



Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0

Sachverständigengutachten

im Auftrag von

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

22. März 2024

Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0

Sachverständigengutachten

im Auftrag von

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Inhalt

Zusammenfassung	iii
1 Hintergrund und Ziel	1
2 Redispatch 2.0 – Änderungen und Anforderungen	3
2.1 Einleitung	3
2.2 Kommunikation und Koordination	3
2.3 Datenaustausch	4
2.4 Bilanzierungsmodelle und Abrechnung	4
2.5 Anforderung zur robusten Abschätzung der Wirkung von Maßnahmen	7
3 Bewertung der Pilotprojekte	10
3.1 Überblick	10
3.2 Hauptursachen für Differenzen zwischen der prognostizierten und bestimmten Ausfallarbeit	11
3.3 Abschließende Bewertung	15
4 Weitere Problemfelder von Redispatch 2.0	17
4.1 Komplexität	17
4.2 Fehlende Tests	17
4.3 Geringe Vorlaufzeiten	18
4.4 Begrenzttes Hochfahrpotenzial	18
4.5 Fehlende Anreize	19
5 Weiterentwicklung des Redispatch 2.0	21
5.1 Vorschlag der BDEW-Taskforce	21
5.2 Würdigung des BDEW-Vorschlags	22
5.3 Vorschlag des Gutachters	24
5.3.1 Übergangsmodell: Anpassung des kurz- bis mittelfristigen Konzepts	24
5.3.2 Zielmodell: Bessere Planbarkeit des bilanziellen Ausgleichs	29
A Fragenkatalog der Bundesnetzagentur	31

Zusammenfassung

Hintergrund und Ziel

Bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 und insbesondere des bilanziellen Ausgleichs haben sich deutliche Unterschiede zwischen dem Redispatch mit Anlagen mit Übertragungsnetzanschluss und solchen, die in den Verteilernetzen angeschlossen sind, ergeben: Während auf der Übertragungsebene die Prozesse und insbesondere auch der bilanzielle Ausgleich weitestgehend funktionieren, haben sich bei der Umsetzung der Prozesse auf den Verteilernetzebenen verschiedene Herausforderungen und Probleme gezeigt. Aufgrund von Verzögerungen bei der Implementierung der für die Abwicklung des Redispatch 2.0 notwendigen Prozesse wurde seitens des Branchenverbandes BDEW eine Übergangslösung entwickelt, die im Kern die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen in die Sphäre des Anlagenbetreibers bzw. Bilanzkreisverantwortlichen zurücktransferiert. Diese erhalten im Gegenzug für den von ihnen zu beschaffenden bilanziellen Ausgleich eine indexierte finanzielle Kompensation. Das BDEW-Übergangsmodell hätte zeitlich befristet sein sollen, wird aber faktisch bis heute weiterhin praktiziert, da in der Branche weitgehender Konsens herrscht, dass die Redispatch 2.0-Prozesse bei Einbindung von auf den Verteilernetzebenen angeschlossen Anlagen nicht ausreichend robust funktionieren.

Dies bestätigen auch die nicht erfolgreich beendeten Pilotprojekte bei deren Durchführung eklatante Schwierigkeiten aufgetreten und vorrangig Defizite beim bilanziellen Ausgleich erkennbar geworden sind. Aufgrund wiederholter und erheblicher Abweichungen in der Systembilanz ist aus Sicht der ÜNB ein Weiterbetrieb der Pilotprojekte aus Gründen der Systemsicherheit nicht mehr vertretbar gewesen.

Vor dem Hintergrund dieser erheblichen Schwierigkeiten will die Bundesnetzagentur die in den Pilotprojekten aufgetretenen Probleme aufarbeiten und erwägt, das Modell zum bilanziellen Ausgleich zu überarbeiten und ein entsprechendes Konsultationsverfahren zu eröffnen. Hierzu hat sie ein Feststellungsverfahren eingeleitet und Christoph Maurer, Geschäftsführer von Consentec, als Sachverständigen beauftragt, die während der Pilotprojekte aufgetretenen Schwierigkeiten zu analysieren und Änderungsvorschläge für die Weiterentwicklung der Redispatch 2.0-Prozesse zu erarbeiten.

Bewertung der Pilotprojekte

Die Analyse der Pilotprojekte hat gezeigt, dass alle Projekte anfänglich mit Herausforderungen bei der Einführung und Umsetzung einhergingen. Im Verlauf konnten jedoch im Bereich der Ab-rufkoordination und des Datenaustauschs relevante Fortschritte erzielt werden. Dies gilt jedoch nicht für die Frage der Abwicklung des bilanziellen Ausgleichs. In einzelnen Situationen speziell im Frühsommer 2023, die durch eine hohe PV-Einspeisung und damit die Notwendigkeit zum Redispatch mit vielen kleinteiligen Anlagen gekennzeichnet waren, sind große Abweichungen zwischen der prognostizierten und tatsächlichen Ausfallarbeit und damit auch ein signifikantes Risiko für die Systembilanz aufgetreten.

Die Gründe für die aufgetretenen Probleme und letztlich das Scheitern der Pilotprojekte sind vielfältig und komplex und variieren zwischen den einzelnen Netzgebieten. Es gibt nicht einen einzelnen Grund, der zu den Problemen bei den Piloten geführt hat, sondern vielmehr handelt es sich um ein Zusammenspiel verschiedener Faktoren. Zum Teil liegen die Gründe auch außerhalb des Regelungsbereichs von Redispatch 2.0. Die Hauptursachen für die Differenzen zwischen den prognostizierten und den tatsächlich ermittelten Ausfallarbeiten liegen in der technischen

Umsetzung (Steuerungstechnik, Datenfehler, Software, Leittechnik), der unzureichenden Kommunikation zwischen den Akteuren sowie im Bilanzierungsmodell.

Während des Zeitraums der Pilotphase wurden die Systeme und Prozesse seitens der involvierten Netzbetreiber zwar ständig weiterentwickelt, dennoch waren die Piloten bis zuletzt geprägt durch eine geringe Automatisierung und durch zahlreiche Workarounds. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass im Zeitverlauf stets neue Probleme ersichtlich wurden und geeignete Lösungen gefunden werden mussten.

In Summe lässt sich aus den Erfahrungen der Pilotprojekte der Schluss ziehen, dass eine flächendeckende und erfolgreiche Umsetzung des ursprünglichen Redispatch 2.0-Konzepts mit Anlagen, die an das Verteilernetz angeschlossen sind, vermutlich auch auf Sicht von mehreren Jahren nicht realistisch erscheint.

Übergangmodell: Anpassung des kurz- und mittelfristigen Redispatch 2.0-Konzepts

Es wird daher empfohlen, bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 kurz- und mittelfristig ein am Vorschlag der BDEW-Taskforce orientiertes Konzept anzuwenden, das aufgrund der faktisch nicht möglichen Umsetzung des bisherigen Konzepts im Vergleich zu den ursprünglichen Zielen des Redispatch 2.0 deutlich weniger ambitioniert ist. Gleichzeitig sollten aber die Weichen so gestellt werden, dass mittel- bis langfristig die Erreichung der ursprünglichen Ziele des Redispatch 2.0 dennoch angestrebt werden kann. Bei der Anpassung des Konzepts sollte zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen unterschieden werden.

Aufgrund der positiven Erfahrungen mit Anlagen auf der Höchstspannungsebene wird vorgeschlagen, die aktuellen Prozesse für Redispatch-Maßnahmen für diese Anlagen beizubehalten. Im Gegensatz dazu wird vorgeschlagen, die Bemühungen zur vollständigen Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse mit den im Verteilernetz angeschlossenen Anlagen auszusetzen. Dies betrifft speziell den bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber. Alle anderen Prozesse, wie etwa Clusterabrufe und die Verbesserung der Datenbasis, sollten weiterentwickelt werden.

Aufgrund der Vorteile des Planwertmodells gegenüber dem Prognosemodell sollte nicht ausgeschlossen werden, dass dieses auch für Anlagen auf der Verteilernetzebene in Betracht gezogen wird. Dennoch erscheint es auch perspektivisch nicht ratsam, das Planwertmodell auf alle erneuerbaren Energieanlagen mit fluktuierender Erzeugung auszuweiten. Anlagen, die bereits heute im Planwertmodell behandelt werden, sollten dort grundsätzlich bleiben dürfen. Der Wechsel weiterer Anlagen ins Planwertmodell sollte zumindest bei volatilen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien nur dann erfolgen, wenn Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber zustimmen.

Für alle anderen Anlagen wird vorgeschlagen, das Prognosemodell gemäß den Redispatch 2.0-Prozessen zu nutzen, dabei aber die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich auf die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) übergehen zu lassen. Hierfür ist den BKV durch die Netzbetreiber eine Kompensation zu zahlen, die Anreize für eine effiziente Abwicklung setzt, aber nicht zu Zusatzkosten für die BKV führen darf. Insbesondere darf das Fehlen von Vorabinformationen über durch den Netzbetreiber geplante Redispatch-Maßnahmen nicht zu einem finanziellen Risiko für die BKV führen.

Zielmodell: Bessere Planbarkeit des bilanziellen Ausgleichs

Dieses vom Gutachter vorgeschlagene Übergangmodell verfügt über zwei Schwachpunkte: Zum einen liegen BKV in der Regel keine verlässlichen Vorabinformationen vor, wodurch der bilanzielle Ausgleich reaktiv auf beobachtete Handlungen des Netzbetreibers und damit zeitverzögert und unter der Gefahr von Systembilanzungleichgewichten erfolgt. Zum anderen könnten

für Netzbetreiber zu niedrige Anreize bestehen, Redispatch-Prozesse geplant durchzuführen, was Voraussetzung für einen synchronen energetischen Ausgleich ist. Dies gilt zumindest, wenn die mit den Redispatch-Maßnahmen verbundenen Kosten als Teil der Netzkosten weitergereicht werden können. Aufgrund dieser beiden genannten Schwächen sollte das Übergangsmodell daher zu einem Zielmodell weiterentwickelt werden, das im Kern eine bessere Planbarkeit des bilanziellen Ausgleichs verfolgt.

Eine Möglichkeit, diesen Zielzustand zu erreichen, könnte darin bestehen, dass die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich dauerhaft beim BKV bleibt, dieser jedoch verbindliche Vorabinformationen von Redispatchmaßnahmen durch den VNB erhält. Dies erfordert eine zumindest finanzielle Verbindlichkeit der Vorankündigungen aus Netzbetreibersicht.

Als Alternative hierzu könnte der Netzbetreiber die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich wieder übernehmen, sofern die dafür notwendigen Prozesse hinreichend robust funktionieren. Bei richtiger Auslegung können beide Wege aus Sicht des Gutachters zu einem robusten und vielversprechenden Zielmodell führen.

Mit Blick auf die gewonnenen Erfahrungen scheint es angeraten, eine schrittweise Einführung eines planwertbasierten bilanziellen Ausgleichs vorzunehmen, der durch umfassende Tests und einem engmaschigen Monitoring begleitet werden könnte.

Zudem halten wir die Einführung geeigneter wirtschaftlicher Anreizsysteme für alle beteiligten Akteure, insbesondere für die Netzbetreiber, für sinnvoll. Ein denkbarer Ansatz könnte darin bestehen, für VNB die Möglichkeit der Wälzung von Kompensationszahlung an den BKV von Echtzeit-basierten Redispatch-Maßnahmen in die Netzentgelte graduell auslaufen zu lassen. Es ist jedoch wichtig, dass diese Veränderungen frühzeitig und transparent kommuniziert werden, damit die Netzbetreiber sich gezielt auf das Zielmodell vorbereiten können.

1 Hintergrund und Ziel

Auf Basis des im Mai 2019 in Kraft getretenen Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wurden die Regelungen für das Netzengpassmanagement grundlegend überarbeitet. Die Anpassung der Regularien wird auch als Redispatch 2.0 titulierte. Unter anderem sind seit dem 1. Oktober 2021 die Übertragungs- und die Verteilernetzbetreiber dazu verpflichtet, Redispatch-Maßnahmen bilanziell auszugleichen. Während dies bei Redispatch-Maßnahmen bei konventionellen Anlagen bereits zuvor praktiziert wurde, wurde dies nun auch auf Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen), Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) sowie Speichersysteme ausgeweitet. Betroffen von dieser Regelung sind alle Anlagen mit einer Anschlussleistung über 100 kW. Zur Umsetzung der abstrakten rechtlichen Vorgaben hatte der BDEW umfassende konkrete Prozessbeschreibungen und Regelungen entwickelt, die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Wesentlichen für rechtlich verbindlich erklärt wurden.

Bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 und insbesondere des bilanziellen Ausgleichs haben sich deutliche Unterschiede zwischen dem Redispatch mit Anlagen mit Anschluss am Übertragungsnetz und solchen, die in den Verteilernetzen angeschlossen sind, ergeben: Während auf der Übertragungsnetzebene die Prozesse und insbesondere auch der bilanzielle Ausgleich weitestgehend funktionierten, haben sich bei der Umsetzung der Prozesse auf den Verteilernetzebenen verschiedene Herausforderungen und Probleme gezeigt. Aufgrund von Verzögerungen bei der Implementierung der für die Abwicklung des Redispatch 2.0 notwendigen Prozesse wurde seitens des Branchenverbandes BDEW eine Übergangslösung entwickelt, die im Kern die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich für Redispatch-Maßnahmen in die Sphäre des Anlagenbetreibers bzw. Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zurücktransferiert. Diese erhalten im Gegenzug für den von ihnen zu beschaffenden bilanziellen Ausgleich eine indizierte finanzielle Kompensation. Das BDEW-Übergangsmodell hätte auf den 31. März 2022 befristet sein sollen, wird aber faktisch bis heute weiterhin praktiziert, da in der Branche weitgehender Konsens herrscht, dass die Redispatch 2.0-Prozesse bei Einbindung von auf den Verteilernetzebenen angeschlossenen Anlagen nicht ausreichend robust funktionieren.

