bereitstellung von Informationen zu der geplanten Erzeugung:

- Prognosen mit einer **Vorlaufzeit von einer Woche** für die Kapazitätsplanung und im sogenannten **day-2-ahead Prozess** für die Kontrahierung von Reservekraftwerken.
- **Nach Marktschluss am day-ahead** Spotmarkt werden Netzengpassprognosen erstellt und auf dieser Basis Fahrplanänderungen veranlasst. Eine notwendige Bedingung dazu ist die Meldung von Einsatzfahrplandaten bis 15:30 des Vortags.
- Im Laufe des Tages erfolgen **untertägige Anpassungen** der Engpassprognosen. Ein Ausgleich über Handelsgeschäfte ist dabei theoretisch bis Handelsschluss also 30 Minuten und innerhalb einer Regelzone bis 5 Minuten vor Echtzeit möglich.

Für Netzengpassprognosen sind vor allem die Vorhersagehorizonte day-2-ahead, day-ahead und intraday relevant. Zusätzlich erfordert die Planung des Netzengpassmanagements auf Verteilernetzebene eine hohe räumliche Auflösung der Einspeisung, um die potenzielle Wirkung von Leistungsänderungen auf einzelne Netzknoten bestimmen zu können. Einsatzfahrplandaten von konventionellen Kraftwerken werden derzeit blockscharf übermittelt. Dementgegen werden Einsatzfahrpläne der Direktvermarkter für EE-Einspeisung im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung regelzonenscharf an die ÜNB übermittelt. Schließlich wäre in Anlehnung an den etablierten Prozess der Kaskade eine netzknotenscharfe Auflösung von Erzeugungsfahrplänen denkbar.

Damit ergeben sich drei grundsätzliche Anforderungsebenen an Prognosen der EE-Erzeugung für Einsatzfahrpläne im Rahmen der Engpassprognose.

- Prognosegüte;
- **zeitlicher** Vorhersagehorizont (week-ahead, day-2-ahead, day-ahead, intraday);
- **räumliche** Auflösung (anlagenscharf, netzknotenscharf, regelzonenscharf).

Für die Prognoseerstellung werden unterschiedliche Inputvariablen herangezogen. Neben Satellitendaten und historischen Daten können für anlagenscharfe Prognosen Umgebungsdaten Eingang finden. Für Prognosen der Solarstrahlung finden zusätzlich Persistenzansätze Eingang. Mittlerweile werden viele Prognosen mit neuronalen Netzen erstellt, die verschiedene Daten als Input nutzen können. In jedem Fall gilt, dass die Prognosegüte mit größer werdendem Zeitfenster und geringer werdender regionaler Auflösung abnimmt. Daraus lassen sich zwei Extremfälle konstruieren:

- Eine Prognose für die EE-Einspeisung mit geringstmöglicher Prognoseabweichung zur tatsächlichen Einspeisung hätte einen zeitlichen Horizont kurz vor physischer Lieferung und eine räumliche Auflösung einer gesamten Regelzone;

- Dementgegen hätte eine denkbare Prognose mit einem zeitlichen Horizont von einer Woche Vorlauf und in der räumlichen Auflösung einer Anlage eine höchstmögliche Prognoseabweichung.

Daraus ergibt sich das Spannungsfeld, dass die verschiedenen Anforderungsebenen im Zielkonflikt miteinander stehen. Für die Engpassprognose sind Einsatzfahrpläne mit geringer Prognoseabweichung, aber mit hoher räumlicher Auflösung und einem hohen zeitlichen Vorlauf erforderlich.

Im Hinblick auf die räumliche Auflösung lässt sich festhalten, dass Prognosefehler sich stärker überlagern, wenn die betrachteten Anlagen eine geringere Entfernung zueinander aufweisen. Abbildung 5.8 veranschaulicht die Korrelation von Prognosefehlern in Abhängigkeit von der Entfernung. Die Datenbasis besteht aus historischen Daten von zwei Stunden im Voraus prognostizierten Werten sowie tatsächlicher Leistung von Windparks über den Zeitraum von einem Jahr. Es lässt sich klar erkennen, dass die Korrelation mit sinkender Entfernung zunimmt, die Prognosegüte für eine Anlagenpopulation in räumlicher Nähe also abnimmt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass ein größerer Ausdehnungsbereich (etwa eine Regelzone) zu Ausgleichseffekten führt. Um eine geeignete räumliche Aggregationsebene zu bestimmen, sind jedoch weitere quantitative Analysen erforderlich, die die Prognosegüte anhand der für Engpassprognose geeigneten räumlichen Aggregationsebenen (beispielsweise anlagenscharf, netzknotenscharf und regelzonenscharf) vergleichend bewerten.

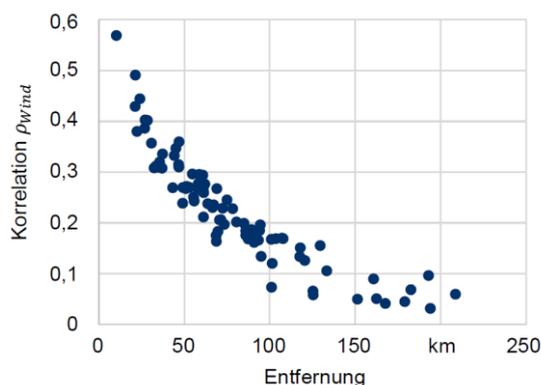


Abbildung 5.8: Korrelation des Windprognosefehlers von Windparks in Abhängigkeit der Entfernung zueinander.⁹²

Die vergleichende Bewertung der Prognosegüte im zeitlichen Verlauf erfolgt in der Regel anhand der mittleren quadratischen Abweichung (nRMSE) zwischen der prognostizierten und tatsächlichen Einspeisung. Für regelzonenscharfe Wind-Prognosen im day-ahead liegen die normalisierten RMSE-Werte derzeit zwischen 4 und etwa 8 %. Abbildung 5.9 veranschaulicht die Entwicklung der Prognoseabweichung im Verlauf des gewählten Zeithorizonts auf Basis eines modellierten Verlaufs der erwarteten Prognoseabweichungen (RMSE in GW) für das

⁹² J. Sprey, A. Klettke, und A. Moser, „Stochastische Abhängigkeit von Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Einspeisung“, vorgestellt auf dem 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 10.-12. Feb., 2016, online einsehbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/kf/Ses-sion_C2/KF_Klettke.pdf.

Jahr 2030 für die gesamtdeutsche Windeinspeisung auf Basis von Stützpunkten aus der BMU Leitstudie von 2011.⁹³ Es lässt sich gut erkennen, dass die Prognoseabweichung mit größer werdendem Prognosehorizont zunimmt und umso besser ist, je näher die Prognose an die Echtzeit kommt. Ähnliches gilt für die Solarstromerzeugung. Bei der Darstellung ist zu berücksichtigen, dass es sich hier um eine gemittelte Abweichung handelt. Die Extremwerte der day-ahead Prognosefehler der gesamtdeutschen Windstromerzeugung betragen im Jahr 2016 zwischen -25 % und + 19 % der installierten Windleistung.⁹⁴

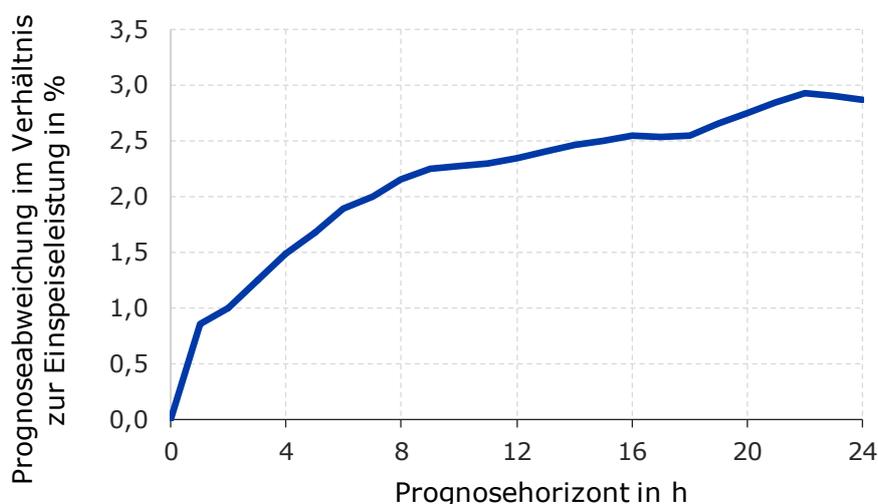


Abbildung 5.9: Modellierte mittlere quadratische Abweichung der Prognose von der Windstromerzeugung in Abhängigkeit des Prognosehorizonts in %.⁹⁵

Damit lässt sich festhalten, dass die Erstellung verlässlicher Erzeugungsprognosen für die Nutzung in Betriebsplanungsprozessen doppelt herausfordernd ist. Zum einen führt der große Prognosehorizont zu größeren Abweichungen, die für einzelne Zeitpunkte noch größer ausfallen können. Zum anderen überlagern sich Prognosefehler umso stärker, je kleiner das Aggregationslevel wird. Je nach Aggregationsebene kommen Ausgleichseffekte daher deutlich weniger zum Tragen, als es bei Portfolios von Direktvermarktern oder regelzonenscharfen Prognosen der ÜNB der Fall ist.

⁹³ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht, BMU – FKZ 03MAP146, Mrz. 2012, online einsehbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/studie-langfristszenarien.pdf;jsessionid=43B75ECA93D719547ED357AA245C2CDD?__blob=publicationFile&v=4

⁹⁴ A. Magdowski, und M. Kaltschmitt, „Prognose der Day-Ahead Wind- und Photovoltaikstromerzeugung – Einflussgrößen und Zuverlässigkeit“, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 41, H. 1, S. 57-71, Mrz. 2017.

⁹⁵ Ecofys nach D. v. Stein, „Bewertung von Pumpspeicherwerken unter Berücksichtigung erneuerbaren Energien“, Impulsvortrag, vorgestellt auf der Tagung „Pumpspeicherwerke und ihre Einbindung in die Energiewende – Stellenwert, Bedarf und Perspektiven“, Essen, 10. Jul., 2017, online einsehbar unter: http://upsw.de/files/PDF-files/20170710%20Veranstaltung%20Pumpspeicher%20Vortraege/RWTH%20Aachen%20University_Denis%20vom%20Stein.pdf.

Aufgrund der derzeit fehlenden Erfahrung mit regionalen Prognosen erscheint bei der Einführung von regionalen Einsatzfahrplänen für EE-Anlagen eine schrittweise Erhöhung der räumlichen Auflösung sinnvoll, um eine Anpassung der Prognoseprozesse zu ermöglichen. Im zeitlichen Ablauf zeigen sich Anpassungserfordernisse der Einsatzfahrpläne im hohen Umfang bis wenige Stunden beziehungsweise Minuten vor Lieferung. Dies ist bei der Weiterentwicklung geeigneter Betriebsplanungsprozesse zu berücksichtigen. Schließlich ist zu klären, welcher Akteur die regionalen Einspeiseprognosen dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen für die Netzengpassprognose erstellen sollte. Hier kommen grundsätzlich die Direktvermarkter als Einsatzverantwortliche (vergleichbar zum aktuellen Redispatch-Prozess) oder die Netzbetreiber (vergleichbar zum aktuellen EinsMan-Prozess) in Frage. Dabei ist zu beachten, dass die Erstellung von regionalen Prognosen aufgrund der Portfolio-Vermarktung aktuell nicht im Eigeninteresse der Direktvermarkter liegt. Eine zentrale offene Fragestellung bei der Festlegung ist deshalb, wie ein starker Anreiz für eine hohe Güte von regionalen Prognosen gesetzt werden kann. Neben der reinen Verpflichtung wäre auch ein finanzieller Anreiz denkbar. Beim Direktvermarkter könnte man diesen beispielsweise über Pönalen oder eine Prämie für einen Übergangszeitraum (Vergleichbar zur Managementprämie) und für den Netzbetreiber über die Regelungen zur Kostentragung von Prognoseabweichungen ausgestalten.

5.7 Zwischenfazit

Die umfangreiche Nutzung der EE-Abregelung im Verteilernetz, die ursprünglich als Notfallmaßnahme für seltene Situationen gedacht war, hat in der aktuellen Ausgestaltung in den vergangenen Jahren zu hohen Kosten, Verwerfungen in der Bilanzkreisbewirtschaftung und einer potenziellen Beeinträchtigung der Systemsicherheit geführt. Ein Ziel der Untersuchung war es daher, Vorschläge zu entwickeln, die zu einer Verbesserung der aktuellen Umsetzung durch VNB im Hinblick auf Transparenz, volkswirtschaftliche Effizienz und die Systemsicherheit beitragen.

Im Laufe des Projekts hat sich bestätigt, dass der größtmögliche Einsatz von Planwert-basierten Verfahren auch im Anwendungsbereich der Maßnahmen durch VNB anzuraten ist, da nur so die in der Zielstellung genannten Probleme adressiert werden können. Für die Entwicklung eines eigenen VNB oder VNB-ÜNB Modells sehen wir jedoch keinen Bedarf, da eine größtmögliche Konsistenz zwischen ÜNB- und VNB-Maßnahmen sowie Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 angestrebt werden soll. Die vorliegenden Schlussfolgerungen und Empfehlungen sind deshalb stark mit Analysen zum vorgeschlagenen energetisch-bilanziellen Modell und der Weiterentwicklung der Betriebsprozesse verknüpft.

Aus den Analysen des vorangegangenen Kapitels lassen sich folgende **Ergebnisse** ableiten:

- Horizontale Engpässe im Übertragungsnetz können entweder durch Redispatch oder EinsMan aufgelöst werden. Vertikale Engpässe können derzeit fast ausschließlich durch die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen beseitigt werden, so dass die Wirkung dieser Maßnahmen nicht mit dem Einsatz von konventionellen Kraftwerken abgewogen werden kann. Im Jahr 2016 entfielen knapp 40 % der abgesenkten EE-Energie auf EinsMan-Maßnahmen. Zum Großteil sind Windenergieanlagen betroffen.
- Die Anweisung von EE-Anlagen im Rahmen des EinsMan erfolgt dabei zu 96 % unter Einbindung der VNB. Der Anteil der eigenständigen VNB Maßnahmen ist mit 10 % der EinsMan-Leistungseinsenkung verhältnismäßig gering. Allerdings steigt dieser Anteil kontinuierlich und divergiert stark zwischen verschiedenen Netzregionen, sodass einige VNB in erheblichem Umfang eigenständige Maßnahmen umsetzen.

- Im Falle von räumlich und zeitlichen überlagernden Engpässen im Übertragungs- und Verteilernetz bestehen erhebliche Synergiepotenziale zwischen Maßnahmen der ÜNB und VNB. Voraussetzung hierfür ist eine umfassende Koordination und Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern.
- Aktuell existieren mit dem Istwert-basierten und dem Planwert-basierten Prozess zwei verschiedene Konzepte zum Netzengpassmanagement. Dabei ist die Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB durch die Kaskade nach VDE-AR-N 4140 lediglich für Istwert-basierte Prozesse ausgestaltet. Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs.1 EnWG sind derzeit, obschon rechtlich grundsätzlich möglich, lediglich für ÜNB praktisch etabliert anwendbar.
- Die Planwert-basierte Bestimmung der Abregelung von EE- und KWK-Anlagen sowie konventioneller Erzeugung mit einhergehender Verantwortung zum energetisch-bilanziellen Ausgleich stellt damit faktisch eine Erweiterung des Kompetenzspektrums der VNB dar. Dabei entstehen einerseits neue Abstimmungs- und Koordinationserfordernisse zwischen ÜNB, VNB und Direktvermarktern, da im Gegensatz zum derzeitigen Redispatch-Prozess eine erhebliche Anlagenzahl koordiniert werden muss. Andererseits lässt die nur stochastisch prognostizierbare Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungseinheiten nur bedingt die Erstellung zuverlässiger Fahrpläne zu, wie sie im ERRP-Prozess derzeit genutzt werden.
- Die fehlende Planbarkeit der EE-Abregelung im aktuellen Regime führt derzeit zu relevanten finanziellen Risiken und Kosten für die Vermarkter von EE-Anlagen. Grund dafür ist, dass die Vermarkter derzeit für den Ausgleich der bilanziellen Fehlmengen verantwortlich sind, aber durch den fehlenden zeitlichen Vorlauf kaum in der Lage sind, sowohl technisch geeignete als auch wirtschaftlich effiziente Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Durch diese Diskrepanz sind neben den finanziellen Auswirkungen auch negative Auswirkungen auf die Systemsicherheit bis hin zu einer Gefährdung derselben durchaus denkbar.

Handlungsempfehlungen

- VNB sollten in die Lage versetzt werden, Engpässe und EE-Einspeisung verlässlich zu prognostizieren. Hierfür ist ein gegenüber heute zusätzlicher Datenaustausch in einem geeigneten Planungsprozess mit ÜNB und Vermarktern von EE-Anlagen – unter Berücksichtigung europarechtlicher Vorgaben – erforderlich.
- Dabei ist eine konsequente Fortsetzung der Unabhängigkeit bzw. Entflechtung der unterschiedlichen Geschäftsfelder der Unternehmen (sogenanntes Unbundling) zu beachten.
- VNB werden auch künftig alternativlose EE-Abregelung in ihren Netzen durchführen. Diese sollten im Planwert-basierten ÜNB Prozess berücksichtigt werden. Nur so können alle Synergien gehoben werden.
- Konkrete Pilotprojekte der VNB, unter Einbeziehung der Direktvermarkter und ÜNB, zu Engpassprognosen und eigenständigen Planwert-basierten Maßnahmen könnten wertvolle Erkenntnisse für die Weiterentwicklung der Instrumente liefern.
- Die empfohlenen Neuregelungen zur Netzengpassbehebung sollten so ausgestaltet werden, dass die Einbindung aller zukünftigen Flexibilitätsoptionen (z. B. im Sinne des § 14a EnWG) möglich ist, ohne dass umfangreiche Anpassungen erforderlich werden.
- Dabei ist aus unserer Sicht zunächst eine möglichst weitgehende Nutzung von Planungsdaten bei Abregelungsmaßnahmen anzustreben, da dies die Grundlage für einen effizienten energetischen und bilanziellen

Ausgleich darstellt. Bei einem solchen Planwert-basierten Prozess wären zum Zeitpunkt der Planung des Netzbetriebs Daten und Informationen verfügbar, die heute erst nach Durchführung der Maßnahmen bekannt sind und somit nicht im Planungsprozess berücksichtigt werden können bzw. mit hohen Unsicherheiten antizipiert werden müssen.

- Zudem ist der Übergang der Verantwortung für den energetischen und bilanziellen Ausgleich vom Vermarkter auf den jeweiligen verantwortlichen Netzbetreiber anzustreben. Dieser verfügt in der Regel über die beste Informationslage zur aktuellen Netzbelastungssituation und ist somit in der Lage ist, die am besten geeigneten Maßnahmen zur Beseitigung von Netzüberlastungen zu ergreifen. Der zukünftige Mechanismus für den energetisch-bilanziellen Ausgleich sollte dabei nach möglichst einheitlichen Prinzipien, Verantwortlichkeiten und Prozessen für alle Netzebenen, für ÜNB und VNB gleichermaßen, erfolgen. Bei Ausgestaltung des energetisch-bilanziellen Ausgleichs als Verpflichtung muss sichergestellt werden, dass die damit verbundenen Risiken sachgerecht und rechtssicher auf die betroffenen Akteure aufgeteilt werden.
- Im Hinblick auf die Akzeptanz und Nachvollziehbarkeit von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung könnte eine Ausweitung der bestehenden gesetzlichen Informationspflichten der Netzbetreiber sinnvoll sein. Diese könnte darin bestehen, dass künftig alle Maßnahmen zur Beseitigung von Netzüberlastungen (inkl. Abregelungsmaßnahmen) in einheitlicher Form zu veröffentlichen sind.
- Die Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, regelmäßig stichprobenartig Tests der bei ihnen angeschlossenen und grundsätzlich für die Netzengpassbehebung geeigneten Anlagen durchführen. So ist sichergestellt, dass die Anlagen verlässlich ansteuerbar sind und ihr technisches Potenzial effektiv genutzt werden kann. Zukünftig gilt dies grundsätzlich auch für weitere Flexibilitätspotenziale.

6 Energetischer und bilanzieller Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen

6.1 Ziel des Arbeitspaketes

Im heutigen Rechtsrahmen besteht die Verpflichtung für Netzbetreiber, erzeugten Strom aus EE-Anlagen sowie KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen vorrangig abzunehmen. Der aktuelle Rechtsrahmen sieht derzeit allerdings verschiedene Ausnahmen von dieser generellen Abnahmepflicht vor. Diese sind insbesondere in Fällen anzuwenden, in denen der in diesen Anlagen produzierte Strom auch nach Ausschöpfung prioritär zu ergreifender Maßnahmen nicht sicher über das Elektrizitätsversorgungsnetz transportiert werden kann. Bei derartigen Maßnahmen stellt sich zwangsläufig die Frage nach dem notwendigen Bilanzausgleich für die abgeregelte EE- bzw. KWK-Einspeisung sowohl in physikalischer (im Folgenden energetischer) wie in bilanzieller Hinsicht.

Derzeit werden Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber angefordert, wenn konkrete Netzengpässe bestehen oder im Kurzfristbereich absehbar sind, die nicht durch marktbasierter Maßnahmen nach § 13 Abs.1 Nr. 2 EnWG behoben werden können. Dabei erfolgt die Abregelung zur Gewährleistung einer höchstmöglichen Abnahme von EE-Strom und KWK-Strom hauptsächlich auf Basis von Ist-Werten, so dass die Ausführung der EinsMan-Maßnahmen im Rahmen der Betriebsführung und nicht der Betriebsplanung erfolgt. Im Regelfall erfolgt kein gezielter energetischer Ausgleich für die Abregelung, sondern dieser wird hauptsächlich durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie realisiert. Daraus resultiert auch unmittelbar, dass die Einhaltung der Systembilanz (der energetische Ausgleich) über Regelleistungseinsatz sichergestellt werden muss. Dies kann insbesondere bei hohen Abregelungsmengen potentiell problematisch werden.

Die Abregelung von EE- und KWK-Einspeisung führt zunächst zu einem Ungleichgewicht in der Systembilanz. Um diesen physikalischen Effekt zu egalisieren, erfolgt ein sogenannter **energetischer Ausgleich**, bei dem das Gleichgewicht bspw. über gezielte Anweisungen an Kraftwerke zur Erhöhung der eingespeisten Leistung oder Stromhandelsgeschäfte, aber auch über Inanspruchnahme von Regel- bzw. Ausgleichsenergie wiederhergestellt wird.

Darüber hinaus differenziert man weiterhin zwischen einem **finanziellen** und einem **bilanziellen Ausgleich**. Bei einem finanziellen Ausgleich wird die Frage der Erstattungsfähigkeit mit dem energetischen Ausgleich angefallener Kosten behandelt. Beispielsweise können dem BKV mit Einspeisemanagementmaßnahmen verbundene Kosten für den Ausgleich erstattet werden, die diesem ggf. für den Ausgleich der abgeregelten EE- bzw. KWK-Stroms angefallen sind. Bei einem bilanziellen Ausgleich wird der Bilanzkreis des BKV durch eine Ersatzlieferung für die abgeregelte Energie ausgeglichen, so dass die Entstehung von Ausgleichsenergiekosten vermieden wird und entsprechend kein finanzieller Ausgleich für Ausgleichsenergiekosten notwendig ist.

Der bilanzielle und finanzielle Ausgleich ist im derzeitigen Prozess nicht klar geregelt und kann zu einer einseitigen Allokation finanzieller Risiken auf einzelne Akteure führen. Fraglich ist, ob für Anlagenbetreiber bzw. Bilanzkreisverantwortliche entstehender Aufwand erstattungsfähig ist.

In diesem Arbeitspaket wird daher ein Vorschlag entwickelt, wie ein technisch-wirtschaftlich und prozessual vorteilhafter energetischer, finanzieller und bilanzieller Ausgleich der abgeregelten EE- und KWK-Einspeisung erfolgen kann. Dabei wird zusätzlich identifiziert, welche Informationslage den jeweiligen Akteuren vorliegt, um einen möglichst effizienten Ausgleich gewährleisten zu können.

6.2 Aktuelles Modell und bestehende Problemfelder

Das aktuell umgesetzte Modell zum bilanziellen und energetischen Ausgleich besitzt verschiedene Problemfelder, die insbesondere aus unzureichender Kommunikation zwischen den Akteuren, sowie der Ineffizienz und Intransparenz einzelner Teilprozesse hervorgehen.