Dies bestätigen auch die nicht erfolgreich beendeten Pilotprojekte zum Redispatch 2.0. Mit ausgewählten direkt unterlagerten Netzbetreibern haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission (50Hertz) und Amprion die Redispatch 2.0-Prozesse erprobt. Im Rahmen der Pilotphase sind aber eklatante Schwierigkeiten aufgetreten, die letztlich die Beendigung aller Pilotprojekte zum 01. August 2023 zur Folge hatte. Dabei sind vorrangig Defizite beim bilanziellen Ausgleich erkennbar geworden, die einem zuverlässigen Netzbetrieb entgegenstehen. Aufgrund wiederholter und erheblicher Abweichungen in der Systembilanz ist aus Sicht der ÜNB ein Weiterbetrieb der Pilotprojekte aus Gründen der Systemsicherheit nicht mehr vertretbar gewesen.

Vor dem Hintergrund dieser erheblichen Schwierigkeiten will die BNetzA die in den Pilotprojekten aufgetretenen Probleme aufarbeiten und erwägt, das Modell zum bilanziellen Ausgleich zu überarbeiten und ein entsprechendes Konsultationsverfahren zu eröffnen. Hierzu hat sie ein Feststellungsverfahren eingeleitet und Christoph Maurer, Geschäftsführer von Consentec, als Sachverständigen beauftragt, die während der Pilotprojekte aufgetretenen Schwierigkeiten zu analysieren und Änderungsvorschläge für die Weiterentwicklung der Redispatch 2.0-Prozesse zu erarbeiten. Dabei hat sie dem Sachverständigen einen Fragenkatalog mit der Bitte um schriftliche Beantwortung (Anhang A) übermittelt.

Um die während der Pilotprojekte aufgetretenen Problemfelder zu identifizieren und zu bewerten und Änderungsvorschläge zum Modell des bilanziellen Ausgleichs abzuleiten, wurden

umfassende Interviews mit den an den Pilotprojekten beteiligten Netzbetreibern, allerdings auch mit weiteren Netzbetreibern und sonstigen in der Energiewirtschaft tätigen Stakeholdern, wie Direktvermarktern, dem BDEW, Stromhändlern, Prognosedienstleistern sowie Plattformbetreibern und Anbietern von Software-Lösungen geführt. Dieses Sachverständigengutachten fasst die Erkenntnisse der Untersuchung zusammen.

2 Redispatch 2.0 – Änderungen und Anforderungen

2.1 Einleitung

Gemäß den Bestimmungen der §§ 13 und 14 EnWG tragen Stromnetzbetreiber die Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihren Netzen. Um die Netzstabilität zu gewährleisten und Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben, werden hierzu Redispatch-Maßnahmen durchgeführt. Unter Redispatch versteht man gezielte Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Stromerzeugungs- oder -verbrauchsanlagen seitens der Netzbetreiber.

Das am 13. Mai 2019 in Kraft getretene Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) legt neue Anforderungen für das Management von Netzengpässen fest, die von den betroffenen Marktakteuren, insbesondere den Netzbetreibern und den Anlagenbetreibern, umgesetzt werden müssen. Die gesetzliche Frist für die Umsetzung wurde auf den 1. Oktober 2021 festgesetzt.

Die bisherigen Regelungen zum Einspeisemanagement von EE-Anlagen und KWK-Anlagen wurden zu diesem Zeitpunkt aufgehoben und es wurde ein einheitliches Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) gemäß den §§ 13, 13a und 14 des EnWG eingeführt.

Die neuen Vorschriften setzen verstärkt auf planwertbasierte Prozesse und bringen für die Netzbetreiber sowie Erzeuger und Direktvermarkter neue Aufgaben mit sich. Diese umfassen insbesondere:

- **Kommunikation und Koordination:** Intensive Zusammenarbeit verschiedener Akteure, darunter vorrangig der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen. Das Ziel besteht darin, die Gesamtkosten über alle Netzebenen hinweg so gering wie möglich zu halten und gleichzeitig die Netz- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- **Datenaustausch | Aufhebung von Informationsasymmetrien:** Erzeugung und Austausch der für robuste planwertbasierte Redispatch-Prozesse erforderlichen Daten. Alle Redispatch-Prozesse sollen auf einer in sich konsistenten Datenbasis aufsetzen.
- **Bilanzierungsmodell:** Übernahme der Verantwortung für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich sowie Abwicklung der Abrechnungsprozesse durch den Netzbetreiber.

2.2 Kommunikation und Koordination

Die Regelungen des Redispatch 2.0 gehen davon aus, dass zukünftig verstärkt Redispatch-Maßnahmen über mehrere Netzebenen hinweg erforderlich sein werden und koordiniert werden müssen. Verteilernetzbetreiber (VNB) müssen eine aktivere Rolle in den Redispatch-Prozessen einnehmen. Eine grundlegende Voraussetzung dafür ist eine vorausschauende Netzzustandsanalyse, auf deren Basis die VNB eigene Engpässe und die zu deren Beherrschung erforderlichen Maßnahmen identifizieren können. Zudem kann auf Basis der Netzzustandsanalyse das im eigenen Netz durch weitere Netzbetreiber nutzbare Redispatchvermögen (RDV) bestimmt werden, ohne dass neue Engpässe erzeugt oder bestehende verschärft werden. In diesem Zusammenhang werden Informationen über verfügbares RDV und prognostizierte Abrufe transparent zwischen den beteiligten Netzbetreibern ausgetauscht. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass sich andere Netzbetreiber, wie bspw. ÜNB darauf verlassen können, dass gemeldete RDV auch tatsächlich umsetzbar sind und für eigene Zwecke angefordert werden können.

2.3 Datenaustausch

Für die Analyse des Netzzustands und die Dimensionierung der Maßnahmen benötigen Netzbetreiber Daten und Informationen, die sich nicht ausschließlich in ihrer Sphäre befinden. Netzbetreiber sind daher auf die Datenlieferungen von anderen Akteuren angewiesen.

Durch die Novellierung des Redispatch-Regimes wurden die innerhalb der Prozesse auszutauschenden Daten sowie deren Ströme und Formate grundlegend überarbeitet. Mit dem Betreiber der Technischen Ressource (BTR), dem Einsatzverantwortlichen (EIV) und dem Data-Provider (DP) wurden zudem neue Marktrollen geschaffen. Die Ausgestaltung des Datenaustauschs wurde dabei als Branchenlösung entwickelt und von dem BDEW geleitet. Zwischen folgenden Datenarten kann unterschieden werden.

- **Stammdaten:** Daten einer Anlage, die über einen längeren Zeitraum konstant sind. Hierzu zählen bspw. die Mindesterzeugungsleistung, der Wirkungsgrad, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, Gradienten, Anfahrzeiten etc.
- **Planungsdaten** (auch Bewegungsdaten): Daten einer Anlage, die sich kontinuierlich ändern können und auf Prognosen oder geplanten Einsätzen basieren, z. B. Erzeugungs- oder Verbrauchsleistung, Besicherungsleistung, Regelleistungsvorhaltung oder auch das Redispatchvermögen.
- **Nichtbeanspruchbarkeiten:** Die Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung einer Anlage durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Auflagen (z. B. Umweltschutz).
- **Echtzeitdaten** (auch Online-Daten): Echtzeitdaten beschreiben den aktuellen Status einer Anlage, wie bspw. die technisch und auf Basis des Dargebots verfügbare Leistung, den Energieinhalt eines Speichers oder den Umfang marktbedingter Abregelungen.
- **Ex-post-Daten:** Nachträgliche Datenübermittlungen wie bspw. Angaben zu Windgeschwindigkeit oder Globalstrahlung.

Die Daten werden hauptsächlich zwischen dem EIV und dem Anschlussnetzbetreiber (ANB) sowie dem DP ausgetauscht. Der ANB und DP leiten die Daten, ggf. bereits verarbeitet, an andere relevante Netzbetreiber weiter. Somit ist gewährleistet, dass die Prozesse aller relevanten Akteure auf derselben Datengrundlage aufsetzen.

2.4 Bilanzierungsmodelle und Abrechnung

Bilanzierungsmodell vor Redispatch 2.0

Vor Einführung von Redispatch 2.0 ist für die Abregelung von EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen (Einspeisemanagement, EinsMan) kein bilanzieller Ausgleich zwischen dem Anlagenbetreiber (AB) bzw. dessen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und dem Netzbetreiber erfolgt, so dass der BKV in der Verantwortung stand, bei durch Netzbetreiber initiierten Leistungsreduktionen den bilanziellen Ausgleich zu organisieren. Dafür erhielt der AB zwar eine finanzielle Entschädigung auf Basis der nachträglich ermittelten Ausfallarbeit. Konnte der BKV den bilanziellen Ausgleich nicht schnell genug, nicht vollständig oder nur zu hohen Kosten organisieren, hat er ein Ausgleichsenergie- und finanzielles Risiko getragen.

Um das Risiko hoher Ausgleichsenergiekosten zu minimieren, bestand die Strategie der BKV darin, mögliche durch Einspeisemanagement induzierte Leistungsreduktionen zu antizipieren und einen bilanziellen Ausgleich im Voraus zu organisieren. Dazu nutzten sie eigene Prognosen des Dargebots, um Rückschlüsse auf die Netzbelastungssituation und auf die Höhe und den Umfang

der Maßnahmen zu ziehen. Wenn die Abregelung bereits in der Betriebsplanung hinreichend genau abgeschätzt werden konnte, bestand für die BKV die Möglichkeit, einen marktbasierten Ausgleich über Stromhandelsgeschäfte oder über Besicherungsleistung vorzunehmen.

Bei unvorhersehbaren Einspeisereduktionen ergaben sich für BKV jedoch deutlich eingeschränkte Reaktionsmöglichkeiten. Haben Netzbetreiber den Umfang und die Dauer der Maßnahmen nicht mitgeteilt, konnten BKV lediglich über die Auswertung aktueller Istwert-Einspeisungen ihres Anlagenportfolios eine Bilanzkreisabweichung feststellen und diese über den Markt ausgleichen. Dieser Ausgleich erfolgte jedoch in der Regel zeitverzögert, so dass zumindest direkt nach der Umsetzung der Reduktion der Einspeiseleistung Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden musste. Zusätzlich war für BKV nicht klar ersichtlich, wie lange die Redispatch-Maßnahmen andauern. Wenn die Dauer des Eingriffs falsch prognostiziert wurde, sind auch nach Beendigung einer Maßnahme weitere Ausgleichsenergiekosten angefallen, da BKV für diesen Zeitraum zu viel Ersatzleistung beschafft hatten.

Bei allen den BKV zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Umsetzung des bilanziellen und energetischen Ausgleichs können diese ausschließlich auf ihr eigenes Portfolio oder auf den Markt zugreifen. Somit kann keine gezielte Leistungsanpassung erfolgen, die die aktuelle Netzbelastungssituation reflektiert. Im schlimmsten Fall kann der durch den BKV initiierte Ausgleich zu weiteren Netzengpässen führen und sowohl den Bedarf für Redispatch als auch die damit verbundenen Kosten erhöhen. Wegen der fehlenden Möglichkeit, die konkrete Engpasssituation beim bilanziellen Ausgleich zu berücksichtigen, ist jede Form des Ausgleichs durch BKV mit technischen Ineffizienzen verbunden.

Eine spezielle Form des bilanziellen Ausgleichs hat in der Vergangenheit die sogenannte präventive Nichtvermarktung dargestellt. Dabei versuchen BKV, die Abregelung von Anlagen möglichst robust vorherzusagen und die wahrscheinlich betroffene Leistung gar nicht erst am Markt zu veräußern. Wenn der Netzbetreiber die Leistung, wie vom BKV vorhergesagt, tatsächlich abregelt, liegt keine Bilanzkreisabweichung vor, die der BKV ausgleichen müsste. Bilanzieller und energetischer Ausgleich erübrigen sich damit. Dennoch hat die präventive Nichtvermarktung Rückwirkungen auf das Marktgeschehen und die beteiligten Akteure:

- Ceteris paribus führt die präventive Nichtvermarktung dazu, dass statt der nichtvermarkteten EE-Mengen sonstige Anlagen mit höheren Gebotspreisen zur Nachfragedeckung herangezogen werden müssen. Die Preise an den Day-Ahead-Märkten steigen dadurch möglicherweise an.¹
- Gleichzeitig stehen für den „vorweggenommenen bilanziellen Ausgleich“ aber auch alle am Day-Ahead-Markt vermarkteten Mengen im In- und Ausland (letztere unter der Maßgabe verfügbarer Übertragungskapazitäten) und damit ggf. deutlich mehr Optionen als im Intraday-Markt zur Verfügung.
- Die Anlagenbetreiber haben in der Vergangenheit, unabhängig von der Frage, ob eine präventive Nichtvermarktung erfolgt ist, für die Ausfallarbeit eine Entschädigung in Höhe des anzulegenden Werts erhalten. Durch die (zumindest in der Vergangenheit) monatliche Ermittlung der gleitenden Marktprämie kann sich die (idealerweise zu kompensierende) Summe aus Marktergebnis und gleitender Marktprämie in einer konkreten, von Abregelung betroffenen Stunde deutlich vom anzulegenden Wert unterscheiden, wobei Abweichungen

¹ Wir vernachlässigen hier, dass möglicherweise auch ohne präventive Nichtvermarktung Akteure die spätere Abregelung und die dadurch entstehende zusätzliche Nachfrage an Intraday-Märkten prognostizieren und ihre Gebote im Day-Ahead-Markt entsprechend anpassen könnten.

nach oben und unten möglich sind. Geht man plausiblerweise von einer negativen Korrelation zwischen Großhandelsstrompreis und EE-Abregelung aus, stellt die Kompensation mit dem anzulegenden Wert möglicherweise im Durchschnitt sogar eine Überkompensation dar. Abweichungen können sich allerdings durch die Unterschiede zwischen physikalisch abgeregelter Energiemenge und kompensierter Ausfallarbeit ergeben.

- Aus Sicht des BKV/Direktvermarkters erfolgt ein Abtausch zwischen den entgangenen Vermarktungserlösen und den vermiedenen Ausgleichsenergieerisiken. Auch hier ist das Vorzeichen des Nettoeffekts nicht sicher. Aufgrund der hohen Volatilität von Ausgleichsenergiepreisen und der Gefahr, dass gerade in Situationen mit hoher Abregelung eine positive Korrelation zwischen den Salden von EE-dominierten Bilanzkreisen und dem NRV-Saldo vorliegt, kann auch eine imperfekte präventive Nichtvermarktung ggf. risikomindernd wirken.

Bilanzierungsmodell seit Redispatch 2.0

Mit Einführung des Redispatch 2.0-Regimes ist die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich auf die Netzbetreiber übergegangen. So schreiben die §§ 13a und 14 EnWG vor, dass Netzbetreiber zur Engpassbeseitigung angeforderte Einspeiseleistungsreduktionen gegenüber dem jeweiligen BKV bilanziell ausgleichen müssen. Der BKV ist im Gegenzug zur Annahme des bilanziellen Ausgleichs verpflichtet.

Mit dem Planwert- und dem Prognosemodell sehen die heutigen Regularien zwei Bilanzierungs- bzw. Abrechnungsmodelle vor. Die Modelle unterscheiden sich maßgeblich in Bezug auf die Erstellung der Einspeiseprognose für eine Anlage. Weitere Unterschiede ergeben sich in Bezug auf den bilanziellen Ausgleich sowie die Behandlung von Differenzmengen zwischen der ex-post ermittelten und der bilanzierten Ausfallarbeit. Beide Modelle vereint, dass der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber vorgenommen wird.

Planwertmodell: Im Planwertmodell werden die Einspeiseprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen Netzbetreiber übermittelt. Diese Prognosen bilden im Folgenden die Grundlage für Redispatch 2.0-Prozesse, wie die Netzzustandsanalyse oder auch die Maßnahmendimensionierung. Für das Planwertmodell liegen somit entsprechende ex-ante ausgetauschte Fahrpläne (in Form gemeldeter Planungsdaten) vor. Wird das RDV einer Anlage für das Netzengpassmanagement benötigt, passt der Netzbetreiber den Fahrplan der Anlage an und kommuniziert seine Anpassung gegenüber dem EIV sowie ggf. gegenüber sonstigen Netzbetreibern. Diese Anpassung des Fahrplans im Planwertmodell entspricht auch direkt der Höhe des bilanziellen Ausgleichs zwischen Netzbetreiber und EIV.

Ermittelte Abweichungen zwischen der Ausfallarbeit und der bilanziell ausgeglichenen Strommenge werden finanziell mit einem Intraday-Preisindex verrechnet.

Prognosemodell: Im Gegensatz dazu übermittelt der EIV im Prognosemodell keine Fahrpläne oder Einspeiseprognosen zum geplanten Einsatz seiner Anlage. Vielmehr ist es Aufgabe des Anschlussnetzbetreibers, die Einspeisung auf Basis hausinterner Modelle zu prognostizieren. Diese Prognose des ANB wird in den sich anschließenden Redispatch 2.0-Prozessen und somit auch bei der Maßnahmendimensionierung überlagerter Netzbetreiber verwendet. Zwischen VNB und EIV erfolgt zunächst auch kein bilanzieller Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen. Dieser wird nachträglich auf Basis der ermittelten Ausfallarbeit vorgenommen.

Grundsätzlich hat der Anlagenbetreiber das Recht, das von ihm präferierte Bilanzierungsmodell auszuwählen und ein Vorschlagsrecht gegenüber den ANB wahrzunehmen. Entscheidet er sich für das Planwertmodell, muss er nachweisen, dass seine Prognosegüte vorgegebenen Kriterien genügt. Treten bei Anlagen im Planwertmodell wiederholt ungenügende Prognosen auf, hat der

ANB das Recht, die Anlagen ohne Zustimmung des Anlagenbetreibers dem Prognosemodell zuzuordnen.

In beiden Modellen ist es notwendig, ex-post die Ausfallarbeit zu bestimmen, die sich aus der Differenz aus der theoretisch möglichen und der tatsächlichen Einspeisung einer Anlage ergibt. Für die Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung stehen drei Abrechnungsvarianten zur Verfügung:

- **Spitzabrechnung:** Die Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt auf Basis gemessener Wetterdaten der Anlage.
- **Spitzabrechnung (light)** (auch vereinfachte Spitzabrechnung): Die Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort.
- **Pauschalabrechnung:** Für die Bestimmung der theoretischen Leistung wird im Regelfall die Einspeisung der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme fortgeschrieben. Liegt für die betroffenen Anlagen keine viertelstundenscharfe Leistungsmessung vor, wird auf Anlagenfaktoren (PV) oder Einspeiseprofile (Wind) zurückgegriffen.

Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber. Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der Spitzabrechnung (light) zugeordnet. In diesem Modell steht der Anlagenbetreiber in der Pflicht, die zur Ermittlung der Ausfallarbeit notwendigen Wetterdaten an den Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Ansonsten darf der Anschlussnetzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten berücksichtigen.

Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine geeigneten Wetterdaten gemessen werden und sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von Referenzanlagen einigen. Wenn diese genannten Voraussetzungen nicht erfüllt sind, wird die Pauschal-Abrechnung angewandt.

Im Vergleich zwischen den drei Abrechnungsvarianten handelt es sich bei der Pauschalabrechnung um ein Modell zur Bestimmung der Ausfallarbeit, das, um die Abrechnungsprozesse zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber zu erleichtern und möglichst schlank zu halten, bewusst simpel ausgestaltet ist und Abstriche bei der Genauigkeit der Bestimmung der Ausfallarbeit macht. Das Modell kommt beispielsweise ohne die Verwendung von Wetterdaten bei der Abregelung von PV- und Windenergieanlagen aus. Bei Windenergieanlagen wird unterstellt, dass die Referenzeinspeisung über den Zeitraum der Abregelung der Einspeisung der Vorviertelstunde ohne Leistungsvorgabe entspricht. Das Modell ist somit insbesondere fehleranfällig bei Windflanken und hohen Gradienten sowie lang andauernden Redispatch-Maßnahmen. Bei Photovoltaik-Anlagen ohne Leistungsmessung arbeitet das Modell mit Anlagenfaktoren, die eine jahres- und tageszeitabhängige Einspeisung der Anlagen unterstellen. So geht das Modell beispielsweise davon aus, dass die PV-Einspeisung in den Monaten März bis Oktober zwischen 10 und 16 Uhr pauschal bei etwa 60 % der Anlagenennleistung (unter Berücksichtigung etwaiger Nichtverfügbarkeiten) liegt.

2.5 Anforderung zur robusten Abschätzung der Wirkung von Maßnahmen

Durch die Überführung der Verantwortung des bilanziellen Ausgleichs auf die Netzbetreiber muss sich auch deren Grundkonzept zum Monitoring des Verhaltens einzelner Anlagen ändern. Während in der Vergangenheit eine kollektive Bewertung der netzentlastenden Wirkung von Redispatch-Maßnahmen ausreichte, erfordert die Verantwortung des bilanziellen Ausgleichs

innerhalb des Redispatch 2.0-Regimes nun die robuste Prognose des Redispatchvermögens der einzelnen Anlagen sowie eine Prognose des Verhaltens bei Einleitung von Redispatch-Maßnahmen, um darüber Rückschlüsse für den erforderlichen bilanziellen und energetischen Ausgleich ziehen zu können.

Anhand einer exemplarischen Redispatch-Maßnahme mit dem Ziel der Entlastung eines 380/110kV-Transformators wird dies im Folgenden näher erläutert. Vor Redispatch 2.0 konnten ÜNB die VNB zu einer Reduktion des Stromflusses an einem überlasteten Transformator auffordern. Der VNB besaß grundsätzlich die Freiheit, auszuwählen, durch welche Maßnahmen er den Anforderungen des ÜNB nachkam. Zur Überprüfung der Wirksamkeit dieser Maßnahmen war lediglich die Überwachung des Stromflusses an dem engpassbehafteten Transformator ausreichend. Eine Abschätzung des Redispatchvermögens der Anlagen in seinem Netzbereich sowie eine Prognose über das Verhalten der Anlagen nach Aufforderung zur Leistungsabsenkung war hingegen nicht erforderlich. Einige VNB haben hierzu auf Netzregler zurückgegriffen, die selbstständig durch automatisierte Stufenregelungen Leistungsreduktionen bei EE-Anlagen vornehmen können. Für den VNB bestand keine Notwendigkeit, die Ausfallarbeit zu prognostizieren, da die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich bei den betroffenen BKV lag.

Falls die initial vom VNB ergriffenen Maßnahmen nicht den gewünschten Effekt erzielten, beispielsweise weil die EE-Anlagen nicht wie gedacht reagierten oder der VNB das Redispatchvermögen der Anlagen überschätzt hat, bestand die Möglichkeit und oft auch die Notwendigkeit, den Umfang der initial festgelegten Maßnahmen auszudehnen. Dieses Vorgehen, das häufig als "Nachordern" bezeichnet wird, konnte sowohl vom VNB als auch vom ÜNB initiiert werden.

Es ist dabei zunächst unerheblich, warum die initial ergriffenen Maßnahmen nicht den gewünschten Effekt erzielt haben. In der Konsequenz ist ausschließlich entscheidend, dass zuletzt die Auslastung des Transformators wieder in einen akzeptablen Bereich überführt wurde. Für VNB bestand kein Anreiz, detailliert die Ursachen von nur anteiliger Maßnahmenumsetzungen zu analysieren. Da hierdurch im Regelfall kein anlagenscharfes Monitoring erfolgte, blieben existierende Probleme, beispielsweise in der Ansteuerung von Anlagen, häufig unerkannt und wurden folglich nicht behoben.

Vor Redispatch 2.0 lag die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich beim BKV. Diese beschaffen den Ausgleich basierend auf Online-Echtzeitwerten der Einspeisung ihres gesamten Portfolios. Nehmen Netzbetreiber netzbedingte Leistungsanpassungen an den von den BKV vermarkteten Anlagen vor und verfügen BKV über Informationen zur Ist-Einspeisung dieser Anlagen, können sie Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Einspeisung ihres Portfolios erkennen und den bilanziellen Ausgleich initiieren. Dabei ist in diesem Schritt unerheblich, ob die Abweichung durch Redispatch, Prognosefehler, technische Nichtverfügbarkeiten oder andere Gründe verursacht wird.

Eine nur anteilige da fehlerbehaftete Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen führt zu einer ebenfalls nur anteiligen Besorgung des bilanziellen Ausgleichs seitens der BKV. Können Redispatch-Maßnahmen beispielsweise durch den VNB aufgrund eines Systemausfalls nicht durchgeführt werden, besteht auch seitens der BKV keine Notwendigkeit eines bilanziellen Ausgleichs.

Zwar können auch durch diese Organisationsform des bilanziellen Ausgleichs Systembilanzrisiken nicht ausgeschlossen werden, in der Praxis hat sich dieses Vorgehen – mit Blick auf die Systembilanz – allerdings durchaus bewährt. Wie bereits in Abschnitt 2.4 aufgeführt, sind mit dieser Form der Organisation des bilanziellen Ausgleichs durchaus relevante Nachteile verbunden. So trägt der BKV ein Ausgleichsenergieisiko, wenn er die vom Netzbetreiber abgeregelten Mengen nicht rechtzeitig bemerkt und entsprechenden Ersatz beschaffen kann. Zudem verfügt das

Modell über die genannten technischen Ineffizienzen und ist im Wesentlichen ausschließlich für kurative Eingriffe in die Erzeugung von Anlagen geeignet. Eine Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs seitens des VNB wäre auch ohne Weiteres nicht möglich, da er dazu das Anlagenverhalten kennen müsste.

Gemäß den Bestimmungen des Redispatch 2.0 obliegt es den Netzbetreibern, den bilanziellen Ausgleich durchzuführen. Dies basiert auf im Vorfeld abgestimmte Redispatchvermögen der Anlagen, die im Planwertmodell direkt von den EIV übermittelt werden, im Prognosemodell hingegen von den VNB geschätzt werden. ÜNB fordern nunmehr keine notwendige Stromflussreduktion für den überlasteten Transformator an, sondern bedienen sich bei der Maßnahmendimensionierung direkt an den ihnen übermittelten Redispatchvermögen aus den Netzbereichen unterschiedlicher VNB. Entscheidet sich der ÜNB aus dem ihm übermittelten Redispatchvermögen aus dem Netzbereich des VNB Anlagen für eigene Zwecke auszuwählen, fordert er die Absenkung einer oder mehrerer Anlagen beim VNB an. Der VNB ist anschließend in der Verantwortung, diese Maßnahmen umzusetzen. Dabei muss er auch die Wirkung der von ihm durchgeführten Maßnahmen überwachen.