6.2.1 Kostenrisiko für BKV

Bilanzkreisverantwortliche sind zur Bilanzkreistreue angewiesen und demnach für den Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen verantwortlich. Sie verfügen über keinen Anspruch auf Ausgleich ihres Bilanzkreises seitens des Netzbetreibers im Zuge von Einspeisemanagementmaßnahmen und tragen somit relevante finanzielle Risiken einer Abregelung, die vorrangig in hohen Kosten für den Bilanzausgleich bestehen können. Dies gilt insbesondere für unvorhersehbare Einspeisemanagementmaßnahmen und hohe Ausgleichsenergiekosten.

EE- und KWK-Anlagenbetreiber können im Falle einer Abregelung Entschädigungen in Anlehnung an die Einspeisevergütung gemäß § 15 EEG geltend machen. Weiterhin erscheint die Abrechnung von Ausgleichsenergiekosten möglich. Diese fallen aber nicht beim Anlagenbetreiber direkt, sondern vielmehr beim zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen an. Denkbar, aber in der Praxis oft nicht umgesetzt, wäre eine vertragliche Weitergabe der Ausgleichsenergiekosten an den Anlagenbetreiber, der diese wiederum vom Anschlussnetzbetreiber ersetzt verlangen kann. Teilweise wird vertreten, dass außerdem ein Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen direkt gegen den Anschlussnetzbetreiber aus Drittschadensliquidation besteht. Rechtlich eindeutig dürfte das indes nicht sein; gerichtliche Entscheidungen hierzu sind den Gutachtern nicht bekannt.

In der Folge sind Einspeisemanagementmaßnahmen in der Praxis mit signifikanten finanziellen Risiken für BKV verbunden. Dabei bleibt fraglich, ob BKV dieses Risiko tragen sollten oder bei Einspeisemanagementmaßnahmen – analog zu Kraftwerksbetreibern beim regulären Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG – kostenneutral gestellt werden sollten.

6.2.2 Istwert-basierter Prozess und eingeschränkte Reaktionsmöglichkeiten

Laut heutigem Rechtsrahmen sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, Strom aus EE- sowie hocheffizienten KWK-Anlagen vorrangig abzunehmen. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, regeln Netzbetreiber EE- und KWK-Anlagen sehr kurzfristig, also nahezu zur Echtzeit ab. Zwar dürften Netzbetreiber im Fall konkreter Netzengpässe auch Planwert-basiert abregeln, aufgrund der damit inhärent einhergehenden Prognosefehler wäre bei diesem Vorgehen allerdings nicht auszuschließen, dass letztlich zu viel EE- bzw. KWK-Strom abregelt und die heute bestehende

Rechtsgrundlage ggf. nicht eingehalten würde (vgl. 2.2.4.6). Dies ist insbesondere zu hinterfragen, da Netzengpässe in vielen Fällen grundsätzlich prognostizierbar sind und daher eine notwendige Leistungsanpassung der EE- und KWK-Anlagen ebenfalls im Voraus hinreichend genau bestimmt werden könnte. Dies gilt zwar vorrangig bei vertikalen und somit spannungsebenenübergreifenden allerdings auch bei strukturellen horizontalen Engpässen. Somit wäre es bereits heute möglich, deutlich vor Echtzeit sowohl die Abregelung des EE- bzw. KWK-Stroms als auch die Prozesse des bilanziellen und energetischen Ausgleichs zwischen den Akteuren Planwert-basiert zu organisieren.

Einspeisemanagementmaßnahmen und der damit verbundene Ausgleich sind somit von allen Akteuren, insbesondere den BKV, schwierig zu prognostizieren, da Netzbetreiber in der Regel den BKV selten im Voraus – wenn überhaupt – über Umfang und Dauer von Einspeisemanagementmaßnahmen in Kenntnis setzen. Zwar streben einige VNB eine stärkere Kommunikation mit Anlagenbetreibern und BKV an und wollen zukünftig den Anlagenbetreibern etwa eine Stunde im Voraus die prognostizierte EE-Abregelung mitteilen, dies basiert aber ausschließlich auf freiwilliger und nicht gesetzlicher Basis (vgl. 2.2.4.6). Veröffentlichung der Netzbetreiber die prognostizierte EE-Abregelung, wird somit zwar einerseits die Informationsbasis der BKV verbessert, andererseits verfügen sie weiterhin nur über die unter 6.2.1 genannten rechtlichen Möglichkeiten, um einen etwaigen Kostennachteil geltend zu machen.

Zu Problemen kann die Istwert-basierte Abregelung führen, wenn der energetische Ausgleich nicht mehr rechtzeitig durch BKV organisiert werden kann und über Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie erfolgt. Da insbesondere thermische Kraftwerke sowohl an technische als auch betriebliche Restriktionen gebunden sind, erfordert ein gezielter energetischer Ausgleich in Anlehnung an eine gezielte Leistungsanpassung konventioneller Kraftwerke eine gewisse Vorlaufzeit. Laut aktueller Einschätzung der Netzbetreiber liegt diese bei etwa 4 Stunden. Um einen gezielten energetischen Ausgleich über Leistungsanpassungen von Kraftwerken vornehmen zu können, müssten somit notwendige Einspeisemanagementmaßnahmen mit vergleichbarem Zeitraum hinreichend genau prognostiziert werden. Ein Ausgleich über Börsengeschäfte ist demgegenüber innerhalb einer Regelzone 5 Minuten, deutschlandweit 30 Minuten vor Echtzeit möglich.

6.2.3 Form des Ausgleichs durch Bilanzkreisverantwortliche

Um das Risiko hoher Ausgleichsenergiekosten zu minimieren, versuchen BKV mögliche Einspeisemanagementmaßnahmen zu antizipieren und einen bilanziellen und energetischen Ausgleich im Voraus zu organisieren. Dazu versuchen BKV über eigene Prognosen des Dargebots Rückschlüsse auf die Netzbelastungssituation und auf die Höhe und Umfang der Einspeisemanagementmaßnahmen zu ziehen. Kann die Abregelung bereits in der Betriebsplanung hinreichend genau abgeschätzt werden, können BKV einen Ausgleich marktbasierend über Stromhandelsgeschäfte oder über Besicherungsleistung vornehmen. Bei letzterem wird gezielt nicht vermarktete Kraftwerksleistung vorgehalten um im Falle von unplanmäßigen Bilanzkreisabweichungen den Bilanzkreis wieder ausgleichen zu können. Besicherungsleistung wird neben Einspeisemanagementmaßnahmen auch bei sonstigen Bilanzkreisabweichungen wie bspw. durch Prognosefehler dargebotsabhängiger Stromerzeugung eingesetzt. BKV halten diese oftmals auch koordiniert im Kollektiv vor. Diese Leistung ist ausschließlich für die BKV reserviert und steht Netzbetreibern nicht für netzbedingte Leistungsanpassungen nach § 13 Abs.1 EnWG zur Verfügung.

Eine weitere Form des Ausgleichs durch BKV liegt in der gezielten präventiven Nichtvermarktung. Dies betrifft Anlagen, bei denen BKV sicher oder mit hoher Wahrscheinlichkeit Einspeisemanagementmaßnahmen vorhersagen und bewusst die vom Einspeisemanagement betroffene Leistung nicht am Markt veräußern. Regelt der Netzbetreiber die vorhergesagte Leistung zu Echtzeit ab, liegt keine Bilanzkreisabweichung vor, die der BKV ausgleichen müsste. Während bei der präventiven Nichtvermarktung keine zusätzlichen Kosten für einen eventuellen energetischen Ausgleich anfallen, sind für BKV aber auch keine Erlöse in Form vermarkteter Energie möglich. Zusätzlich verbleibt ein Prognoserisiko beim BKV, wenn die vorhergesagten Einspeisemanagementmaßnahmen nicht exakt eintreffen. Eine Voraussetzung der präventiven Nichtvermarktung liegt somit in einer möglichst robusten Vorhersage der Einspeisemanagementmaßnahmen in der Betriebsplanung.

Aktuell teilen BKV Höhe und Umfang präventiv nichtvermarkteter Leistung den Netzbetreibern nicht mit. Greifen Netzbetreiber im Rahmen ihrer Netzzustands- und -engpassprognosen auf Fahrplanmeldungen einzelner BKV zurück, in denen eine präventive Nichtvermarktung konsequenterweise berücksichtigt, deren Höhe den Netzbetreibern aber nicht bekannt ist, können die Netzzustands- und -engpassprognosen falsche Befunde liefern und zu ineffizienten Reaktionen der Netzbetreiber führen. Dies gilt auch und insbesondere für einen ex-post-Abgleich der Zählwerte einzelner EE-Anlagen, die vollständig oder teilweise präventiv nichtvermarktet wurden, mit den ÜNB-Einspeiseprognosen.

Bei unvorhersehbaren Einspeisemanagementmaßnahmen verfügen BKV hingegen über deutlich eingeschränkte Reaktionsmöglichkeiten. Teilen Netzbetreiber den Umfang und Höhe der konkreten Maßnahmen den BKV nicht mit, können diese lediglich über Auswertung aktueller Istwert-Einspeisung ihres Anlagenportfolios eine Bilanzkreisabweichung detektieren und diese über den Markt ausgleichen. Der hiermit verbundene Ausgleich tritt aber zumeist immer zeitverzögert auf, so dass zumindest direkt nach Umsetzung der Einspeisemanagementmaßnahmen Ausgleichsenergie bezogen wird. Zusätzlich ist für BKV nicht eindeutig ersichtlich, wie lange Einspeisemanagementmaßnahmen andauern. Wird die Dauer des Eingriffs falsch prognostiziert, können auch nach Ende eines Eingriffs weitere Ausgleichsenergiekosten anfallen, da BKV u. U. zu viel Ersatzleistung beschafft haben.

Bei allen den BKV zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Umsetzung des energetischen Ausgleichs können diese ausschließlich auf ihr eigenes Portfolio oder auf den Markt zugreifen. Somit kann keine Leistungsanpassung erfolgen, die gezielt entgegen bestehender Engpässe wirkt, wie dies bspw. bei der Auswahl von Maßnahmen nach § 13 Abs.1 EnWG durch Netzbetreiber erfolgt. Schlimmstenfalls kann der durch den BKV initiierte Ausgleich in weiteren Netzengpässen resultieren und sowohl den Redispatch-Bedarf als auch die damit verbundenen Kosten erhöhen. Somit ist jede Form des Ausgleichs durch BKV mit Ausnahme der präventiven Nichtvermarktung mit technischen Ineffizienzen verbunden.

6.2.4 Unkoordinierter Ausgleich durch Übertragungsnetzbetreiber

Einspeisemanagement-Maßnahmen führen zu einer Reduktion der Einspeiseleistung der betroffenen Erzeugungsanlagen und können im Hinblick auf den Regelleistungseinsatz insbesondere dann kritisch sein, wenn sich das Gesamtsystem bereits in einer stark unterspeisten Situation befindet, die einen weitgehenden oder vollständigen Einsatz der vorgehaltenen positiven Regelleistung erfordert. Um Systembilanzrisiken bei umfangreichen Einspeisema-

nagement-Maßnahmen zu minimieren, führen ÜNB daher selbstständig einen energetischen Ausgleich in Form einseitiger Redispatch-Maßnahmen durch. Dieser Ausgleich wird dabei ausschließlich dann vorgenommen, wenn die abgeregelte Leistung in der Größenordnung der vorgehaltenen Regelleistung liegt, so dass diese nicht vollständig in Anspruch genommen wird und weiterhin für sonstige Ungleichgewichte zur Verfügung steht. Gleichzeitig überwachen die ÜNB das Regelzonensaldo. In Situationen, in denen die EE-Abregelung das System stützt und infolgedessen die abgerufene Regelleistung reduziert, wird dieser Ausgleich nicht systematisch vorgenommen. Da der von den ÜNB vorgenommene energetische Ausgleich aber eine gewisse Vorlaufzeit erfordert, müssen die ÜNB das Regelzonensaldo abschätzen.

Dieser Ausgleich erfolgt dabei weitgehend unkoordiniert und uneinheitlich. Zum einen führen nicht alle ÜNB diesen Ausgleich systematisch durch und zum anderen findet keine Kommunikation zwischen den ÜNB als auch mit betroffenen BKV statt. Die fehlende Information der BKV führt dazu, dass auch diese – insbesondere bei umfangreichen Einspeisemanagement-Maßnahmen – versuchen werden, einen energetischen Ausgleich zu organisieren, um das Ausgleichsenergieisiko möglichst gering zu halten. Dies kann dazu führen, dass der von den ÜNB und BKV vorgenommene Ausgleich in Summe die Abregelmengen deutlich übersteigen kann und somit sowohl die Systembilanz gefährden als auch neue Netzengpässe hervorrufen kann.