Der energetische Ausgleich wird in diesem Fall durch die ÜNB in ihrer Funktion als auslösender Netzbetreiber beschafft und kann unter Berücksichtigung der vorherrschenden Netzbelastungssituation und somit kostenoptimal erfolgen. Dieser Ausgleich erfolgt unter der Annahme, dass die von ihnen angeforderten Redispatch-Maßnahmen in vollem Umfang von den VNB umgesetzt werden. Kommt es hingegen zu einer nur anteiligen Umsetzung der Maßnahmen, entsteht durch den von den ÜNB vorgenommenen bilanziellen Ausgleich in vollem Umfang ein Systembilanzungleichgewicht.

Diese so verursachte Schiefelage im System kann weiter verschärft werden, wenn die ÜNB zusätzliche Maßnahmen im Sinne des „Nachorderns“ anfordern. Wird bei diesem Nachordern erneut ein bilanzieller Ausgleich von den ÜNB durchgeführt bei gleichzeitig erneut nur anteiliger Umsetzung der Maßnahmen, kumulieren sich die Systembilanzrisiken.

Bei Redispatch 2.0 ist es daher für das Funktionieren der einzelnen Prozesse wesentlich, dass die jeweiligen Netzbetreiber die Wirkung ihrer Maßnahmen robust prognostizieren können und auch in der Lage sind, die Maßnahmen fehlerfrei umzusetzen. Ansonsten können Risiken für die Systemsicherheit nicht ausgeschlossen werden. Werden die Prozesse im Gegenzug fehlerfrei umgesetzt, kann das übergeordnete Ziel von Redispatch 2.0, die Gesamtkosten über alle Netzebenen hinweg so gering wie möglich zu halten und gleichzeitig die Netz- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten, erreicht werden.

3 Bewertung der Pilotprojekte

3.1 Überblick

Zur Erprobung der Redispatch 2.0-Prozesse haben die beiden ÜNB 50Hertz und Amprion im Juni 2022 einen Testbetrieb mit ausgewählten direkt unterlagerten Verteilernetzbetreibern aufgenommen. Angesichts der zu diesem Zeitpunkt bereits bekannten Probleme und Verzögerungen bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 wurde ein erfolgreicher Testbetrieb als Voraussetzung für eine flächendeckende Einführung bei allen deutschen VNB gesehen. Für die Pilotprojekte wurden bewusst VNB ausgewählt, bei denen die Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse bereits vergleichsweise weit fortgeschritten war. Der Fokus der Pilotprojekte lag in der Erprobung aller RD2.0-Prozesse, angefangen von dem Datenaustausch und der Kommunikation, über die technische Umsetzung bis hin zur Bilanzierung.

In der Regelzone von 50Hertz wurden drei VNB und in der Regelzone von Amprion ein VNB eingebunden. Mit zwei VNB bei 50Hertz wurden über den gesamten Zeitraum von Juni 2022 bis September 2023 umfangreiche Abrufe durchgeführt, bei denen teilweise eklatante und auch systemdestabilisierende Komplikationen aufgetreten sind, wie unter anderem an den Differenzen zwischen der seitens 50Hertz angeforderten und der nachträglich ermittelten Ausfallarbeit festgemacht werden kann. Aber auch losgelöst von diesen Differenzen sind in der Prozessabwicklung laut Aussagen der involvierten Netzbetreiber Komplikationen aufgetreten.

Mit dem dritten VNB in der Regelzone von 50Hertz gab es in der Pilotphase keine notwendige Koordination in Bezug auf Abrufe. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in dem Netzgebiet dieses VNB über den Zeitraum der Pilotphase kein für die Zwecke von 50Hertz oder anderer ÜNB nutzbares Redispatchpotenzial hätte angefordert werden können. Des Weiteren bestand keine Notwendigkeit zur Kommunikation oder Koordination zum Umgang mit Netzengpässen im Netz des VNB. Aus diesem Piloten können daher keine relevanten Rückschlüsse für die in dem Gutachten zu beantwortenden Fragestellungen abgeleitet werden.

Auch zwischen Amprion und dem Pilot-VNB gab es vergleichsweise wenige Redispatch-Abrufe, da die im Übertragungsnetz von Amprion aufgetretenen Netzengpässe im relevanten Zeitraum weit überwiegend verbrauchsseitig induziert oder aufgrund von Stromtransiten aufgetreten sind. Entsprechend bestand nur ein geringer Bedarf an Einspeisereduktionen von EE-Anlagen im Netzbereich des VNB. Dennoch sind auch bei diesen wenigen Abrufen Probleme aufgetreten, mit teils ebenfalls deutlichen Differenzen zwischen der angeforderten und der ex-post festgestellten Ausfallarbeit.

Aufgrund der geschilderten Problematik wurden die Pilotprojekte seitens 50Hertz und Amprion nach Auftreten von hohen Systembilanzungleichgewichten ohne zeitnahe Verbesserungsperspektive als nicht erfolgreich eingestuft und beendet. Auslöser waren dabei zwar vorrangig die Pilotprojekte in der Regelzone von 50Hertz, aufgrund der festgestellten Probleme wurde aber eine flächendeckende Einführung des gezielten bilanziellen Ausgleichs auf der Verteilernetzebene als nicht realistisch eingestuft. Vielmehr wurden seitens der involvierten Netzbetreiber grundlegende Probleme an den bestehenden Redispatch 2.0-Prozessen identifiziert, die aus Sicht der Netzbetreiber eine Anpassung des rechtlich-regulatorischen Rahmens erfordern. Die Herausforderungen beim Redispatch 2.0 liegen dabei nicht ausschließlich in der Durchführung des bilanziellen Ausgleichs. So hat der Austausch mit weiteren 110kV-Netzbetreibern, die zwar keine bilanziellen Ausgleichs, dafür aber Cluster-Abrufe durchführen, ebenfalls Probleme im jetzigen Redispatch 2.0-Regime offengelegt.

3.2 Hauptursachen für Differenzen zwischen der prognostizierten und bestimmten Ausfallarbeit

Folgende Punkte konnten während der Begutachtung als Hauptursache für die zum Teil großen Differenzen zwischen den von den ÜNB angeforderten und der ex-post-bestimmten Ausfallarbeit herausgearbeitet werden.

- **Steuerungstechnik:** Im Rahmen der Pilotprojekte sind eklatante Schwächen beim Einsatz von Rundsteuertechnik aufgetreten. Die Rundsteuertechnik des Netzbetreibers versendet Telegramme an die Rundsteuerempfänger der abzuregelnden Anlagen und wird im Regelfall für mehrere Anlagen in einem Netzbereich gleichzeitig eingesetzt.

Der Umfang der Telegramme, die Netzbetreiber versenden können, ist von der Kapazität der Sendeanlage begrenzt. Im Rahmen der Pilotprojekte hat sich diese Kapazität als teilweise nicht ausreichend erwiesen. So konnten die Vorgaben des ÜNB in bestimmten Situationen nicht in vollem Umfang in der gewünschten Zeit umgesetzt werden. Dies hat im Extremfall dazu geführt, dass die Kapazität der für die Umsetzung der Anforderung eines ÜNB notwendigen Telegramme deutlich überschritten wurde, ohne dass dies dem VNB in dieser Dimension zum Betriebszeitpunkt klar geworden ist. In den entsprechenden Fällen war es dem betroffenen VNB nicht möglich, zu identifizieren, welche Telegramme bereits welchen Anlagen zugestellt wurden. Er hatte somit keinen Überblick darüber, welche Anlagen bereits angesteuert wurden und in welchem Umfang die Redispatch-Maßnahme umgesetzt wurde.

Damit einher geht die bei der Rundsteuertechnik nur monodirektional ausgelegte Kommunikationsverbindung zwischen VNB und Anlage. Der VNB war nicht in der Lage, das Verhalten einzelner Anlagen zu überprüfen und daraus Rückschlüsse auf eine bereits ggf. erfolgte Ansteuerung zu ziehen.

Entsprechend wurde deutlich weniger Redispatch-Leistung aktiviert als angefordert. Der auf Anforderungsbasis beschaffte bilanzielle Ausgleich war deshalb deutlich zu groß und hat zu entsprechenden Systembilanzabweichungen geführt.

Im Rahmen der Pilotanlagen hat sich die Problematik der Rundsteuertechnik insbesondere im Zusammenhang mit PV-Anlagen gezeigt. Denn diese sind aufgrund ihrer im Vergleich zu Windenergieanlagen geringeren Leistungsklasse noch vergleichsweise häufig über Rundsteuertechnik angeschlossen. Die auf den Einsatz der Rundsteuertechnik zurückzuführenden Ungleichgewichte ragen dabei im Extremfall bis in den GW-Bereich.

Die Schwächen beim Einsatz von Rundsteuertechnik liegen außerhalb der Vorgaben von Redispatch 2.0. Die Art und Weise der Ansteuerung bzw. des Abrufs von Anlagen ist nicht durch Redispatch 2.0 geregelt, sondern ist Bestandteil der individuellen VNB-Strategie. Die Schwächen beim Einsatz von Rundsteuertechnik gab es auch schon zu Zeiten des Einspeisemanagements, wie das bisherige „Nachordern“ bei unzureichender Wirkung einer Einspeisemanagement-Anforderung zeigte. Durch Redispatch 2.0 sind die Schwächen bzw. Defizite bei der Rundsteuertechnik aber besonders offensichtlich zu Tage getreten.

Aber auch bei Einsatz von Fernwirktechnik konnte keine 100%ige Ansteuerung aller Anlagen erreicht werden. Dies liegt einerseits daran, dass auch die Fernwirktechnik nicht frei von Fehlern ist. So können beispielsweise Kommunikationsstörungen insbesondere beim Einsatz von Mobilfunk auftreten. Andererseits ist nie auszuschließen, dass eine einzelne Anlage nicht erreichbar ist, sei es aufgrund eines technischen Defekts oder aufgrund von

bewusster oder zumindest nicht mit dem Netzbetreiber abgestimmter Manipulation der Anlage.

- **Probleme bei Soft- und Hardware:** Eine weitere während der Pilotphase ebenfalls transparent gewordene Problematik bestand in nicht vollständig zuverlässiger Soft- und Hardware. In allen Pilotprojekten sind zwischenzeitlich Komplikationen aufgetreten, die auf diese Fehlerquelle zurückzuführen sind.

Ungeplante Wartungen oder Abstürze ganzer Systemkomponenten haben dazu geführt, dass Redispatch-Abrufe nicht oder nur teilweise umgesetzt wurden und Kommunikationssignale verloren gegangen sind. In einem Fall konnte die Software zwischenzeitlich von den ÜNB erfolgten Aktualisierungen über Redispatch-Maßnahmen nicht verarbeiten oder die eingesetzte Software war in Teilen schlichtweg fehlerhaft programmiert und unzureichend getestet.

Um der nicht robusten Soft- und Hardware zu begegnen, haben die VNB während der Pilotphase häufig auf manuelle Workarounds zurückgegriffen, die aber ebenfalls fehleranfällig waren und sich als ungeeignet für die Abwicklung umfangreicher Redispatch-Maßnahmen herausstellten. Durch die Soft- und Hardware-Probleme sind ebenfalls Systemungleichgewichte im oberen 3-stelligen MW-Bereich aufgetreten.

- **Keine vollständige Einhaltung vereinbarter Abrufrestriktionen:** Im Zuge der Piloten haben die VNB mit den ÜNB 50Hertz und Amprion im Vorfeld jeweils individuell und speziell für die Piloten technische Restriktionen in Bezug auf umsetzbare Gradienten, die Rücknahme von Abrufen etc. abgestimmt. Diese Vorabstimmungen werden teilweise nicht durch Redispatch 2.0-Prozesse bedient und stellen keinen definierten Use-Case dar. Die Abstimmungen wurden daher nicht in Prozesse oder Tools überführt, sondern mussten manuell oder durch Workarounds berücksichtigt werden.

Während der Pilotphase wurden diese individuell vereinbarten Abrufrestriktionen beidseitig nicht immer berücksichtigt, was dazu geführt hat, dass die von den ÜNB angeforderten RDV seitens der VNB nicht vollständig umgesetzt werden konnten.

Zwar haben die Netzbetreiber das Ergebnis der Maßnahmendimensionierung telefonisch besprochen und dabei auch die Umsetzbarkeit des Abrufs diskutiert, den betroffenen Mitarbeitern waren die zuvor abgestimmten Restriktionen aber teilweise nicht immer präsent.

Im Gegenteil hat die ÜNB-seitige Redispatchoptimierung den Redispatchabruf über die Pilotprojekte als grundsätzlich bilanziell ausgeglichene Maßnahme sogar gegenüber dem sonstigen Redispatchabruf bei VNB ohne netzbetreiberseitigen bilanziellen Ausgleich priorisiert, da durch Abrufe aus dem Netzbereich der Pilot-VNB der bilanzielle Ausgleich durch die ÜNB unter Berücksichtigung der vorherrschenden Netzengpasssituation erfolgen konnte. Die Abrufe im Rahmen der Pilotprojekte haben deshalb teilweise volumenmäßig die aus der Betriebspraxis vor der Pilotphase bekannten Abrufe deutlich überstiegen.

Die Nichtbeachtung von Restriktionen hat mit zu den hohen Systembilanzungleichgewichten beigetragen und ist überlagernd mit anderen Fehlerquellen aufgetreten.