Selbst wenn der von den ÜNB vorgenommene energetische Ausgleich exakt der Höhe der Einspeisemanagement-Maßnahmen entsprechen würde und keine Inanspruchnahmen von Ausgleichsenergie notwendig wäre, wird der Bilanzkreis der betroffenen BKV nicht bilanziell ausgeglichen. Zwar reduziert sich im Optimalfall die abgerufene positive Regelleistung in den relevanten Viertelstunden und somit auch tendenziell die Ausgleichsenergiekosten für alle Netznutzer, wodurch sich auch ein indirekter Kostenvorteil für die BKV ergibt, die BKV werden bei der Bilanzkreisabrechnung aber weiterhin so behandelt, als hätte dieser Ausgleich nicht stattgefunden.

6.2.5 Fazit

Von Einspeisemanagementmaßnahmen sind aktuell bereits erhebliche Mengen und Leistungen betroffen. Perspektivisch ist anzunehmen, dass der Umfang weiter ansteigen wird und die bestehende Problematik verschärft wird. Der bestehende Rechtsrahmen ist aber vielmehr auf Notfall- und Ausnahmesituationen ausgelegt, wodurch die bestehenden Ineffizienzen, die nie in dieser Größenordnung vorgesehen waren, aktuell ebenfalls signifikant werden. Die Erarbeitung von Regelungen für den Standardbetriebsfall erscheint somit zwingend erforderlich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aktuell beim Einspeisemanagement für BKV systematisch andere Regelungen gelten, als dies für Kraftwerksbetreiber konventioneller Anlagen gilt, die beim Redispatch gemäß § 13 Abs.1 EnWG angefordert werden.

Ein bestehendes Problemfeld des aktuellen Modells liegt insbesondere in der unzureichenden Kommunikation zwischen den Akteuren. Während anweisende Netzbetreiber die Einspeisung aus EE-Anlagen direkt über Stellsignale ohne Weitergabe von Informationen über resultierende tatsächliche Höhe und Dauer der angeforderten EE-Abregelung regeln, bleiben weitere Akteure von diesen Maßnahmen in Unkenntnis. Neben BKV betrifft dies auch weitgehend überlagerte Netzbetreiber, für die Einspeisemanagementmaßnahmen zu veränderten Leistungsflüssen führen können, die bei Netzzustands- und -engpassprognosen und der Identifizierung von Redispatch-Maßnahmen nützlich wären. Mögliche netzebenenübergreifende Synergieeffekte gehen somit weitgehend verloren. Dies steigert nicht

zuletzt den Umfang von Einspeisemanagementmaßnahmen und insbesondere auch die Höhe der aktuell zu beobachtenden EE-Abregelung.

Gleichzeitig führt die fehlende Kommunikation mit dem BKV zu Ineffizienzen. Dies betrifft zum einen die Weitergabe von Informationen zur präventiven Nichtvermarktung seitens der BKV an die Netzbetreiber, die die Planungsprozesse der Netzbetreiber erschwert und die Fahrplaninformation z.T. entwertet. Zum anderen werden Höhe und Dauer konkreter Einspeisemanagementmaßnahmen seitens Netzbetreiber an BKV nicht übermittelt, die BKV wiederum benötigen würden, um ihren Bilanzkreis ausbalanciert zu halten.

Da Einspeisemanagementmaßnahmen aktuell fast ausschließlich als Istwert-basierte Prozesse umgesetzt werden, ist die EE- und KWK-Abregelung und der damit verbundene Ausgleich von allen Akteuren, insbesondere den BKV, schwierig zu planen. Hierdurch sind Ineffizienzen möglich, da der marktbasierter energetischer Ausgleich gewisse Vorlaufzeiten erfordert. Letztlich werden durch den Echtzeitprozess die Reaktionsmöglichkeiten der Akteure deutlich eingeschränkt.

Dies kann nicht zuletzt zu signifikanten Systembilanzproblemen führen. Vom BKV nicht antizipierte und nicht bereits ausgeglichene Abregelung wird aktuell vorrangig durch Ausgleichsenergie ausgeglichen. Das Volumen der EE-Abregelung liegt dabei z. T. in der Größenordnung der vorgehaltenen Regelleistung, wodurch ein vollständiger Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen über Ausgleichsenergie das Regelleistungsband voll ausschöpfen würde und keine Regelleistung für etwaige andere Bilanzungleichgewichte im System zur Verfügung stünde. Eine Gefährdung der Systembilanz ist somit aktuell und insbesondere zukünftig bei dem bestehenden Modell nicht ausgeschlossen.

Um diese Gefährdung der Systembilanz zu minimieren, führen ÜNB fallweise selbstständig einen energetischen Ausgleich mittels einseitiger Redispatch-Maßnahmen durch. Dieser Ausgleich wird nicht mit anderen Akteuren koordiniert, so dass weder ein bilanzieller Ausgleich beim BKV vorgenommen wird, noch verhindert werden kann, dass auch der BKV einen energetischen Ausgleich durchführt und diese Gegenmaßnahmen in Summe den Umfang der Einspeisemanagement-Maßnahmen übersteigen.

Der aktuellen Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems fehlt weiterhin eine systematische Anreizwirkung für einzelne BKV zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise. Da Bilanzkreisabweichungen mittels des Ausgleichsenergiepreises verrechnet werden, besteht zwar grundsätzlich ein systematisches finanzielles Risiko bei den BKV, im Einzelfall sind aber auch Erlöse bei Stützung des Systems möglich. Eine bewusste Bilanzkreisabweichung könnte seitens einzelner BKV tendenziell in Kauf genommen werden.

Beim jetzigen Modell bestehen signifikante physikalische Ineffizienzen, die insbesondere Folge eines energetischen Ausgleichs durch BKV sind. Da BKV keine gezielten Leistungsanpassungen von Kraftwerken unter Berücksichtigung vorherrschender Netzengpässe vornehmen können, sondern ausschließlich auf den Markt oder ihr eigenes Portfolio zugreifen können, können im schlimmsten Fall diese durch die BKV initiierten Leistungsanpassungen engpassverstärkend wirken. Dies kann in höheren Redispatch-Volumina und -kosten resultieren.

Durch diese geschilderten Problemfelder ist es beim jetzigen System nicht vermeidbar, dass die Höhe der EE-Abregelung ineffizient hoch ausfallen kann und negative ökologische Konsequenzen bestehen.

6.3 Modellvorschlag zum energetischen, finanziellen und bilanziellen Ausgleich

Ausgehend von der Diskussion der Problemfelder wird im Folgenden ein Modellvorschlag entwickelt, wie zukünftig der energetische, finanzielle und bilanzielle Ausgleich ausgestaltet werden könnte. Das Modell ist dabei in der Lage, die skizzierten Problemfelder geeignet zu adressieren und bestehende Ineffizienzen abzubauen. Dabei werden hier die in den Augen der Gutachter wesentlichsten Elemente eines Modells zum zukünftigen energetischen und bilanziellen Ausgleich erarbeitet. Wird dieses Modell in die Praxis überführt, bestehen darüber hinaus weitere Gestaltungsspielräume, die insbesondere in der geeigneten Auswahl von Redispatch-Maßnahmen und der Koordination und Kommunikation der Akteure untereinander bestehen.

Im Folgenden wird dabei zwischen den Rollen des **verantwortlichen** und des **anfordernden** Netzbetreibers unterschieden. Als verantwortlicher Netzbetreiber wird dabei der Netzbetreiber verstanden, in dessen Netz sich ein Engpass befindet, für dessen Behebung eine Einsenkung von KWK- oder EE-Strom notwendig ist. Der anweisende Netzbetreiber übermittelt dem AB letztlich das Stellsignal zur Abregelung. Die Rolle des anweisenden Netzbetreibers sollte in den Augen der Gutachter im Regelfall durch den Anschlussnetzbetreiber übernommen werden. Zwar sind auch Konstellationen denkbar, bei denen der anweisende Netzbetreiber nicht der Anschlussnetzbetreiber ist, in diesen Fällen sollte sich der anweisende Netzbetreiber aber auf jeden Fall hinsichtlich einer möglichen Abregelung mit dem Anschlussnetzbetreiber abstimmen. Zwar können Netzbetreiber gleichzeitig sowohl verantwortlicher als auch anfordernder Netzbetreiber sein, wenn zur Behebung eines Engpasses eine Anlage direkt im Netzgebiet abgesenkt werden kann, in vielen Fällen dürfte es sich bei verantwortlichem und anfordernden Netzbetreiber aber um unterschiedliche Akteure (bspw. ÜNB und VNB) handeln.

6.3.1 Mögliche Modellausprägungen

Mögliche Modelle zum energetisch-bilanziellen Ausgleich können insbesondere hinsichtlich zweier Ausprägungsmerkmale unterschieden werden:

- Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich
 - BKV
 - Netzbetreiber
- Form des energetischen Ausgleichs
 - Markt
 - Redispatch
 - Ausgleichsenergie

Die Verantwortung für den **bilanziellen Ausgleich** schafft unmittelbar auch Anreize und Verpflichtungen für den energetischen Ausgleich, da ein planmäßig nicht ausgeglichener Bilanzkreis sowohl einen Widerspruch zur aktuellen Gesetzeslage darstellen würde als auch mit einer hohen Ausgleichsenergiekostenbelastung verbunden sein kann. Die Verantwortung des bilanziellen Ausgleichs kann zum einen – entsprechend der heutigen Gesetzgebung – beim BKV liegen. Im Falle von Einspeisemanagementmaßnahmen müsste der BKV demnach dafür Sorge tragen, dass sein Bilanzkreis ausgeglichen ist. In dieser Ausprägung müsste gegenüber heute sichergestellt werden, dass

dem BKV dieser bilanzielle und damit verbunden auch der energetische Ausgleich ermöglicht wird. Dies gilt sowohl für notwendige und bereitzustellende Informationen als auch hinsichtlich eines ausreichenden zeitlichen Rahmens. Gleichzeitig müsste zusätzlich weiterhin der finanzielle Ausgleich zwischen den BKV und den Netzbetreibern geregelt werden.

Darüber hinaus ist es auch möglich, dass Netzbetreiber zukünftig mit der Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich betraut werden. Dabei sollten die wirtschaftlichen Konsequenzen primär beim für die Abregelung verantwortlichen Netzbetreiber anfallen. Je nach Ausgestaltung der Kooperation zwischen Netzbetreibern kommen jedoch als Schuldner des bilanziellen Ausgleichs gegenüber dem Anlagenbetreiber bzw. dessen BKV sowohl der Anschlussnetzbetreiber als auch der verantwortliche Netzbetreiber infrage. Ist der verantwortliche Netzbetreiber unmittelbar für den bilanziellen Ausgleich zuständig, gleicht er direkt die Bilanzkreise der betroffenen BKV aus. Alternativ werden Modelle diskutiert, in denen der verantwortliche Netzbetreiber eine Abregelung beim Anschlussnetzbetreiber „bestellt“. In diesem Fall würden sowohl Abregelung als auch bilanzieller Ausgleich in einer Kaskade organisiert⁹⁶. Der verantwortliche Netzbetreiber würde Ersatzlieferungen für bestellte Abregelmengen fahrplanmäßig an den Anschlussnetzbetreiber liefern⁹⁷. Dieser liefert die tatsächlich abgeregelte Menge an Anlagenbetreiber bzw. BKV und übernimmt damit Abweichungsrisiken zwischen bestellter und tatsächlich abgeregelter Menge. In beiden Fällen beschafft jedoch der verantwortliche Netzbetreiber jedenfalls für den prognostizierbaren Anteil der von ihm veranlasste Leistungsanpassung eine entsprechende Ersatzlieferung und organisiert so den energetischen Ausgleich. Sind die Netzbetreiber für den bilanziellen Ausgleich verantwortlich, erübrigt sich die Frage der Erstattungsfähigkeit bei BKV angefallenen Kosten für den Bilanzausgleich.

Neben dieser Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich kann weiterhin hinsichtlich der Form bzw. der Quelle des **energetischen Ausgleichs** unterschieden werden. Dafür bieten sich grundsätzlich drei Möglichkeiten an: Zum einen kann der energetische Ausgleich über den Markt erfolgen. Bei dieser Ausprägungsform kann im Falle von Abregelungen der Ausgleich über Marktgeschäfte, Besicherungsleistung oder über präventive Nichtvermarktung vorgenommen werden. Dies entspricht weitgehend der heute praktizierten Vorgehensweise.

Die zweite Form des Ausgleichs würde analog heutiger Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13 Abs.1 EnWG umgesetzt werden: Der energetische Ausgleich würde dabei über eine gezielte Anweisung der Leistungserhöhung an Kraftwerke erfolgen. Dabei sollte die aktuelle Netzbelastung, sowie die mit dem Einsatz verbundenen Kosten bei der Auswahl entsprechender Maßnahmen berücksichtigt werden. Mit dieser Umsetzung könnte entsprechend eine technisch-wirtschaftliche Effizienz gewährleistet werden.