- **Fehlende Kommunikation bei Problemen in der Umsetzung:** In Situationen, in denen die VNB die von den ÜNB geforderten Redispatch-Maßnahmen nicht oder nicht in voller Höhe bedienen konnten, wurde dies den ÜNB nicht zu jedem Zeitpunkt zeitnah kommuniziert. Die ÜNB mussten somit jeweils davon ausgehen, dass die angeforderten Redispatch-Maßnahmen umgesetzt wurden und haben den Regelungen des Redispatch 2.0 folgend den

bilanziellen Ausgleich organisiert und Kraftwerkskapazitäten zur Leistungserhöhung angefordert. Da diesen Leistungserhöhungen aber keine Leistungsreduktionen entgegen standen, sind in der Folge teilweise hohe Systembilanzfehler aufgetreten.

Eine zeitnahe Kommunikation der Probleme während des Abrufs bzw. unmittelbar nach Kenntnis der Problematik seitens der VNB hätte möglicherweise eine Begrenzung der Systembilanzwirkungen ermöglicht.

- **Lücken- und fehlerhafte Datenlage:** Es ist offensichtlich, dass die für die Umsetzung des Redispatch 2.0 notwendigen Datenaustausch-Prozesse bisher nicht zufriedenstellend funktionieren. So monieren ausnahmslos alle Netzbetreiber, mit denen während der Erstellung dieses Sachverständigengutachtens Interviews durchgeführt wurden, die aktuell lücken- und fehlerhafte Datenlage und weisen auf die damit verbundenen Risiken in Bezug auf die fehlerhafte Umsetzung von Redispatch-Prozessen hin. Die Problematik erstreckt sich auf jegliche Form von Daten, angefangen von den Stammdaten über Planungsdaten bis hin zu den Echtzeitdaten.

Auch innerhalb der Pilotprojekte hat die unzureichende Datenlage zu deutlichen Ineffizienzen geführt. Anlagen mit fehlenden oder zweifelhaften Stammdaten wurden bei der Bestimmung des RDV nicht berücksichtigt. Nicht kommunizierte EIV-Wechselprozesse führten dazu, dass VNB geplante Redispatch-Maßnahmen den betroffenen EIV nicht zustellen konnten. Ein Netzbetreiber wies in diesem Zusammenhang darauf hin, dass diese Problematik auf etwa 20 % der an EIV versendete Nachrichten zutraf.

Die Pilotprojekte haben auch Mängel bei der Datenverwaltung der VNB aufgedeckt. Diese Datenfehler zeigen sich dabei häufig erst bei operativen Abrufen und bleiben deswegen lange Zeit unentdeckt. Während eines Pilotprojekts konnte aufgrund eines Datenbankfehlers eines VNB keine Steuersignale an die gewünschten Anlagen versendet werden. Die von dem ÜNB geforderte Redispatch-Maßnahme konnte dabei nur zu knapp 20 % umgesetzt werden.

Laut Angaben der VNB werden Informationen zur marktbedingten Abregelung sowie Angaben über die Nichtverfügbarkeit von Anlagen heute faktisch nur in Ausnahmesituationen an den VNB übermittelt. Ohne Kenntnis über solche Plandaten überschätzt der VNB aber notgedrungen das tatsächlich zur Verfügung stehende Redispatch-Potenzial in Form einer Absenkung von Einspeiseleistung. Hierdurch können Situationen auftreten, in denen ÜNB mehr RDV anfordern, als die VNB überhaupt umsetzen können. Die Relevanz dieser Problematik konnte während der Pilotprojekte aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht quantifiziert werden.

Für Anlagen im Prognosemodell stehen die VNB in der Verantwortung, Einspeiseprognosen zu erstellen. Die im Testbetrieb gesammelten Erfahrungen zeigen, dass gerade zu Beginn die Prognosegüte der VNB unzureichend war. Zwischenzeitlich mussten daher auf die ÜNB-Prognosen und zugehörigen hausinternen Prozesse ausgewichen werden.

Auch bei den Echtzeitdaten sind VNB derzeit gezwungen, Abstriche hinzunehmen. So stehen vielen VNB die Echtzeitdaten einzelner Anlagen nicht zur Verfügung, obwohl diese Daten teilweise den Anlagenbetreibern vorliegen. Hierdurch wird die Informationsasymmetrie zwischen dem BKV und dem VNB verstärkt und das Monitoring einzelner Anlagen bei der Umsetzung von Abrufen erschwert.

- **Bilanzierungsmodell:** Alle auf den Verteilernetzebenen angeschlossenen Anlagen befanden sich während der Pilotprojekte ausnahmslos im Prognosemodell, so dass die VNB die

Einspeiseprognose der Anlagen(kollektive) erstellen mussten und diese die Grundlage für die Redispatch-Prozesse gebildet haben. Des Weiteren wählt der weit überwiegende Teil der AB die Pauschalabrechnung für die Bestimmung der Ausfallarbeit. Im Netzbereich eines exemplarischen Pilot-VNB ist dies beispielhaft für etwa 60 % der Windenergieanlagen sowie 80 % der PV-Anlagen der Fall.

Wie bereits beschrieben, handelt es sich bei der Pauschalabrechnung um ein bewusst einfach ausgestaltetes Modell, das ohne die Verwendung von Wetterdaten auskommt und zu Ungenauigkeiten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit führt. Analysen der VNB weisen aus, dass teilweise deutliche Unterschiede zwischen der tatsächlich abgeregelten Arbeit und der über die Pauschalabrechnung bestimmten Ausfallarbeit auftreten können.

Für die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs können die Netzbetreiber aber nachvollziehbarerweise nur auf die prognostizierte physikalische Abregelung zurückgreifen. Dies ist allein schon deshalb der Fall, weil z. B. ÜNB nur Clusterpotenziale kennen, aber keine direkten Informationen über die einzelnen Anlagen oder gar deren Abrechnungsmodelle vorliegen haben.

Es ist damit nahezu zwangsläufig, dass bei Anwendung der Pauschalabrechnung große Differenzen zwischen dem seitens der ÜNB physikalisch angeforderten Umfang an Redispatch-Maßnahmen und der nachträglich von den VNB ermittelten Ausfallarbeit auftreten. Für sich genommen lassen diese Abweichungen weder den Schluss zu, dass die Einspeiseprognosen der Netzbetreiber eine geringe Güte haben, noch dass Probleme in der Umsetzung der Maßnahmen aufgetreten sein müssen.

Trotzdem kann es aufgrund dieser Abweichungen zu Ungleichgewichten bei der Systembilanz kommen. Da der BKV des AB in seinen Bilanzkreis nur eine Fahrplanlieferung in Höhe der nachträglich bestimmten Ausfallarbeit eingestellt erhält, hat er individuell einen Anreiz, Abweichungen zwischen vermarkteter Einspeisung und nachträglich bestimmter Ausfallarbeit kurzfristig zu bewirtschaften, um Ausfallenergieisiken zu vermeiden.

Im Ergebnis führt das zu der unglücklichen Situation, dass es genau dann zu Systembilanzabweichungen kommt, wenn BKV bilanzkreisvertragskonform versuchen, ihre individuelle Bilanzabweichung zu minimieren. Dann führt folglich (unter Vernachlässigung von Prognosefehlern) die Überlagerung von Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs für tatsächliche Abregelung und die Bewirtschaftung des Unterschieds zwischen Physik und Ausfallarbeit durch den BKV c. p. genau zu einem Systembilanzfehler in dieser Höhe. Würde der BKV hingegen nicht tätig, würde sein Bilanzkreis zwar einen Ausgleichsenergiebedarf in Höhe dieses Unterschieds aufweisen, der mit dem Ausgleichsenergiepreis verrechnet würde, es träte jedoch kein Systembilanzfehler auf.

Um dieses Ausgleichsenergieisiko zu minimieren, müssten die auslösenden Netzbetreiber sowie die BKV bereits bei der Durchführung der Redispatch-Maßnahme die ex-post bestimmte Ausfallarbeit berechnen oder zumindest robust abschätzen. Der auslösende Netzbetreiber müsste dann einen energetischen Ausgleich in exakt dieser Höhe vornehmen, während der BKV die Residualmenge aus dieser Ausfallarbeit und der vermarkteten Energie beschaffen müsste. Nur in dieser Konstellation würden für den VNB und den BKV keine Ausgleichsenergieisiken bei gleichzeitiger Vermeidung von Systembilanzrisiken auftreten.

Es darf aber stark angezweifelt werden, ob ein solches Modell überhaupt praktikabel umsetzbar wäre. Insbesondere wäre zu befürchten, dass Fehlprognosen der nachträglich ermittelten Ausfallarbeit seitens der Akteure zu Systembilanzrisiken führen könnten. Die

bisherigen Redispatch 2.0-Prozesse vernachlässigen diese Problematik und sehen stets die Beschaffung der physikalisch abgeregelten Menge seitens des auslösenden Netzbetreibers vor, womit sich für BKV und Netzbetreiber systematisch ein Ausgleichsenergieisiko ergibt. In der Schlussfolgerung erscheint eine Kombination von Pauschalabrechnung und Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber kaum sinnvoll möglich. Abhilfe könnte die ebenfalls in der Branche diskutierte Aufgabe der Pauschalabrechnung schaffen, da in den alternativen Modellen zur Bestimmung der Ausfallarbeit (Spitz und Spitz light) die Differenzen zwischen der tatsächlich umgesetzten und der nachträglich bestimmten Ausfallarbeit niedriger sind und die Problematik somit nicht so stark auftritt. Hierbei sind aber andere negative Implikationen dieses Ansatzes, wie bspw. der Mehraufwand bei Abrechnungsprozessen, zu berücksichtigen.

3.3 Abschließende Bewertung

Die Pilotprojekte gingen anfänglich alle mit Herausforderungen bei der Einführung und Umsetzung einher, im Verlauf konnten jedoch im Bereich der Abrufkoordination und des Datenaustauschs relevante Fortschritte erzielt werden. Dies gilt jedoch nicht für die Frage der Abwicklung des bilanziellen Ausgleichs. Von Beginn der Pilotprojekte zeigte sich nach Ermittlung der Ausfallarbeit (in Form bilanzieller Abrechnungszeitreihen) und somit mit einem zeitlichen Versatz von gut einem Monat zur Durchführung von Maßnahmen, dass Abweichungen von 20 bis 30 % zu von den ÜNB angeforderten Einspeisereduktionen regelmäßig aufgetreten sind. In einzelnen Situationen speziell im Frühsommer 2023, die insbesondere durch eine hohe PV-Einspeisung und damit die Notwendigkeit zum Redispatch mit vielen kleinteiligen Anlagen gekennzeichnet waren, haben diese Abweichungen ein deutlich höheres Maß erreicht und ein signifikantes Risiko für die Systembilanz bedeutet. Zur Vermeidung solcher Risiken wurden die Projekte abgebrochen.

Die Gründe für die aufgetretenen Probleme und letztlich das Scheitern der Pilotprojekte sind vielfältig und komplex und sie variieren zwischen den einzelnen Netzgebieten. Es gibt nicht einen einzelnen Grund, der zu den Problemen bei den Piloten geführt hat, sondern vielmehr handelt es sich um ein Zusammenspiel verschiedener Faktoren. Die Hauptursachen für die Differenzen zwischen den prognostizierten und den tatsächlich ermittelten Ausfallarbeiten liegen in der technischen Umsetzung (Steuerungstechnik, Datenfehler, Software, Leittechnik), der unzureichenden Kommunikation zwischen den Akteuren sowie im Bilanzierungsmodell.

Während des Zeitraums der Pilotphase wurden die Systeme und Prozesse seitens der involvierten Netzbetreiber zwar ständig weiterentwickelt, dennoch waren die Piloten bis zuletzt geprägt durch eine geringe Automatisierung und zahlreiche Workarounds. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass im Zeitverlauf stets neue Probleme ersichtlich wurden und geeignete Lösungen gefunden werden mussten.

Teilweise sind die Probleme zumindest nicht zeitnah zu beheben. So verfolgen die deutschen VNB unterschiedliche Strategien beim Einsatz von Steuerungstechnik. Der flächendeckende Einsatz von Fernwirktechnik, der die in den Piloten ersichtlich gewordenen Probleme mit der Rundsteuertechnik reduzieren könnte, ist deshalb kurzfristig wenig realistisch.

Nach Auswertung einiger VNB sind etwa 60 bis 70 % der Anlagen über Rundsteuertechnik angeschlossen, was einer Größenordnung von etwa 30 % der installierten Anlagenleistung entspricht.

Viele, aber nicht alle VNB gehen mittlerweile vermehrt zum Einsatz von Fernwirktechnik über und haben diesbezüglich bereits ihre Netzanschlusskonzepte überarbeitet, wodurch die

Relevanz der Rundsteuertechnik perspektivisch abnehmen wird. Zudem treiben die VNB sonstige Kommunikationswege voran, wie eine Kommunikation auf Basis der Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur oder den Einsatz des 450 MHz-Funknetzes. Gleichwohl ist anzumerken, dass aus Kostengründen voraussichtlich kein Austausch heutiger verbauter Rundsteuertechnik vor Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer stattfinden wird, womit die mit der Rundsteuertechnik verbundenen Probleme auch zukünftig noch existieren werden.

Mit Blick auf die anfällige Soft- und Hardware scheinen laut Aussagen der involvierten Netzbetreiber mittlerweile die Probleme größtenteils behoben zu sein. Diese Aussage dürfte sich aber auf die involvierten Netzbetreiber oder zumindest die Netzbetreiber in Deutschland beschränken, die dieselben Tools einsetzen. Mit Blick auf eine flächendeckende Einführung ist allerdings auf Basis der Erfahrungen der Pilotprojekte zu erwarten, dass bei anderen Netzbetreibern neue, idiosynkratische Probleme auftreten werden.