Zuletzt ist ein Ausgleich über Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie möglich. Diese Form des Ausgleichs wäre von den hier aufgezeigten Möglichkeiten mit den durchschnittlich höchsten Kosten verbunden. Gleichzeitig ist der Ort der Regelleistungserbringung nicht bekannt, wodurch auch bei dieser Form des Ausgleichs deutliche technische

⁹⁶ Diese Ausprägung würde bedeuten, dass der anweisende Netzbetreiber zuvor dem verantwortlichen Netzbetreiber hinreichende Informationen über die Höhe möglicher Leistungsanpassungen sowie damit verbundener Sensitivitäten und Kosten zur Verfügung stellt.

⁹⁷ Im allgemeinen, wenn auch in der heutigen Praxis wenig relevanten Fall, könnten in die Kaskade zwischen verantwortlichem und Anschlussnetzbetreiber sogar noch weitere Netzbetreiber eingebunden werden, die Abregelungsanforderungen und Ersatzlieferungen empfangen und weitergeben.

Ineffizienzen auftreten dürften. Gegenüber der heutigen Praxis würde weiterhin die bestehenden Systembilanzrisiken signifikant verschärft.

Diese aufgezeigten Ausprägungen zur Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich und zur Form des energetischen Ausgleichs können dabei nicht beliebig kombiniert werden. Beispielsweise könnten BKV ausschließlich einen energetischen Ausgleich über den Markt oder über Inanspruchnahme von Regelleistung verwirklichen, während der verantwortliche Netzbetreiber im Regelfall keine präventive Nichtvermarktung veranlassen kann. Diese Wechselwirkungen müssen daher bei der Ausgestaltung eines zukünftigen Modells zum energetisch-bilanziellen Ausgleich berücksichtigt werden.

6.3.2 Leitlinien für ein Modell zum zukünftigen energetischen Ausgleich

Nach Auffassung der Gutachter sollte sich ein zukünftiges Modell zum energetisch-bilanziellen Ausgleich an folgenden Leitlinien orientieren:

Tabelle 2: Leitlinien für ein Modell zum zukünftigen energetisch-bilanziellen Ausgleich.

Ausprägung	Leitlinie
Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich	<ul style="list-style-type: none"> - Sollte klar definierten Regeln unterliegen - Sollte bei dem Akteur liegen, der über die genaueste Informationslage verfügt und effiziente Anweisungen geben kann
Form des Ausgleichs	<ul style="list-style-type: none"> - Sollte unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und somit als block-/anlagenscharfe Anweisung an Erzeugungsanlagen erfolgen - Sollte Auswirkungen auf Regel- und Ausgleichensystem minimieren und Systembilanzrisiken vermeiden
Umsetzung	<ul style="list-style-type: none"> - Sollte als Betriebsplanungsprozess umgesetzt werden
Kostenallokationen und finanzielles Risiko	<ul style="list-style-type: none"> - Anlagenbetreiber, BKV sowie Netzbetreiber sollten kein unangemessenes finanzielles Risiko tragen - Anlagenbetreiber bzw. BKV sollten möglichst analog wie Kraftwerksbetreiber beim konventionellen Redispatch behandelt werden

Die Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich sollte klar definierten Regeln unterliegen. Zwar gilt dies auch grundlegend bereits für das bestehende Modell, allerdings nehmen heute ÜNB bei umfangreichen Einspeisemanagementmaßnahmen einen energetischen Ausgleich vor, wenn ansonsten Systembilanzrisiken zu befürchten wären. Im schlimmsten Fall kann ein energetischer Ausgleich dann sowohl durch BKV als auch durch ÜNB und somit unkoordiniert erfolgen. Ein neues Modell sollte hingegen gewährleisten, dass solche Situationen vermieden werden und die Aufgaben für die einzelnen Akteure klar und eindeutig verteilt sind.

Um eine möglichst hohe Effizienz gewährleisten zu können, sollte die Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich bei dem Akteur liegen, der die genaueste Informationslage besitzt und möglichst effiziente Anweisungen geben kann. Dies betrifft sowohl den genauen Umfang und die Dauer von Einspeisemanagementmaßnahmen, als auch die Auswahl möglichst effizienter Gegenmaßnahmen zum energetischen Ausgleich.

Dieser energetische Ausgleich sollte zudem so weit wie möglich unter Berücksichtigung der vorherrschenden Netzengpässe und als block-/anlagenscharfe Anweisung an Erzeugungsanlagen erfolgen. Nur so kann gewährleistet werden, dass der Ausgleich sowohl technisch als auch wirtschaftlich effizient erfolgen kann. Dies schließt nach Möglichkeit auch eine spannungsebenenübergreifende Koordination der netzbedingten Leistungsanpassungen ein, um mögliche Synergieeffekte zwischen den Netzebenen zu erschließen. Gleichzeitig sollten Auswirkungen auf das Regel- und Ausgleichsenergiesystem minimiert und Systembilanzrisiken vermieden werden. Die Inanspruchnahme von Regelenergie wird zwar nicht vollständig vermeidbar sein, sollte allerdings keine Standardlösung darstellen und ausschließlich für Prognosefehler oder unvorhergesehene Ereignisse bestehen.

Damit der energetische Ausgleich in Form einer block-/anlagenscharfen Anweisung an Erzeugungsanlagen möglich ist, muss der energetisch-bilanzielle Ausgleich als Betriebsplanungsprozess umgesetzt werden, um technische und betriebliche Anforderungen der Erzeugungsanlagen erfüllen zu können. Zwar kann damit nicht ausgeschlossen werden, dass bei Prognosefehlern zu viel EE- und KWK-Strom abgeregelt wird, allerdings überwiegen nach Meinung der Gutachter die Vorteile eines Planwert-basierten und somit koordinierten energetischen Ausgleichs.

Die Anlagenbetreiber bzw. BKV sollten kein unangemessenes finanzielles Risiko tragen und möglichst analog wie Kraftwerksbetreiber beim konventionellen Redispatch behandelt werden. Dies setzt voraus, dass BKV kostenneutral gestellt werden, wenn ihre KWK- oder EE-Anlagen abgeregelt werden. Dies gilt sowohl für durch die Leistungseinsenkung zusätzliche Kosten, die bspw. in Form von Ausgleichsenergiebelastungen oder entgangenen Erlösen aus der Wärmevermarktung bestehen können, als auch für möglicherweise anfallende Erlöse, die beim vermiedenen Einsatz von Brennstoff anfallen können. Auch mit Blick auf die Netzbetreiber ist sicherzustellen, dass sie nicht mit unangemessenen finanziellen Risiken belastet werden bzw. Fehlanreize gesetzt werden (siehe 6.4.2.2), gleichzeitig aber ein Anreiz für effizientes Handeln besteht.

6.3.3 Vorgeschlagenes Modell

Auf Basis dieser Leitlinien haben wir ein mögliches Modell zum energetischen und bilanziellen Ausgleich abgeleitet, das sich durch die folgenden Eckpfeiler beschreiben lässt.

Die Verantwortung zum bilanziellen und energetischen Ausgleich liegt beim **verantwortlichen Netzbetreiber**⁹⁸ (also ÜNB oder VNB), da dieser über die genauesten Informationen zum Netzzustand verfügt. Nur der Netzbetreiber ist in der Lage (ggf. in Zusammenarbeit mit anderen Netzbetreibern), einen Ausgleich unter Berücksichtigung der netz-

⁹⁸ Wie oben beschrieben könnte auch der anweisende Netzbetreiber die bilanzielle Verantwortung tragen. Auch diese Modellausprägung wäre in Augen der Gutachter einem Modell vorzuziehen, bei dem der BKV die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich von Einspeisemanagementmaßnahmen trägt.

technischen Wirkungen vorzunehmen und somit Kosteneffizienz zu gewährleisten. Durch eine geeignete Verantwortlichkeit zur Kostentragung wird ein effizientes Abregeln angereizt (bzw. ein Anreiz zum Netzausbau als nachhaltige Maßnahme zur Engpassbehebung).

Die bilanzkreistechnische Abwicklung des vorgeschlagenen Modells sieht vor, dass der verantwortliche Netzbetreiber für eine **Ersatzlieferung** der abgeregelten Menge in den Bilanzkreis des Anlagenbetreibers sorgt. Die Höhe der tatsächlich abgeregelten Menge wird dabei gemäß Einspeisemanagementleitfaden bestimmt. Gleichzeitig richtet der Anlagenbetreiber bzw. sein BKV einen Sub-Bilanzkreis für diese Ausgleichslieferungen ein, um die für den Anspruch auf die Marktprämie geforderte Sortenreinheit von Direktvermarktungsbilanzkreisen gewährleisten zu können. Der Netzbetreiber richtet ebenfalls einen eigenen Bilanzkreis für die Ausgleichslieferungen ein („Redispatch-Bilanzkreis“) und ist somit automatisch aufgrund vorgeschriebener Bilanzkreistreue verpflichtet, diesen effizient zu bewirtschaften. Das Modell sieht vor, dass die tatsächlich abgeregelte Menge auch bestimmt werden muss (aktuell verfügen die Anlagenbetreiber über ein Wahlrecht, ob die abgeregelten Mengen bestimmt werden und eine Kostenerstattung erfolgt). Die Verantwortung hierzu geht auf den Anschlussnetzbetreiber über. Dieser muss sich hierzu an die vorgeschriebenen Fristen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung halten (aktuell 40 Tage).

Der energetische Ausgleich erfolgt über **Redispatch-Prozesse** oder **Stromhandelsgeschäfte**. Dabei ist anzustreben, dass die von den **ÜNB** angeforderten Abregelungen (heute ca. 90 % der gesamten Abregelungsmenge) über den bereits vorhandenen Redispatch-Prozess ausgeglichen werden. Neben der effizienten Nutzung bereits bestehender Prozesse wäre damit auch ein Ausgleich der EE- bzw. KWK-Abregelung mit hoher technischer Effektivität gewährleistet und es bestünde keine Gefahr, neue Engpässe durch den Ausgleich zu erzeugen. In Fällen, bei denen ein **VNB** eine Abregelung anfordert (ca. 10 % der heutigen gesamten Abregelungsmenge), empfehlen wir, zumindest temporär einen Ausgleich über Stromhandelsgeschäfte (ggf. auch über die Nutzung von Dienstleistern) zuzulassen, da VNB derzeit über keinen etablierten Redispatch-Prozess verfügen⁹⁹. Obwohl dadurch im Einzelfall eine engpassverschärfende Wirkung nicht ausgeschlossen werden kann – analog einer Tätigkeit eines Marktakteurs am Energiemarkt -, erscheint dieser Ansatz vor dem Hintergrund der begrenzten Menge der durch VNB angeforderten Abregelung akzeptabel, wenngleich eine Weiterentwicklung der Prozesse bei den VNB zu einer effizienteren Abwicklung des Ausgleichs erstrebenswert ist. Perspektivisch könnte z. B. eine Kooperation mit den ÜNB und ein Rückgriff auf deren Redispatch-Prozesse sinnvoll sein.

Die mit dem energetischen Ausgleich verbundenen Kosten sollten sowohl für ÜNB als auch für VNB gleichbehandelt werden. Die Kosten für die von den ÜNB initiierten Leistungsanpassungen beim Redispatch-Prozess bzw. die von den VNB getätigten Stromhandelsgeschäfte sollten entsprechend der heutigen Gesetzeslage als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten bzw. volatile Kosten anerkannt werden. Darüber hinaus sollte ein **finanzieller Anreiz** für die Netzbetreiber gesetzt werden, um die Kosten für die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie, für den Fall, dass Netzbetreiber ihren Redispatch-Bilanzkreis nicht planmäßig ausgleichen, zu minimieren. Hierdurch würde ebenfalls ein effizientes Handeln des verantwortlichen Netzbetreibers zur Minimierung der Bilanzabweichung des Bilanzkreises für Ausgleichslieferungen angereizt. Neben diesem finanziellen Anreiz ergibt sich für Netzbetreiber zudem die **gesetzliche Verpflichtung** zur Bilanzkreisbewirtschaftung, die inhärent aus der Bilanzkreistreue folgt. Aus diesen

⁹⁹ Dies würde Vorgaben für eine entflechtungskonforme Beschaffung erforderlich machen.

Anreizen zum effizienten Handeln der Netzbetreiber sollte hervorgehen, dass die Netzbetreiber möglichst Planwertbasierte Prozesse anstreben¹⁰⁰.