Die VNB haben jeweils verschiedene Prozesse gestartet, um die Datenlage zu verbessern. Der Fokus liegt hierbei zunächst auf Verbesserung der Datenbasis bei Redispatch-relevanten Anlagen. Gegenüber Anlagenbetreibern, die bisher keine zufriedenstellenden Daten übermittelt haben, wird zudem eine Zahlung bei Pflichtverstößen in Verbindung mit § 52 EEG geprüft.

Problematisch bleiben allerdings Datenfehler, die in der Sphäre der VNB liegen, denn diese dürften weit überwiegend erst bei Redispatch-Abfragen der betroffenen Anlagen und damit verbundenen Problemen auffallen. Einige VNB haben hierzu externe Dienstleister beauftragt, um die Qualität der bei den VNB vorgehaltenen Daten zu erhöhen.

Bzgl. der Abrechnungsmodelle für die Ausfallarbeit ist festzuhalten, dass das von vielen Anlagenbetreibern präferierte Modell der Pauschalabrechnung mit dem bisherigen Konzept zur Umsetzung des Redispatch 2.0 strukturell inkompatibel ist.

In Summe lässt sich aus den Erfahrungen der Pilotprojekte der Schluss ziehen, dass eine flächendeckende und erfolgreiche Umsetzung des ursprünglichen Redispatch 2.0-Konzepts vermutlich auch auf Sicht von mehreren Jahren nicht realistisch erscheint.

4 Weitere Problemfelder von Redispatch 2.0

Im Folgenden werden Probleme beschrieben, die im Zuge der Begutachtung identifiziert wurden, die der Gutachter aber nicht als primäre Ursache für die aufgetretenen Systembilanzungleichgewichte ansieht.

4.1 Komplexität

Die Redispatch-2.0-Regularien sind geprägt durch eine hohe Variantenvielfalt. Diese Diversität zielt einerseits darauf ab, maßgeschneiderte Konzepte für eine Vielzahl von unterschiedlichen Szenarien zu entwickeln. Andererseits führt diese Variantenvielfalt aber zu einer deutlichen Zunahme des Komplexitätsgrads. Die hohe Komplexität wurde von sämtlichen Netzbetreibern als ein wesentlicher Grund für die gegenwärtige und zwischenzeitliche suboptimale Abwicklung der Redispatch 2.0-Prozesse angeführt.

An der Schnittstelle zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und dem Einsatzverantwortlichen existieren allein 15 unterschiedliche Umsetzungsvarianten des Abrufs sowie weitere drei Varianten in der Kommunikation zwischen Netzbetreibern.

Die Unternehmen stehen vor der Herausforderung, aufgrund des komplexen Regelwerkes stets den Überblick zu behalten und ein umfassendes Verständnis für die Unterschiede zwischen den Varianten zu entwickeln. Oftmals ist dieses Verständnis lediglich bei einigen wenigen Fachexpertinnen und Fachexperten innerhalb der Unternehmen vorhanden, was die Wahrscheinlichkeit von Fehlern bei der Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse erhöht.

Die Variantenvielfalt führt auch zu einem erheblichen Aufwand für die Pflege und Wartung der betroffenen Systeme. Änderungen an diesen erfordern eine Anpassung an mehreren Stellen, gefolgt von geeigneten Tests. Dies resultiert in einem hohen operativen Aufwand, obwohl einige der Varianten laut Aussagen der Netzbetreiber in der Praxis kaum eine relevante Rolle spielen.

4.2 Fehlende Tests

Testsysteme

Einige VNB setzen Testsysteme ein, um die einzelnen Prozessschritte bei Redispatch 2.0 erproben zu können. Die Testsysteme sind dabei in der Lage, u. a. Datenaustausche, Kommunikation mit unterschiedlichen Akteuren sowie die Weiterleitung von Signalen abzubilden. Etwaige Schwachstellen in der Prozesskette können hierdurch erkannt werden, ohne dass ein produktiver Abruf durchgeführt werden muss.

Dennoch sind solche Testsysteme nicht bei allen VNB im Einsatz. Die Erfahrung mit den Pilotprojekten zeigt, dass der Verzicht auf ein Testsystem zu einer höheren Fehleranfälligkeit führt, da Fehler unterschiedlichster Art erst bei produktiven Abrufen erkannt werden können, mit den entsprechenden negativen Konsequenzen für die Systemsicherheit.

Aber auch der Einsatz von Testsystemen kann Probleme bei der Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen nicht vollständig verhindern, da mit Testsystemen ein produktiver Abruf nicht simuliert werden kann. Erfahrungen für die Umsetzung produktiver Abrufe können daher erst bei tatsächlicher Umsetzung von Anforderungen seitens der ÜNB gewonnen werden. Somit können durch Testsysteme das Anlagenverhalten oder auch die Erreichbarkeit von Anlagen nicht sinnvoll getestet werden, so dass Fehler (auch in der Sphäre der VNB) erst bei Umsetzung von Abrufen lokalisiert werden können.

Testabrufe

In enger Abstimmung mit dem jeweils vorgelagerten ÜNB führen einige VNB produktive Testabrufe durch. Hierzu stimmen sich die Netzbetreiber hinsichtlich der geeigneten Zeitfenster und der einzubeziehenden Anlagen ab. Hierdurch ist es den VNB möglich, über das Testsystem hinaus Erfahrungen im produktiven Abruf zu sammeln und etwaige Fehlerquellen zu lokalisieren.

Jedoch führen nicht alle VNB sowie vorgelagerte ÜNB Testabrufe durch. Diese Netzbetreiber verweisen auf die aus Ihrer Sicht fehlende oder zumindest fragwürdige rechtliche Grundlage zur Anerkennung der mit den Testabrufen verbundenen Kosten.

Dabei erscheint es sinnvoll, dass ÜNB und VNB gemeinsam die Redispatch 2.0-Prozesse zunächst erproben, bevor umfassende produktive Abrufe durchgeführt werden. Ein vergleichbares Vorgehen wird beispielsweise bei der Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt, bei der Testabrufe im Rahmen der Präqualifikation eines Anbieters durchgeführt werden.

4.3 Geringe Vorlaufzeiten

Wo die vorliegende Informationslage es zulässt, werden Redispatch-Maßnahmen zwischen ÜNB und VNB bereits im Vorfeld, bestenfalls am Vortag, abgestimmt. Dies gibt den VNB ausreichend zeitlichen Spielraum, die Abrufe in ihrer Umsetzung zu planen. Einige VNB gaben des Weiteren an, dass sie bei der Durchführung von Abrufen eine Vorlaufzeit von mindestens 30 Minuten benötigen. Diese Angabe bezog sich auf die während der Pilotphase übliche Kommunikation zwischen ÜNB und VNB via Telefon.

Aufgrund von Prognoseungenauigkeiten kann per se nie ausgeschlossen werden, dass ÜNB im Intraday-Tagesverlauf weitere Redispatch-Maßnahmen anfordern oder bereits angeforderte Maßnahmen revidieren müssen. Auch während der Piloten sahen sich die ÜNB gezwungen, entsprechend Residualmengen bei den VNB nachzuordern. Im Einzelfall sind Abrufe mit hohem Umfang und äußerst geringen Vorlaufzeiten aufgetreten.

Aufgrund des während der Pilotphase noch geringen Automatisierungsgrads haben insbesondere die kurzfristigen Abrufe zu einer hohen Fehleranfälligkeit und einer nur geringen Robustheit der durchzulaufenden Prozesse geführt.

Es ist aber zu hoffen, dass sich die Relevanz dieser Problematik im Wesentlichen auf die Pilotprojekte beschränkt und sich zukünftig automatisierte Prozesse in der Branche etablieren.

4.4 Begrenzttes Hochfahrpotenzial

Das Hochfahrpotenzial zum Ausgleich umfassender Abregelungen von EE-Anlagen ist bereits in der gegenwärtigen Situation stark begrenzt. Die damit einhergehenden Herausforderungen wurden bereits mehrfach von den ÜNB beschrieben. In diesem Zusammenhang wird auf ein stark begrenztes positives Redispatchvermögen sowie auf die begrenzte Liquidität des Intraday-Marktes hingewiesen.

Diese Problematik könnte in Zukunft weitere Herausforderungen mit sich bringen, insbesondere vor dem Hintergrund des zunehmenden Ausbaus erneuerbarer Energien und der damit als notwendig erachteten netzbedingten Abregelung. Es ist somit fraglich, ob für einen hohen Umfang an EE-Abregelung stets der energetische Ausgleich organisiert werden kann, gerade mit Blick auf absehbare Entwicklungen. Angesichts der steigenden Bedeutung erneuerbarer Energien ist die Organisation eines effektiven Ausgleichs von entscheidender Bedeutung für die Stabilität des Stromnetzes.

Insbesondere in Netzsituationen, in denen das positive Redispatchvermögen stark begrenzt ist, führt der Übergang der Verantwortung des bilanziellen Ausgleichs auf die Netzbetreiber zu einem nur geringen Spielraum bei der Auswahl geeigneter Gegenmaßnahmen. Denn in letzter Konsequenz muss der Ausgleich dann auch über den Intraday-Markt organisiert werden, dessen Liquidität endlich ist.

Liegt die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich hingegen beim BKV, besteht für ihn der Anreiz, im Voraus absehbare notwendige Einspeisereduktionen präventiv nicht zu vermarkten. Diese präventive Nichtvermarktung könnte das Hochfahrpotenzial in Deutschland erhöhen, indem der ansonsten durchgeführte Stromexport verringert wird. Engpässe könnten vermieden werden und der Bedarf an Counter-Trading abnehmen.

BKV dürften zudem gegenüber den Netzbetreibern mehr Möglichkeiten für Leistungserhöhungen zur Verfügung stehen, da sie beispielsweise auf ggf. vergleichsweise günstige Besicherungsleistung zugreifen könnten. Diese und vergleichbare Hochfahrpotenziale könnten Netzbetreiber aber voraussichtlich über die Durchführung von Stromgeschäften mobilisieren. In diesem Kontext dürfte es schwierig sein, pauschale Aussagen zu treffen.

4.5 Fehlende Anreize

Aufgrund der im Rahmen der Pilotprojekte ersichtlich gewordenen Problematiken kann hinterfragt werden, ob das jetzige Redispatch-Regime ausreichende Anreize an die jeweiligen Akteure zur effizienten Bedienung der jeweiligen Prozesse setzt.

Mit Blick auf die lücken- und fehlerhafte Datenlage scheinen die Anreize für EIV aktuell zu gering, den Netzbetreibern Stamm- und Planungsdaten in hinreichender Datengranularität zu übermitteln und diese in EIV-Wechselprozesse einzubeziehen. Mit Blick auf fehlende Ist-Einspeisereihen könnten Netzbetreiber mit Verweis auf § 52 EEG die betroffenen EIV abmahnen, bei fehlenden und unzulänglichen Stamm- oder Planungsdaten haben Netzbetreiber kein vergleichbares Mittel. Zudem scheint dies mit Blick auf die hohe Anzahl an EIV, die die Prozesse aktuell nicht zufriedenstellend bedienen, keine wirklich realistische Option darzustellen, sondern wäre voraussichtlich nur für Einzelfälle geeignet.

Gleichzeitig ist möglicherweise auch die Anreizsituation für Netzbetreiber nicht optimal. In der Praxis werden bilanzielle Fehlmengen zwischen der durchgeführten und der ermittelten Ausfallarbeit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt, die teilweise von den VNB an die ÜNB weitergeleitet werden können. Diese Vorgehensweise könnte dazu führen, dass der Anreiz zur effizienten Umsetzung von bilanziellen Ausgleichsmaßnahmen nicht ausreichend groß ist. Dies könnte sich auf die von den VNB eingesetzte Steuerungstechnik, den Einsatz eines Testsystems, der Erstellung robuster Einspeiseprognosen sowie die Motivation zur Durchführung planwertbasierter Prozesse beziehen.

Mit dem Übergang der Verantwortung des bilanziellen und energetischen Ausgleichs auf die Netzbetreiber war die Hoffnung verbunden, effiziente Prozessausgestaltungen anzureizen und planwertbasierte Prozesse zu etablieren. Denn wenn die Kosten, die aus bilanziellen Differenzbeträgen resultieren, als beeinflussbar behandelt würden, könnte dies dazu führen, dass die Netzbetreiber einen Anreiz haben, die Inanspruchnahme teurer Ausgleichsenergie zu minimieren. Dies hätte den Anreiz für die Durchführung von planwertbasierten Prozessen erhöht.

Es scheint jedoch, dass derzeit nur geringe Anreize für Netzbetreiber bestehen, planwertbasierte Prozesse durchzuführen. Vor diesem Hintergrund wäre zu überdenken, Anreizmechanismen zu implementieren, die Netzbetreiber dazu ermutigen, effiziente und präventive Maßnahmen zur Vermeidung von bilanziellen Fehlmengen zu ergreifen.

Eng verknüpft mit der Frage der ausreichenden Anreizsetzung ist die Frage der als geeignet erachteten Governance. Während die Vorgabe des rechtlich-regulatorischen Rahmens bei der Bundesnetzagentur liegt, sind viele Ausgestaltungsfragen von der Branche selbst in einem durch den BDEW organisierten Prozess erarbeitet worden. Damit ergibt sich ggf. die Notwendigkeit, zur Konsensfindung Kompromisse eingehen zu müssen, ohne dass die dahinterstehenden Abwägungen vollständig transparent würden und z. B. von der Bundesnetzagentur geprüft werden könnten.

5 Weiterentwicklung des Redispatch 2.0

Die Analyse der Pilotprojekte hat zu der Schlussfolgerung geführt, dass kurz- und mittelfristig eine erfolgreiche Umsetzung des Redispatch 2.0 nicht realistisch erscheint. Damit ergibt sich die Anforderung, umsetzbare Änderungsvorschläge zu erarbeiten, um möglichst viele der Ziele des Redispatch 2.0 rechtssicher und praktikabel zu erreichen. Eine weitere Verlängerung des Übergangmodells scheint allein schon, weil es in dieser Form im EnWG nicht vorgesehen ist, dafür nicht geeignet.

5.1 Vorschlag der BDEW-Taskforce

Motiviert durch die branchenweiten Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Redispatch 2.0, die im Abbruch der Pilotprojekte ihren offensichtlichsten Niederschlag gefunden haben, hat der BDEW in einem Branchenprozess an einem Konzept für eine Überarbeitung des Redispatch 2.0 gearbeitet.

Vor diesem Hintergrund wurde im Februar 2023 im BDEW die "Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0" ins Leben gerufen. In dieser Taskforce haben Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Energieerzeuger und Direktvermarkter gemeinsam Eckpunkte erarbeitet, um eine mögliche Weiterentwicklung des Redispatch 2.0-Regimes voranzutreiben.

Die Empfehlungen konzentrieren sich insbesondere auf drei Hauptthemen: Die Verbesserung der Bilanzierungsqualität, die Verringerung der Komplexität und die Steigerung der Praktikabilität der Prozesse.

Um das Ziel eines funktionierenden bilanziellen Ausgleichs für die Redispatch-relevanten Anlagen zu erreichen, schlägt der BDEW folgendes schrittweises Vorgehen vor:

1. Zuerst werden alle Anlagen des Redispatch 2.0 einem angepassten Prognosemodell zugeordnet, wobei nur direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Anlagen im Planwertmodell verbleiben.
2. Anschließend werden die wesentlichen Anlagen für den Redispatch 2.0 schrittweise in das Planwertmodell überführt.

Die Wahlmöglichkeiten der Anlagenbetreiber und Einsatzverantwortlichen bei der Auswahl des Bilanzierungsmodells sollten unter der Voraussetzung der Diskriminierungsfreiheit eingeschränkt werden. Insbesondere soll die Entscheidung über einen Wechsel in das Planwertmodell und den Zeitpunkt eines solchen Wechsels dem Anschlussnetzbetreiber vorbehalten werden. Unter anderem aufgrund dieser Aufhebung des Wahlrechts sollten nach Ansicht des BDEW die Bilanzierungsmodelle klar definiert und ökonomisch gleichwertig sein:

- Im „angepassten“ Prognosemodell wird die faktische Verantwortung für die Organisation und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs an den BKV zurückdelegiert, der hierfür auch (zumindest im ersten Schritt) das Ausgleichsenergieisiko trägt und entsprechend beanreicht ist. Formal bleibt die finanzielle Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich beim Netzbetreiber, der dem BKV eine finanzielle Kompensation für die Organisation des bilanziellen Ausgleichs zahlt, zu deren Bestimmung die BDEW-Taskforce keine Aussage trifft. Abhängig von der Ausgestaltung der Kompensation besteht ein Anreiz zur Durchführung planwertbasierter Prozesse. Dieser Vorschlag entspricht im Wesentlichen einer Fortschreibung der heute praktizierten Übergangslösung, wobei eine rechtliche Absicherung im EnWG möglicherweise notwendig wäre.

- Im angepassten Planwertmodell erfolgt der bilanzielle Ausgleich weiterhin durch den Netzbetreiber. Durch die Möglichkeit der Netzbetreiber, über den Wechsel in das Planwertmodell zu entscheiden, soll ein Einsatz ausschließlich dort erfolgen, wo eine entsprechende Planbarkeit und damit eine Verbesserung gegenüber dem Prognosemodell gegeben ist.

Um den Übergang von Anlagen aus dem Prognose- ins Planwertmodell zu regeln, schlägt die Taskforce einen rollierenden Übergangsprozess vor. Dieser sieht vor, dass in festgelegten Zeitintervallen vom ANB bestimmte Anlagen mit einer vorher festgelegten Leistungsmenge vom Prognose- ins Planwertmodell überführt werden. Einmal überführte Anlagen bleiben dauerhaft im Planwertmodell, nachdem sie erfolgreich die Inbetriebnahmetests durchlaufen haben. Die Bewertung der Prognosegüte als Teilnahmevoraussetzung für das Planwertmodell entfällt und wird durch den schrittweisen Einstieg mit kontinuierlichen Verbesserungen ersetzt.

Wenn die Zuordnung zu den Bilanzierungsmodellen nicht mehr vom Anlagenbetreiber selbst getroffen wird, sondern vorgegeben ist, erscheint die ökonomische Gleichwertigkeit beider Modelle laut der Taskforce eine Voraussetzung für ein rechtssicheres und diskriminierungsfreies Redispatch-System zu sein. Im Zuge dessen verweist die Taskforce auf die Durchführung eines externen Gutachtens, was sich der Fragestellung der Vergütung annehmen soll. Dabei sollen sowohl kurative als auch präventive Redispatch 2.0-Fälle berücksichtigt werden, beispielsweise durch die Einführung eines zeitlichen Schwellenwerts, bis zu dem der BKV noch handeln kann.

In Bezug auf die Problematik der eingesetzten Steuerungstechnik verweist der BDEW auf den Smart Meter-Rollout und die Regelungen gemäß den §§ 9 und 52 EEG 2023. Gleichzeitig erkennt der BDEW an, dass hiermit voraussichtlich erst langfristig signifikante Verbesserungen in Bezug auf die Steuerungstechnik auf Anlagenebene verbunden sein werden.

Eine schnelle Abhilfe könnte durch die priorisierte Verwendung von Anlagen mit hoher Steuerungsqualität und moderner Steuerungstechnik mit Rückkanal erreicht werden. Es erscheint aber fraglich, ob eine solche Auswahl von Anlagen im Einklang mit der aktuellen Gesetzgebung steht.

Die Nutzung von Echtzeitdaten, die über die technischen Einrichtungen gemäß § 10b EEG 2023 für den Direktvermarkter erfasst werden, auch durch die Netzbetreiber, beispielsweise über eine einheitliche Schnittstelle, könnte ebenfalls zur Verbesserung der Steuerungsqualität beitragen.

5.2 Würdigung des BDEW-Vorschlags

Im Rahmen der Erarbeitung des vorliegenden Sachverständigengutachtens wurden die Vorschläge der BDEW-Taskforce mit deren Mitgliedern sowie verschiedenen Stakeholdergruppen intensiv diskutiert. Basierend auf diesen Diskussionen und der Analyse des Modells ist der Gutachter zu folgenden Schlussfolgerungen gekommen:

- Die Einschätzung, dass das bisherige Konzept zum Redispatch 2.0 aufgrund fehlender Erfolgsaussichten aktuell nicht weiterverfolgt werden sollte, wird geteilt.
- Das bedeutet aber nicht, dass die mit dem Redispatch 2.0 verfolgten Ziele, insbesondere die präventive Beschaffung eines bilanziellen Ausgleichs für Redispatchmaßnahmen, nicht weiterhin als sinnvoll und langfristig notwendig erachtet werden. Die Vielzahl der Umsetzungsprobleme zeigt aber, dass dieses Ziel kurzfristig nicht erreichbar ist.
- Der planwertbasierte Redispatch für Anlagen mit Anschluss am Übertragungsnetz hat sich bewährt und sollte beibehalten werden. Es ist allerdings nicht nachvollziehbar, warum

steuerbare Anlagen in den Verteilernetzen, die bereits das Planwertmodell einsetzen, zurück ins Prognosemodell wechseln sollen.

- Umgekehrt ist die Einführung des Planwertmodells insbesondere für volatile EE mit erheblichen Risiken verbunden, weil in diesem Fall die Güte der anlagenscharfen Erzeugungsprognose und nicht, wie bisher, die bilanzierte Kollektivprognose direkte finanzielle Konsequenzen hat. Eine Zuordnung insbesondere von in Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossenen Wind- und PV-Anlagen zum Planwertmodell gegen den Willen des AB wird deshalb als nicht sachgerecht erachtet.
- Die Rückdelegation der Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich zu den BKV ist nicht wünschenswert, mangels besserer umsetzbarer Alternativen aber zunächst notwendig. Hierbei sind aber mehrere Aspekte zu beachten:
 - Es ist den BKV nicht zuzumuten, dass sie von ihnen nicht kontrollierbare Risiken im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich, die in Handlungen (oder deren Unterlassen) des Netzbetreibers begründet sind, übernehmen. Zwar erscheint es durchaus wünschenswert, dass BKV einen Anreiz haben, den bilanziellen Ausgleich so effizient wie möglich durchzuführen. Gleichzeitig ist die finanzielle Kompensation aber so auszugestalten, dass der bilanzielle Ausgleich bei branchenüblich professionellem Verhalten der BKV zumindest im Erwartungswert nicht zu nicht-kompensierten Kosten für diesen führt. Insbesondere dürfen den BKV keine finanziellen Nachteile daraus entstehen, dass Netzbetreiber Redispatchmaßnahmen (bzw. ihr Volumen) nicht im Vorhinein ankündigen bzw. sich Ankündigungen als fehlerhaft erweisen und den BKV hierdurch Aufwendungen für Ausgleichsenergie entstehen.
 - Ohne eine verlässliche Vorabinformation des Netzbetreibers über Startpunkt, Leistungsvorgabe und Rücknahmezeitpunkt einer bevorstehenden Redispatchmaßnahme können BKV im angepassten Prognosemodell den bilanziellen Ausgleich allenfalls höchst imperfekt vornehmen. Insbesondere ist zu erwarten, dass beim Einleiten von Redispatchmaßnahmen der bilanzielle Ausgleich zunächst nur über die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie erfolgen kann und dass ggf. auch das Ende einer Redispatchmaßnahme (oder Änderungen derer Volumen) wiederum einen Ausgleichsenergiebedarf erzeugen, da sie nicht perfekt antizipiert werden können. Unabhängig von der notwendigen Kompensation der finanziellen Aufwendungen bedeutet das auch aus der Perspektive der Systemsicherheit ein Problem, da diese Ausgleichsenergieinanspruchnahme möglicherweise mit entsprechenden Systembilanzrisiken einhergeht. Gerade weil in Zukunft, allein aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Wegfalls von konventionellen Erzeugungsanlagen, die für den Redispatch genutzt werden können, höhere Redispatchanteile aus volatilen erneuerbaren Energien zu erwarten sind, können diese Systembilanzrisiken nicht vernachlässigt werden. Das von der BDEW-Taskforce vorgeschlagene Modell stellt deshalb aus Sicht des Gutachters kein Zielmodell dar, solange die langfristige Implementierung eines geplanten bilanziellen Ausgleichs nicht sichergestellt ist.

Vor diesem Hintergrund unterbreiten wir nachfolgend unseren Vorschlag für die Weiterentwicklung des Redispatch 2.0, der die Anregungen der BDEW-Taskforce aufgreift, sie aber an verschiedenen Stellen modifiziert und weiterentwickelt.

5.3 Vorschlag des Gutachters

Es wird empfohlen, bei der Umsetzung des Redispatch 2.0 kurz und mittelfristig ein am Vorschlag der BDEW-Taskforce orientiertes Konzept anzuwenden, das aufgrund der faktisch bestehenden Umsetzungsunmöglichkeit des bisherigen Konzepts im Vergleich zu den ursprünglichen Zielen des Redispatch 2.0 deutlich weniger ambitioniert ist. Gleichzeitig aber die Weichen so zu stellen, dass mittel- bis langfristig die Erreichung der ursprünglichen Ziele des Redispatch 2.0 dennoch angestrebt werden kann.

5.3.1 Übergangsmodell: Anpassung des kurz- bis mittelfristigen Konzepts

Bei der Anpassung des Konzepts sollte zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen unterschieden werden.

- Die ÜNB verfügen über etablierte Tools, die bereits im Einsatz sind. Die Prozesse sind zwischen den involvierten Akteuren abgestimmt und funktionsfähig, soweit dies von dem Gutachter beurteilt werden kann. Positive Erfahrungen mit Redispatch 2.0 wurden insbesondere mit Anlagen auf der Höchstspannungsebene gemacht, die sich größtenteils im Planwertmodell befinden.

Redispatch-Maßnahmen mit Anlagen auf der Höchstspannungsebene scheinen grundsätzlich reibungslos zu funktionieren. Die Redispatch-Abrufe erfolgen zudem vollständig im Einklang mit der aktuellen Gesetzgebung und es sind keine Gründe erkennbar, warum der gegenwärtige Status quo nicht beibehalten werden sollte.

Daher wird vorgeschlagen, die aktuellen Prozesse für Redispatch-Maßnahmen mit Anlagen, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, beizubehalten.

- Im Gegensatz dazu ist der Umsetzungsstand und die Lösungen bei den VNB sehr heterogen. Die Prozesse sind nicht geprüft oder verifiziert und teilweise werden Workarounds genutzt. Es gibt nur geringe Praxiserfahrungen mit Redispatch 2.0 und es treten viele Probleme sowohl innerhalb der an den Pilotprojekten beteiligten VNB als auch bei weiteren VNB auf, die aktuell mit dem überlagerten ÜNB die Redispatch 2.0-Prozesse erproben.

Die nicht erfolgreichen Pilotprojekte sowie der Stand der Umsetzung bei anderen VNB lassen den Schluss zu, dass kurz- bis mittelfristig keine Lösung für die identifizierten Probleme gefunden werden kann. Es ist daher unwahrscheinlich, dass Redispatch 2.0 auch in absehbarer Zeit zufriedenstellende Ergebnisse bei den VNB liefern wird. Zudem können Systembilanzrisiken nicht ausgeschlossen werden.