Die Abwicklung des beschriebenen Modells zum Ausgleich von EE-Abregelungen erfordert in jedem Fall eine detaillierte Abstimmung und einen Informationsaustausch zwischen verantwortlichem Netzbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.

6.4 Rechtlich-regulatorische Bewertung

6.4.1 Rechtsunsicherheit nach bestehender Rechtslage

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, dass Abregelungen von EE- und KWK-Anlagen durch Hochfahren von Kraftwerken an anderen Stellen energetisch-bilanziell ausgeglichen werden.

Derzeit erfolgt dies im konventionellen Redispatch entweder über Anweisungen an Anlagenbetreiber jenseits des Engpasses (strombedingter Redispatch) oder durch Ausgleichsgeschäfte im Intraday-Handel und nur im Ausnahmefall über bilaterale Handelsgeschäfte (spannungsbedingter Redispatch). Eine ausdrückliche gesetzliche Regelung gibt es derzeit nicht, wenn auch teilweise vertreten wird, die bestehenden Regelungen ließen sich dahin auslegen, dass ein entsprechender Ausgleich stattfinden könne. Eine verpflichtende Regelung jedenfalls fehlt bisher. Sofern EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch einbezogen werden (Modelle 1, 3 und 4 in Abschnitt 4.2), dürfte ein energetischer Ausgleich also auch bei Abregelungen von EE- und KWK-Anlagen grundsätzlich zulässig sein, ist aber nicht verbindlich geregelt.

Bei Maßnahmen des Einspeisemanagements nach dem EEG erfolgt ein gezielter energetisch-bilanzieller Ausgleich in der Praxis bislang nicht. Um einen energetisch-bilanziellen Ausgleich auch für Abregelungsmaßnahmen von EE- und KWK-Anlagen durchführen zu können, ist es zunächst erforderlich, dass die Abregelungen von EE- und KWK-Anlagen aufgrund von Planwert-basierten Prozessen erfolgen, damit im Vorhinein zu den Abregelungen ein Ausgleich organisiert werden kann (vgl. Abschnitt 6.2). Da eine Pflicht zum energetisch-bilanziellen Ausgleich im Gesetz bislang nicht besteht, erscheint es außerdem erforderlich, eine entsprechende rechtliche Regelung zu schaffen, um die bestehende Rechtsunsicherheit zu beseitigen und einen flächendeckenden Ausgleich auch bei Einspeisemanagementmaßnahmen zu ermöglichen. Wie und in welchem Gesetz die Regelung umgesetzt wird, hängt davon ab, wie die Modifikation der Abschaltreihenfolge durch eine Relativierung des Einspeisevorrangs für EE- und KWK-Anlagen umgesetzt wird.

¹⁰⁰ Ausgestaltungsmöglichkeiten der Kostentragung und der finanziellen Anreizsetzung auch unter Abschnitt 6.4.2.2.

6.4.2 Eckpunkte einer zu schaffenden Regelung

6.4.2.1 Gesetzliche Regelung

Bei der Schaffung von rechtlichen Regeln zum verpflichtenden energetisch-bilanziellen Ausgleich wäre darauf zu achten, dass die wesentlichen Eckpunkte für die Durchführung eines energetisch-bilanziellen Ausgleichs gesetzlich festgelegt werden. Die Vorgaben müssten verhältnismäßig sein und einen Ausgleich zwischen den verschiedenen Rechtspositionen unter Berücksichtigung auch der Handlungsmöglichkeiten der Marktakteure schaffen. Details, die nicht die Grundlagen des Eingriffs betreffen, könnten über Verordnungsermächtigungen durch die Bundesnetzagentur oder individualvertraglich bzw. – wenn nur branchenweit zu lösen – über Branchenlösungen vorgegeben bzw. vereinbart werden.

Wie bereits mit § 13a EnWG abgebildet, zählt die Befugnis – und Verpflichtung – der Netzbetreiber zu der Vor- nahme von Redispatch-Maßnahmen zu den wesentlichen vom Gesetzgeber vorzugebenden Regelungselementen. Der energetisch-bilanzielle Ausgleich funktioniert derzeit auch ohne ausdrückliche gesetzliche Verpflichtung, wird aber von den VNB de facto nicht umgesetzt. Sollte die Verantwortlichkeit für den energetisch-bilanziellen Ausgleich (auch) den VNB übertragen werden, sollte dies ebenfalls gesetzlich verankert werden. In diesem Falle sollte insbesondere eine klare Abgrenzung der Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten zwischen ÜNB und VNB sowie zwischen VNB untereinander geregelt werden.

6.4.2.2 Kostentragung und finanzieller Anreiz

Bei einer Erweiterung der Redispatch-Maßnahmen auf EE- und KWK-Anlagen und einer Verlagerung der Verantwortung für den energetisch-bilanziellen Ausgleich von den Bilanzkreisverantwortlichen auf alle Netzbetreiber ist eine verhältnismäßige Kostentragungsregel zu finden. Dabei ist insbesondere zu berücksichtigen, dass sich Prognoserisiken bei volatiler Erzeugung nicht vollständig ausräumen lassen. Ferner ist denkbar, dass Netzbetreiber im Falle eines energetisch-bilanziellen Ausgleichs durch blockscharfe Anweisung wegen konkurrierenden Zugriffen auf dieselbe Anlage möglicherweise daran gehindert sind, einen energetisch-bilanziellen Ausgleich vorzunehmen. Schließlich entstehen gegebenenfalls erhebliche Kosten für die Gewährleistung einer belastbaren Prognosegüte bzw. die Inanspruchnahme von Dienstleistern, die ebenfalls – gerade vor dem Hintergrund erforderlicher Anreize – im Rahmen einer Kostentragungsregel zu bewerten sind. Bei Einführung finanzieller Anreize sind daher die Vor- und Nachteile sowie die genaue Umsetzung sorgfältig abzuwägen, um eine verhältnismäßige Lösung zu finden und Fehlanreiz zu vermeiden.

Die Refinanzierbarkeit von Redispatch-Kosten über die Netzentgelte sollte für ÜNB und VNB durch die gesetzlichen Vorgaben in vergleichbarer Weise gewährleistet werden, um eine rechtswidrige diskriminierende Regelung zu vermeiden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass größere Netzbetreiber (auch bei fehlendem bzw. nicht korrekt durchgeführtem energetisch-bilanziellen Ausgleich) von höheren Ausgleichseffekten in ihren Redispatch-Bilanzkreisen profitieren als kleinere Netzbetreiber. Ferner sind die mit höheren Prognoseunsicherheiten verbundenen EE-Anlagen eher in den niedrigeren Spannungsebenen angeschlossen, was speziell für diese Netzbetreiber zu systematisch höheren Abweichungen führen kann.

Nach dem aktuellen Regulierungsrahmen können ÜNB Kosten, die ihnen auf Grund der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen entstehen, gemäß § 11 Abs. 2 Satz 2 bis 4, 4 Abs. 2 Nr. 2 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile mit jährlich aktualisierbaren Ansätzen in ihren zulässigen Erlösobergrenzen anpassen und damit über die Netzentgelte refinanzieren. Damit ÜNB die Möglichkeit zur Kostenerstattung über die Netzentgelte eröffnet wird, haben diese freiwillige Selbstverpflichtungen zur Beschaffungsweise von Systemdienstleistungen abgegeben, die ÜNB-individuell durch Verfahrensregulierungen der Bundesnetzagentur festgelegt wurden. Durch die entgeltregulatorische Behandlung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile wird richtigerweise gewährleistet, dass diese Kosten im Rahmen der Anreizregulierung nicht den „allgemeinen“ Effizienzvorgaben gemäß § 9 bzw. 12 ff. ARegV unterliegen, sondern eher stark ausgeprägte redispatch-spezifische Effizienzreize für die Netzbetreiber gesetzt werden. Teil der Kostenerstattung sind neben den Kosten für die Beschaffung des energetisch-bilanziellen Ausgleichs auch möglicherweise entstehende Kosten für Ausgleichsenergie infolge nicht ausgeglichener Redispatch-Bilanzkreise.

Für Redispatch-Maßnahmen im VNB-Bereich käme grundsätzlich ein vergleichbares Vorgehen in Betracht. Dabei würden die Kosten für Beschaffung und Ausgleichsenergie – bei gleichzeitiger gesetzlicher Verpflichtung zur Durchführung des energetisch-bilanziellen Ausgleichs – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anerkannt, wobei die hierbei zu Grunde liegenden rechtlichen Vorgaben Redispatch-Maßnahmen im VNB-Bereich explizit in ihren Anwendungsbereich aufnehmen sollten. Gegebenenfalls könnte im VNB-Bereich aber auch ein regulierungsrechtlicher Rahmen zu bevorzugen sein, der keine netzbetreiberindividuellen Entscheidungen der Regulierungsbehörden voraussetzt, um Kosten aus Redispatch-Maßnahmen über die Netzentgelte refinanzieren zu können. Hierbei käme eine entsprechende Anpassung des in § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV enthaltenen Katalogs der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile in Betracht. Denkbar wäre auch die Einbeziehung der Kosten für die Gewährleistung zuverlässiger Prognosedaten, um einen wirtschaftlichen Anreiz für die Einführung belastbarer Prognoseverfahren zu setzen.

Alternativ wäre auch eine Behandlung der Kosten aus Redispatch-Maßnahmen als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV möglich. Diese Norm ermöglicht den betroffenen Netzbetreibern im Zusammenspiel mit § 4 Abs. 3 ARegV ebenfalls eine Anpassung der jährlichen Erlösobergrenzen und damit eine Refinanzierung der Kosten über die Netzentgelte.

Beide Varianten (Berücksichtigung als dauerhaft nicht beeinflussbare oder volatile Kostenanteile) hätten den Vorteil, dass ein positiver Anreiz für die Einführung belastbarer Prognoseverfahren gesetzt wird, da Netzbetreiber die Kosten für die Einführung besserer Prognoseverfahren vollständig ersetzt erhielten. Nachteilig könnte bewertet werden, dass – neben der gesetzlichen Verpflichtung und möglicher Sanktionsmöglichkeiten durch die Regulierungsbehörden, wie derzeit schon im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung – kein darüber hinausgehender wirtschaftlichen Anreiz für die Bewirtschaftung der Redispatch-Bilanzkreise gesetzt wird (s.6.3.3).

Sollte (gegebenenfalls nach einer Übergangsphase und Evaluierung) die Notwendigkeit eines weiteren – negativen – wirtschaftlichen Anreizes gesehen werden, so ist denkbar, die Kosten für Ausgleichsenergie in Redispatch-Bilanzkreisen lediglich im Rahmen einer (energiewirtschaftlich zu bewertenden) Toleranz als dauerhaft nicht beeinflussbare bzw. volatile Kostenanteile anzuerkennen. Zu überlegen wäre etwa eine mit den Vorgaben der Bundesnetzagentur zu Deltamengen im Rahmen der MaBiS (Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom) vergleichbare Regelung. Dort werden die Bilanzkreiskoordinatoren verpflichtet, die Bundesnetzagentur zu informieren, wenn ein VNB in einem bestimmten Zeitraum (hier: mehr als drei Monate eines Kalenderjahres) eine Deltazeitreihe

ausweist, deren Energiemengen „mehr als ein Prozent der Gesamtentnahme im jeweiligen Bilanzierungsgebiet im Monat“ entspricht. Für Ausgleichsenergie ließe sich eine ähnliche (in Anteil und Zeitraum energiewirtschaftlich zu bewertende) Regelung finden – entweder ebenfalls zur Durchführung von Ordnungsmaßnahmen durch die Reguliierungsbehörde in Anlehnung an Ziffer 2.5 der MaBiS, oder zur Grenzziehung, welche (infolge der Volatilität der Erzeugung unvermeidbaren) Kosten für Ausgleichsenergie als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anerkannt werden.

Denkbar wäre auch eine gestufte Einführung eines finanziellen Anreizes, etwa indem in einer ersten Stufe die Kosten für die Einführung besserer Prognoseverfahren, für die Beschaffung sowie für mögliche Ausgleichsenergie (wie bisher) als dauerhaft nicht beeinflussbare (oder volatile) Kostenanteile anerkannt werden, verbunden mit einem Monitoring und Evaluierung durch die Bundesnetzagentur. In einem zweiten Schritt könnten (entweder nach Maßgabe des Monitoring-Ergebnisses oder ab einem von Anfang an gesetzlich geregelten Termin) nach einer Übergangsfrist Kosten für Ausgleichsenergie lediglich im Rahmen einer Toleranz als dauerhaft nicht beeinflussbare bzw. volatile Kostenanteile berücksichtigt werden. Bei Einführung eines entsprechenden finanziellen Anreizes wäre auch zu berücksichtigen, dass bei einem zu starken (negativen) finanziellen Anreiz – gerade vor dem Hintergrund der zukünftig möglicherweise wesentlich stärker schwankenden Ausgleichsenergiekosten – der umgekehrte Effekt entstehen könnte, dass Netzbetreiber zur Risikominimierung Planwert-basierte Maßnahmen (z. B. EE-Abregelung) überdimensionieren, um nicht kurzfristig nachsteuern zu müssen.

Als weitere Variante wäre die Klassifizierung als beeinflussbare Kostenanteile denkbar. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass die redispatch-spezifischen Effizianzanreize in der zuletzt genannten Variante durch den fehlenden Bezug zur einzelnen Redispatch-Maßnahme und den Basisjahreffekt weniger stark ausgeprägt sein dürften.

Zu beachten ist im Übrigen, dass Netzbetreiber mit weniger als 100.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden derzeit nicht verpflichtet sind, gesonderte Netzbetreiber-Bilanzkreise zu führen (bspw. keine Pflicht, einen eigenen Bilanzkreis für EE gem. § 11 Satz 2 StromNZV, für Verlustenergie gem. § 10 Abs. 2 Satz 1 StromNZV). Ob hiervon für den „Redispatch-Bilanzkreis“ abgewichen werden sollte, wäre im Rahmen von Verhältnismäßigkeitserwägungen zu berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass auch Bilanzkreise, die neben den Redispatch-Zeitreihen etwa Differenz-Zeitreihen enthalten (bei Netzbetreibern mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden), ausbalanciert werden müssen. Hier profitieren die kleinsten Netzbetreiber aber von einem Durchmischungseffekt, von dem die großen Netzbetreiber ohnehin im Rahmen ihrer größeren Redispatch-Bilanzkreise profitieren.

6.4.2.2 Stromhandelsgeschäfte und Missbrauch

Soweit der Ausgleich durch die Netzbetreiber über Stromhandelsgeschäfte erfolgt, sind die Grenzen des europarechtlich und nationalrechtlich festgelegten Unbundling (Entflechtung) zu beachten. Dass und in welchem Umfang Erzeugung und Netzbetrieb von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen zu entflechten sind, ist indes schon jetzt gesetzlich geregelt (§§ 6 ff. EnWG), sodass hier kein zusätzlicher Regelungsbedarf entstehen dürfte. Insbesondere die informationelle Entflechtung betrifft – ohne eine de minimis-Regelung – sämtliche vertikal integrierte Unternehmen, § 6a EnWG.

Es könnte aber generell besorgt werden, dass Netzbetreiber eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens die Erzeugungsanlagen aus dem Unternehmensverbund bevorzugt für den energetisch-bilanziellen Ausgleich regeln, soweit dies wirtschaftlich vorteilhaft ist. Wird der Ausgleich über Intraday-Handelsgeschäfte abgewickelt, dürfte die Missbrauchsgefahr nicht bestehen. Hinzu kommt, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, die Erforderlichkeit der Kosten für den Redispatch nachzuweisen, wenn sie diese über die Netzentgelte als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten erstattet erhalten möchten. In diesem Falle riskieren sie bei unwirtschaftlichem Einsatz von Anlagen aus verbundenen Unternehmen die Nichtanerkennung der Kosten. Sollten unter Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften Informationen zur Preisbildung mit den Anlagenbetreibern ausgetauscht werden, könnte dies – wie auch sonst der Verstoß gegen die Unbundlingvorschriften – gemäß § 65 EnWG von den Regulierungsbehörden abgestellt werden. § 6c EnWG enthält darüber hinaus Ordnungsgeldvorschriften.

6.4.2.3 De-minimis-Grenze

Da kleine Netzbetreiber mit einem energetisch-bilanziellen Ausgleich überfordert sein könnten und diese auch kaum von Abregelungsmaßnahmen betroffen sein dürften, sollte eine de-minimis-Regelung zur Ausnahme kleiner Netzbetreiber von der Pflicht zur Führung eines gesonderten „Redispatch-Bilanzkreises“ geprüft werden. Hierfür käme etwa die im Regulierungsrecht vielfach angewandte Grenze von 100.000 mittelbar oder unmittelbar angeschlossenen Kunden in Betracht.

7 Erweiterung Betriebsplanungsprozesse

Die vorgeschlagenen Modelle, insbesondere zum energetischen Ausgleich, erfordern ein höheres Maß an Kommunikation zwischen den jeweils betroffenen Akteuren, um effizient umgesetzt werden zu können. Im Folgenden wird daher der Anpassungsbedarf bei den aktuellen Betriebsplanungsprozessen aufgezeigt sowie Vorschläge zur Weiterentwicklung der bestehenden Prozesse unterbreitet. Die einzelnen Prozesse sollen dabei nicht im Detail ausgestaltet sein, sondern vielmehr die Grundlage zur Diskussion mit betroffenen Akteuren schaffen. Dabei wird insbesondere ein Anforderungskatalog erstellt, an den sich die zukünftigen Ausgestaltungen der Prozesse orientieren sollten.

7.1 Übertragungsnetzbetreiber

7.1.1 Neue oder erweiterte Betriebsplanungsprozesse

Den Empfehlungen der Studie folgend, würden sich für ÜNB gegenüber heute, vornehmlich die Identifizierung von Redispatch-Maßnahmen sowie deren Umsetzung ändern. Bei der Ermittlung von Redispatch-Maßnahmen und insbesondere der Leistungsanpassung bei EE- und KWK-Anlagen müssten zukünftig die Relativierung des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Anlagen sowie die Relativierung der nachrangigen Anforderung, von in der Netzreserve befindlichen Kraftwerken, berücksichtigt werden. Die politisch auszuarbeitende und evtl. regulatorisch auszugestaltende Gesetzeslage zur Einbeziehung der entsprechenden Anlagen in den regulären Redispatch-Prozess, die bspw. in fiktiven Abregelpreisen liegen können, müsste dabei einbezogen werden.

Bei der Umsetzung der Redispatch-Maßnahmen müssen sich die ÜNB in der Rolle als verantwortlicher Netzbetreiber mit anderen Akteuren und insbesondere mit dem zuständigen Anschlussnetzbetreiber abstimmen. Dies betrifft Anschlussnetzbetreiber aller Anlagen, auf die ÜNB im Rahmen des Redispatch-Prozesses zugreifen möchten. Neben dezentralen konventionellen Anlagen wird dies zukünftig vermehrt auch EE- und KWK-Anlagen sowie sonstige Flexibilitätäten umfassen. Gleichzeitig müssen sie die Abwicklung des energetischen Ausgleichs vorrangig als block-/anlagenscharfe Leistungsanforderung unter Berücksichtigung der Netzsituation und somit technisch-wirtschaftlich effizient vornehmen. Das anzustrebende Zielmodell des energetischen Ausgleichs sieht vor, dass zukünftig der energetische Ausgleich zu großen Teilen über die ÜNB erfolgt. Langfristig könnten ÜNB somit auch den energetischen Ausgleich für andere verantwortliche Netzbetreiber, wie bspw. VNB oder andere ÜNB, übernehmen und entsprechend koordinieren.

Das vorgeschlagene Modell zum energetischen und bilanziellen Ausgleich sieht eine Ersatzlieferung durch die verantwortlichen oder anweisenden Netzbetreiber vor. Um zukünftig die Bilanzkreisabrechnungen innerhalb des heute geltenden zeitlichen Rahmens zu ermöglichen, müssen die ÜNB in ihrer Rolle als Anschlussnetzbetreiber zusätzlich die Höhe der tatsächlich umgesetzten Abregelung innerhalb von 40 Tagen bestimmen. Diese zeitliche Anforderung geht aus den aktuellen Marktprozessen für die Bilanzkreisabrechnung hervor (MaBiS).

7.1.2 Daten- und Informationsbedarf

Diese neuen und erweiterten Betriebsplanungsprozesse sind mit neuen Anforderungen an den zukünftigen Datenbedarf der ÜNB verbunden. Dies betrifft insbesondere Plandaten von anderen Akteuren, was bereits umfassend in abgeschlossenen nationalen Studien zur Definition des Datenbedarfs zur Ermittlung und Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen hergeleitet wurden (bspw. Consentec/FGH-Gutachten zum Energieinformationsnetz, Mai 2016). Der darin definierte Datenbedarf versetzt, laut Einschätzung der Gutachter, die ÜNB in die Lage, die neuen und erweiterten Betriebsplanungsprozesse ausführen zu können. Die Konkretisierung des Datenbedarfs im EU-Raum wird derzeit vorangetrieben und befindet sich teilweise bereits in der Implementierungsphase (bspw. GLDPM-Prozess). Dabei wird der Datenbedarf und -austausch zwischen den betroffenen Stakeholdern abgestimmt. Somit ist zu erwarten, dass der in diesem Prozess abgestimmte Datenbedarf und -austausch die aus den Betriebsplanungsprozessen hervorgehenden Anforderungen ebenfalls erfüllen wird.

Innerhalb des oben genannten Gutachtens zum Energieinformationsnetz wird bereits deutlich herausgearbeitet, dass ÜNB keine anlagenscharfen Prognosedaten für dargebotsabhängige Anlagen benötigen, sondern vielmehr zur Erfüllung, der aus den Betriebsplanungsprozessen hervorgehenden Aufgaben, die Einspeisung des jeweils regional aufgelösten Aggregats von Anlagen relevant ist. Deren Prognose übernehmen die ÜNB bereits heute.

Weitere Datenbedürfnisse, bspw. von anderen Netzbetreibern, werden ebenfalls umfassend in dem Gutachten hergeleitet und aufgeführt. In der Branche werden derzeit verschiedene Kommunikations- und Koordinationsmodelle erarbeitet, die nach aktueller Einschätzung der Gutachter, die ÜNB grundsätzlich in die Lage versetzen, die zukünftigen Betriebsplanungsprozesse effizient auszuführen. Es wird vorgeschlagen, hinsichtlich der Kommunikations- und Koordinationsmodelle eine Branchenlösung anzustreben.

7.2 Verteilernetzbetreiber

7.2.1 Neue oder erweiterte Betriebsplanungsprozesse

Die neuen und erweiterten Betriebsplanungsprozesse für VNB ergeben sich größtenteils analog zu denen der ÜNB: Zukünftig müssten auch die VNB die Prozesse zur Identifizierung von Redispatch-Maßnahmen sowie deren Umsetzung anpassen. Bei der Ermittlung von Redispatch-Maßnahmen bei EE- und KWK-Anlagen müsste zukünftig die Relativierung des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Anlagen berücksichtigt werden.

Bei der Umsetzung der Redispatch-Maßnahmen müssen sich die VNB, ebenso wie die ÜNB, in ihrer Rolle als verantwortlicher Netzbetreiber zukünftig verstärkt mit anderen Akteuren und insbesondere mit dem Anschlussnetzbetreiber abstimmen. Gleichzeitig müssen sie die Abwicklung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs für die von ihnen veranlassten Leistungsanpassungen koordinieren. Dabei ist es grundsätzlich denkbar, dass sie diese Leistung an den vorgelagerten ÜNB weitergeben und dieser den energetischen Ausgleich als block-/anlagenscharfe Leistungsanforderung vornimmt. Aufgrund der damit verbundenen deutlich gesteigerten Komplexität der Koordination, ist es übergangsweise aber ebenfalls möglich und für VNB vermutlich in nächster Zeit leichter umsetzbar, dass der energetische Ausgleich über Börsengeschäfte vorgenommen wird. Das anzustrebende Zielmodell des energetischen Ausgleichs sieht allerdings vor, dass zukünftig die VNB in der Rolle des verantwortlichen Netzbetreibers den

energetischen Ausgleich auch über ÜNB vornehmen können, da dies bei horizontalen Engpässen stets die kosteneffizientesten Leistungsanpassungen ermöglichen würde.

Das vorgeschlagene Modell zum energetisch und bilanziellen Ausgleich sieht eine Ersatzlieferung durch die verantwortlichen oder anweisenden Netzbetreiber vor. Um in Zukunft die Bilanzkreisabrechnungen innerhalb des heute geltenden zeitlichen Rahmens zu ermöglichen, müssen die VNB in der Rolle als Anschlussnetzbetreiber zusätzlich die Höhe der tatsächlich umgesetzten Abregelung innerhalb von 40 Tagen bestimmen. Dies gilt sowohl für von ihnen veranlasste Leistungsanpassungen, als auch für Leistungsanpassungen anderer Netzbetreiber, bspw. den ÜNB. Im Vergleich zu den ÜNB dürfte dieser Prozess deutlich umfangreicher ausfallen, da VNB erheblich häufiger die Rolle des Anschlussnetzbetreibers einnehmen.

7.2.2 Daten- und Informationsbedarf

Auch der Daten und Informationsbedarf der VNB wird vorrangig durch diese neuen und erweiterten Betriebsplanungsprozesse getrieben, orientiert sich aber weitgehend an den Datenbedürfnissen der ÜNB. Viele der oben geschilderten Überlegungen gelten daher entsprechend für VNB.

Viele der VNB haben inzwischen in eigenen Studien den für sie zukünftigen Datenbedarf bestimmt und weitgehend überschneidende Ergebnisse zum o.g. Gutachten zum Energieinformationsnetz identifiziert. Der in diesen Studien definierte Datenbedarf versetzt, laut Einschätzung der Gutachter, auch die VNB in die Lage, die neuen und erweiterten Betriebsplanungsprozesse effizient ausführen zu können. Im Rahmen des GLDPM-Prozesses werden ebenso die Rollen der VNB betrachtet und die VNB bei der Ausgestaltung der für sie notwendigen Datenbedürfnisse einbezogen. Auch wenn der GLDPM-Prozess auf eine Ermittlung von Kapazitäten zur anschließenden Marktvergabe abzielt, ist der Prozess zumindest für Hochspannungsnetzbetreiber mit der Verpflichtung zur Erstellung von day-ahead-Engpassprognosen verbunden. Somit ist gleichermaßen für die VNB zu erwarten, dass der in diesem Zuge abgestimmte Datenbedarf und -austausch die Anforderungen der Betriebsplanungsprozesse größtenteils erfüllen wird.

7.3 Bilanzkreisverantwortlicher / Anlagenbetreiber

7.3.1 Neue oder erweiterte Betriebsplanungsprozesse

BKV bzw. AB werden zukünftig intensiv bei der netzbetreiberseitigen Ermittlung von Redispatch-Maßnahmen und der damit verbundenen Abregelung von EE- und KWK-Anlagen einbezogen. Bei einer gleichzeitigen Relativierung der Vorrangregeln für diese Anlagen ist damit zu rechnen, dass zukünftig die Menge der Abregelung gegenüber heute tendenziell zunehmen wird. Geht aber parallel, wie von den Gutachtern vorgeschlagen, die Verantwortlichkeit für den bilanziellen und energetischen Ausgleich auf den verantwortlichen Netzbetreiber über, ist die Abregelung zukünftig für BKV nicht mehr mit finanziellen Risiken verbunden. Da die BKV bei einem netzbetreiberseitigen Eingriff in die Leistungsbilanz, der von ihnen verwalteten Anlagen, kostenneutral gestellt werden, würde auch eine deutliche Zunahme der Abregelmenge für einige BKV nicht in Kostennachteilen und einer möglichen Diskriminierung resultieren. AB bzw. BKV müssen jedoch zukünftig verstärkt von den Netzbetreibern bei der Abregelung von Anlagen in

ihrem Portfolio einbezogen und informiert werden, damit sie zweifelsfrei zwischen einer netzbedingten Abregelung und sonstigen Gründen von ungeplanten Abweichungen der Einspeisung, bspw. Prognosefehler, unterscheiden können.

Durch den bilanziellen und energetischen Ausgleich seitens des verantwortlichen Netzbetreibers wird in Zukunft für BKV keine Notwendigkeit bzw. kein Anreiz mehr bestehen, Leistung gezielt präventiv nicht zu vermarkten, um dem finanziellen Risiko einer netzbedingten Abregelung vorzubeugen. Gleichzeitig bleibt für BKV die Möglichkeit erhalten, bei negativen Preisen Leistung nicht zu vermarkten.

Für BKV ist es somit zukünftig nicht mehr notwendig, Höhe und Dauer einer möglichen Abregelung zu antizipieren und eine mögliche Ersatzbeschaffung zu organisieren. Entsprechend könnte der Umfang aktuell vorgehaltener Besicherungsleistung gegenüber heute deutlich abnehmen, da diese ausschließlich für sonstige Ereignisse, wie bspw. Störungen der Anlagen oder Prognosefehler, benötigt werden. Hierdurch würde die so frei gewordene Besicherungsleistung den ÜNB für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung stehen.

Um auch zukünftig die Sortenreinheit des Bilanzkreises im Falle einer Abregelung zu erhalten und weiterhin die Marktprämie erhalten zu können, müssen BKV ggf. ein Sub-Redispatch-Bilanzkreis einführen, über den jeweils die seitens der Netzbetreiber angeforderten Mengen der Abregelung abgerechnet werden.

Wie bereits bei den anderen Akteuren beschrieben, wird sich für BKV bzw. AB der gegenüber den Netzbetreibern zu übermittelnde Datenaustausch intensivieren und insbesondere um weitere Planwert-bezogene Daten erweitern. Gegenüber heute ist somit mit einer Zunahme des Aufwands zu rechnen.

Die Möglichkeit zum Einspeisemanagement sowie daraus resultierende Verpflichtungen besteht für Netzbetreiber ausschließlich gegenüber dem Anlagenbetreiber, nicht dem von diesem als Dienstleister verpflichteten BKV. Dennoch ist damit zu rechnen, dass bestimmte vom Anlagenbetreiber zu übermittelnde bzw. an ihn übermittelte Informationen vom BKV stammen bzw. für diesen relevant sind. Es ist deshalb vermutlich auch ein verstärkter Informationsaustausch zwischen AB und BKV erforderlich. Dessen genaue Ausgestaltung kann aber zwischen diesen Akteuren geregelt werden.

7.3.2 Daten- und Informationsbedarf

Aus den neuen und erweiterten Betriebsplanungsprozessen geht für BKV nur ein geringer Bedarf zusätzlicher Daten hervor. Gegenüber heute ist es für BKV insbesondere entscheidend, dass sie über Höhe und Dauer von netzbedingten Leistungsanpassungen in Kenntnis gesetzt werden. Würde diese Information den BKV nicht vorliegen, könnten diese bei der Überwachung der Istwert-Einspeisung ihres vermarkteten Portfolios nicht zwischen angeforderten Leistungsanpassungen der Netzbetreiber und sonstigen Gründen für Abweichungen von der Einspeiseprognose, wie Prognosefehler, technisches Versagen der Anlagen, Sturmabschaltungen o.ä. differenzieren. Die Kenntnis der netzbedingten Leistungsanpassungen ist somit notwendig, damit BKV nicht selbstständig einen energetischen Ausgleich in diesen Fällen vornehmen, für den zukünftig die Netzbetreiber verantwortlich sind.

Die genaue Ausgestaltung des Kommunikationsweges und Datenaustausches ist dabei noch offen. Dabei kann die Rolle des Senders der Information zur Höhe und Dauer von netzbedingten Leistungsanpassungen zwischen dem verantwortlichen Netzbetreiber als auch dem anweisenden Netzbetreiber variiert werden. Wie bereits oben beschrieben, wird rechtssystematisch voraussichtlich der AB diese Daten empfangen und muss diese ggf. an den BKV weiterleiten.

7.4 Rechtlich-regulatorische Bewertung

7.4.1 Datenaustausch zwischen Akteuren

Aufgrund der Möglichkeit und Notwendigkeit, dass Maßnahmen zur Engpassbeseitigung sowohl auf ÜNB-Ebene als auch auf VNB-Ebene notwendig sind, ergibt sich auch die Notwendigkeit eines umfangreichen Datenaustauschs zwischen den Beteiligten, um eine effektive Umsetzung der Maßnahmen zu gewährleisten. Um diesen Datenaustausch, der praktisch gegenwärtig nur unzureichend stattfindet, effektiv zu ermöglichen, sollten klare rechtliche Vorgaben hierzu gemacht werden. Ein Ansatz ist hierfür bereits in § 12 Abs. 3 und 4 EnWG angelegt. Gesetzliche Vorgaben können dabei nur den Rahmen der Datenaustauschprozesse vorgeben. Die detaillierte Ausgestaltung muss auf untergesetzlicher Ebene stattfinden. Dabei erscheint eine „Branchenlösung“, die zwischen den beteiligten Akteuren bzw. den Verbänden vereinbart wird und die gesetzlichen Vorgaben einhält, ein sinnvoller Weg, um eine praktikable und für alle umsetzbare Lösung zu finden. Für den Fall, dass ein solcher Branchenkompromiss allerdings nicht zustande kommt, sollte ersatzweise eine Regelung auf Ebene der Verordnung oder Festlegung einer Behörde greifen können.

Auch die Datenübertragung an die Anlagenbetreiber (ggf. über Einbeziehung der Direktvermarkter) zu geplanten und durchgeführten Abregelungen, sollte eindeutig geregelt sein.

7.4.2 Notwendige Prognosen

Wesentlich problematischer als beim konventionellen Redispatch ist insbesondere bei der Einbeziehung von EE-Anlagen die Frage der Prognosequalität. Während die Kraftwerksbetreiber konventioneller Erzeugungsanlagen einen Fahrplan an die ÜNB melden, der Grundlage für Lastflussberechnungen sein kann, fehlen entsprechende belastbare Daten für EE-Anlagen. Wird gesetzlich vorgegeben, dass die Netzbetreiber einen energetisch-bilanziellen Ausgleich vorzunehmen haben, brauchen sie belastbare Prognosedaten. Diese liegen ihnen für das eigene Netz grundsätzlich vor, für die relevanten Erzeugungsanlagen jedoch nicht zwingend in zuverlässiger Qualität.

Damit ist es erforderlich, dass ein entsprechender Datenaustausch zwischen Netz- und Anlagenbetreibern gesetzlich – oder durch die Bundesnetzagentur – geregelt wird. Soweit dabei die Daten der Anlagenbetreiber genutzt werden sollen, stellen sich dabei komplexe rechtliche Fragen im Hinblick auf die Mitwirkungspflicht der Anlagenbetreiber. Einerseits erscheint es zweckmäßig, auf die Daten der Anlagenbetreiber zu ihrer erwarteten Einspeisung zurück zu greifen, und Anlagenbetreiber sollten einen Anreiz haben, möglichst genaue Daten mitzuteilen. Dies betrifft nicht nur ggf. die wetterbedingte Einspeiseprognose, sondern auch Daten zu Stillständen/ Wartungen der Anlagen oder bei KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung. Andererseits werden Anlagenbetreiber nicht bereit sein, die von

ihnen – bzw. ihren Direktvermarktern – mit erheblichem finanziellen Aufwand beschafften Prognosen weiter zu geben. Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie Haftungsfragen bei der Bereitstellung falscher Daten, die Auswirkungen auf die Netzstabilität haben können, geregelt werden. Im Hinblick auf die Netzbetreiber sollte geprüft werden, dass aus der Entwicklung von Prognosen mit hoher Qualität entstehende Kosten (falls diese nicht von den Anlagenbetreibern mitgeteilt werden), soweit sie erforderlich sind, über die allgemeinen Netzentgelte refinanziert werden könnten (vgl. hierzu auch vorstehend 6.4.2.2, dort bezogen auf die Kosten für den bilanziellen Ausgleich).

Es wäre problematisch, Netzbetreiber mit den Prognosekosten zu belasten, wenn diese unvermeidbar sind. Hinzu tritt, dass die Prognosequalität für eine volatile Erzeugung nicht die Genauigkeit erreichen kann wie Prognosen für eine Erzeugung aus nicht volatilen Primärenergieträgern. Dabei ist eine eindeutige für alle Netzbetreiber (ÜNB und VNB) gleichermaßen geltende gesetzliche Regelung zu empfehlen, da andernfalls zu befürchten stehen könnte, dass die Kosten nicht als ersetzbar über die Netzentgelte anerkannt werden. So wird teilweise von Regulierungsbehörden vertreten, dass Netzbetreiber Kosten für die Bewirtschaftung ihrer Differenzbilanzkreise nicht über die allgemeinen Netzentgelte refinanzieren können, obwohl diese Kosten dem System einer synthetischen Bilanzierung immanent sind. Eine solche Praxis sollte durch die Vorgabe gesetzlicher Rahmenbedingungen vermieden werden (vgl. zu den Varianten vorstehend unter 6.4.2.2).

Ecofys - A Navigant Company

Ecofys Germany GmbH

Albrechtstraße 10 c
10117 Berlin

Tel: +49 (0) 30 29773579-0

Fax: +49 (0) 30 29773579-99

info@ecofys.com

ecofys.com