Daher wird vorgeschlagen, die Bemühungen zur vollständigen Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse mit den im Verteilernetz angeschlossenen Anlagen vorerst auszusetzen. Dies betrifft speziell den bilanziellen Ausgleich durch die Netzbetreiber. Alle anderen Prozesse, wie etwa Clusterabrufe und die Verbesserung der Datenbasis, sollten weiterentwickelt werden.

Die Anwendung des Planwertmodells für Anlagen auf der Höchstspannungsebene stellt sicher, dass für einen Großteil der EE-Abregelung die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich bei den ÜNB verbleibt und Systembilanzrisiken durch Redispatchmaßnahmen vermieden werden. Aufgrund der Vorteile des Planwertmodells dort, wo korrekte anlagenbezogene Prognosen vorliegen, sollte daher nicht ausgeschlossen werden, dass das Planwertmodell auch für geeignete Anlagen auf der Verteilernetzebene, speziell steuerbare Anlagen auf Basis z. B. von Biomasse oder Wasserkraft, ggf. auch größere erneuerbare Energieparks auf der Hochspannungsebene in Betracht gezogen werden. Dennoch erscheint es auch perspektivisch nicht ratsam, das

Planwertmodell auf alle volatilen erneuerbaren Energieanlagen auszuweiten (siehe Box). Es wird deshalb vorgeschlagen, dass Anlagen, die bereits heute im Planwertmodell behandelt werden, dort grundsätzlich bleiben dürfen. Der Wechsel weiterer Anlagen ins Planwertmodell sollte zumindest bei volatilen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien nur dann erfolgen, wenn Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber zustimmen. Damit soll einerseits sichergestellt werden, dass derartige Wechsel nur dann und in derjenigen zeitlichen Taktung erfolgen, die vom Netzbetreiber in Kenntnis des jeweiligen Stands der Prozessentwicklung für sinnvoll gehalten wird. Andererseits wird damit eine potenziell erhebliche zusätzliche Einzelfall-Belastung von Anlagen mit volatiler Einspeisung vermieden.

Für alle anderen Anlagen wird vorgeschlagen, das Prognosemodell gemäß den Redispatch 2.0-Prozessen zu nutzen, dabei aber die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich zumindest bis zur Überwindung der erkannten prozessualen Schwierigkeiten bei der Abwicklung des bilanziellen Ausgleichs auf die BKV übergehen zu lassen. Den betroffenen BKV ist durch die Netzbetreiber eine angemessene Kompensation zu zahlen. Diese Kompensation sollte so bemessen werden, dass auf Basis der ihnen zur Verfügung stehenden Informationen effizient agierende BKV die ihnen durch die Übernahme des bilanziellen Ausgleichs entstehenden Kosten vollständig wiedererlangen können. Gleichzeitig erscheint es wünschenswert, dass die BKV wirtschaftliche Anreize für eine möglichst effiziente Abwicklung des bilanziellen Ausgleichs haben und ihnen entstehende Kosten nicht einfach weiterreichen können. Im letztgenannten Fall hätten sie nämlich kein eigenes finanzielles Interesse an einer effizienten Organisation des bilanziellen Ausgleichs.

Bei der Festlegung der Kompensationszahlung muss insbesondere berücksichtigt werden, dass im Regelfall den BKV keine Vorabinformationen über Redispatch-Maßnahmen durch den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, auch wenn die Netzbetreiber hierzu im Grundsatz und soweit möglich verpflichtet sind. Diese fehlende Information darf nicht zu einem finanziellen Risiko für die BKV führen.

Denkbar wäre z. B. ein Modell, bei dem der Preis für die Kompensation abhängig von der Verfügbarkeit von Vorabinformationen und der Dauer von Redispatchmaßnahmen festgelegt wird. Die Kompensation könnte sich an einem Intraday-Preisindex und dem reBAP orientieren, ggf. auch der Überlagerung von beidem.² In einem solchen Modell hätten die BKV weiterhin Anreize, sich möglichst systemdienlich zu verhalten, weil nicht ihr konkretes Verhalten die Höhe der Kompensation bestimmt, sondern diese auf Basis einer erreichbaren Strategie zur Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs regelbasiert und verhaltensunabhängig festgelegt wird. Weil diese Strategie für alle BKV grundsätzlich umsetzbar ist, drohen keine unangemessenen Kostenrisiken. Gleichzeitig können BKV einen zusätzlichen Deckungsbeitrag erzielen, wenn es ihnen gelingt, den bilanziellen Ausgleich durch ein Abweichen von der unterstellten Strategie günstiger zu beschaffen.

Aus gutachterlicher Perspektive ist dieses Modell ein Kompromiss und nicht optimal, weil die Gefahr besteht, dass BKV den bilanziellen Ausgleich lediglich auf Basis der Beobachtung der Ist-Einspeisung beschaffen können und damit zumindest in den Zeitintervallen mit Aktivierung bzw. Deaktivierung von Maßnahmen erhebliche Ausgleichsenergiebezüge und damit Systembilanzrisiken einhergehen. Dennoch verfügen derzeit nur die BKV über ausreichende Informationen, um

² Eine Kompensation in Höhe der Überlagerung kann dann gerechtfertigt sein, wenn unterstellt wird, dass der BKV allein auf Basis der beobachteten Aktivierung von Redispatchmaßnahmen ohne zusätzliche Informationen seitens des Netzbetreibers den bilanziellen Ausgleich für Folgeperioden beschafft, dann aber eine Deaktivierung der Redispatchmaßnahme erfolgt.

angesichts der bestehenden und kurzfristig nicht lösbaren Probleme bei der Umsetzung der Redispatch 2.0-Prozesse einen zumindest in Teilen korrekten bilanziellen Ausgleich durchzuführen.

Aus unserer Sicht sollte die Rückdelegation des bilanziellen Ausgleichs an die BKV deshalb zwingend mit einem parallelen Prozess zur Überwindung der erkannten technischen Probleme des Redispatch 2.0 mit dem Ziel einer deutlich verbesserten Planbarkeit des bilanziellen Austauschs einhergehen.

Rolle und Einsatzgrenzen des Planwertmodells

Ein Vergleich der beiden Bilanzierungsmodelle lässt den Schluss zu, dass das Planwertmodell gegenüber dem Prognosemodell über signifikante Vorteile verfügt. Durch die Übermittlung des Fahrplans seitens des EIV sind die Netzbetreiber nicht mehr in der Pflicht, Einspeiseprognosen zu erstellen. Hierdurch sinkt einerseits der Aufwand auf Seiten der Netzbetreiber, andererseits können niedrige Prognosegüten der Netzbetreiber nicht mehr zu ineffizienten Redispatch-Prozessen und Systembilanzrisiken führen. Durch den Austausch von Fahrplänen zwischen EIV und Netzbetreiber ist eine ex-ante-Abstimmung der Redispatchmengen möglich. Im Nachgang festgestellte Differenzen zwischen der bilanzierten und der ermittelten Ausfallarbeit werden ausschließlich finanziell behandelt. Systembilanzrisiken dürften im Vergleich zum Prognosemodell deutlich seltener auftreten. Das Modell scheint insbesondere für Anlagen ohne fluktuierende Erzeugung, wie Biomasse-Anlagen gut geeignet. Hierdurch könnte insbesondere das Hochfahrpotenzial solcher Anlagen erschlossen werden.

Jedoch birgt das Planwertmodell auch Herausforderungen:

- **Mehraufwand für EIV:** Der EIV muss anlagenscharfe Prognosen mit einer hinreichenden Güte erstellen. Dies könnte auf Seiten der EIV zu einem deutlichen Mehraufwand führen, insbesondere, wenn dem EIV keine parkscharfen Prognosen vorliegen, sondern er die Portfolioeinspeisung top-down prognostiziert, er also die Summeneinspeisung des von ihm vermarkteten Kollektivs schätzt und diese geeignet auf die einzelner Parks aufteilt. Es ist allerdings anzuerkennen, dass viele EIV die Summeneinspeiseprognose aus einer Hochrechnung anlagen- bzw. parkscharfer Prognosen gewinnen.

Dennoch fällt auch dann weiterer Aufwand für die EIV durch die notwendigen rollierenden Aktualisierungen der anlagenscharfen Prognosen an. Gerade bei kleinteiligen Anlagen mit fluktuierender Erzeugung könnte sich dabei ein hoher Aktualisierungsbedarf bei der Abfederung von Prognosefehlern ergeben.

- **Ausgleichsenergieisiko:** Möglicherweise kritischer als die Notwendigkeit zur Erstellung von anlagenscharfen Prognosen ist die Tatsache, dass sich bei einem Übergang auf das Planwertmodell Prognosefehler zwischen Anlagen im Planwertmodell mit Redispatchmaßnahmen und Anlagen ohne Redispatch nicht mehr durchmischen. Damit steigt das Risiko von Bilanzabweichungen für die BKV an, sobald Anlagen im Planwertmodell zum Redispatch herangezogen werden und der Planwert damit Abrechnungsrelevanz bekommt. Dies soll nachfolgend an einem Beispiel verdeutlicht werden: Ein EIV habe für zwei Anlagen für eine Abrechnungsperiode eine individuelle Einspeisung von je 5 MWh prognostiziert. Tatsächlich speist eine Anlage 4 MWh ein, eine andere 6 MWh. Beide Prognosefehler gleichen sich aus, es entsteht ohne Eingriffe seitens der Netzbetreiber kein Ausgleichsenergiebedarf. Nun werde die zweite Anlage abgeregelt. Im Prognosemodell erhält sie (von Ungenauigkeiten bei der Ermittlung der Ausfallarbeit abgesehen) einen bilanziellen Ausgleich von 6 MWh, so dass auf Bilanzkreisebene weiterhin kein Ausgleichsenergiebedarf entsteht. Unterliegt die Anlage allerdings dem Planwertmodell, erhält sie als bilanziellen Ausgleich nur 5 MWh (entsprechend der anlagenscharfen Einspeiseprognose. Dem BKV entsteht ein Ausgleichsenergiebedarf von 1 MWh (entsprechend dem Prognosefehler des nicht unter das Planwertmodell fallenden Teils des Anlagenkollektivs). Dieses höhere Ausgleichsenergieisiko besteht, wie das Beispiel zeigt, selbst in Fällen, in denen der EIV die Portfolioeinspeisung perfekt prognostiziert hat, aber eine ungenaue Aufteilung der Einspeisung auf die einzelnen Anlagen vornimmt und

sofern einzelne Anlagen von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind. Ein Wechsel ins Planwertmodell stellt deshalb für durchmischte Portfolien eine Verschlechterung dar und erhöht deren Ausgleichsenergiekosten und damit perspektivisch die Kosten der Direktvermarktung erneuerbarer Energien.

- **Güte anlagen-/parkscharfer Prognosen:** Werden, wie üblich, die anlagen- bzw. parkscharfen Prognosen der EIV nicht nur für die Ermittlung des bilanziellen Ausgleichs, sondern auch für die zur Dimensionierung von Redispatchmaßnahmen notwendigen Netzzustandsanalysen bzw. für die Auswahl der Maßnahmen verwendet, haben diese Prognosen unmittelbare Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Eine ausreichende Güte der Prognosen wird deshalb zu einem kritischen Faktor. Heute wird dem dadurch Rechnung getragen, dass der Wechsel ins Planwertmodell auf Vorschlag des Anlagenbetreibers und bei Nachweis einer entsprechenden Prognosegüte erfolgt und im Zweifel durch die Netzbetreiber eine Rückstufung ins Prognosemodell vorgenommen werden kann. Des Weiteren werden Differenzen zwischen der auf Basis des ex-ante-Fahrplans prognostizierten Ausfallarbeit und der nachträglich bestimmten Ausfallarbeit mit dem ID-AEP abgegolten. Das Zusammenspiel dieser beiden Regelungen in Verbindung mit den bereits oben geschilderten Ausgleichsenergiekosten bei niedriger Prognosegüte hat sich in der Praxis bisher bewährt. Es kann aber hinterfragt werden, ob für den EIV ein ausreichender Anreiz besteht, eine hohe Prognosegüte zu erzielen bzw. seine Anlagenfahrpläne an der Realität auszurichten, wenn an einer dieser beiden Vorschriften Änderungen vorgenommen werden. Dies könnte bspw. der Fall sein, wenn Anlagen, wie in dem Vorschlag des BDEW vorgesehen, nicht auf Eigeninitiative, sondern auf Wunsch des Netzbetreibers und ohne Zustimmung des Anlagenbetreibers dem Planwertmodell zugeordnet werden und hiermit die Forderungen zur Einhaltung einer Prognosegüte aufgegeben werden. Wie oben gezeigt, entstehen durch diesen Wechsel Ausgleichsenergiekosten genau dann, wenn die Anlagen zum Redispatch herangezogen werden. Zudem ist generell davon auszugehen, dass der Redispatch für die Anlagenbetreiber zumindest mit Betriebs- und Abrechnungsaufwand einhergeht und deshalb nicht grundsätzlich begrüßt wird. Hier könnte die Gefahr bestehen, dass Anlagenbetreiber bzw. deren EIV einen Anreiz haben, die anlagen-/parkscharfen Prognosen so zu beeinflussen, dass die Wahrscheinlichkeit, zum Redispatch herangezogen zu werden, minimiert wird. Theoretisch wären z. B. Konstellationen nicht auszuschließen, in denen der EIV bewusst zu niedrige Fahrpläne bei PV- und Windparks bzw. zu hohe Fahrpläne bei Biomasseanlagen an den ANB sendet, um gezielt seitens des Netzbetreibers als notwendig erachtete Leistungsanpassungen zu vermeiden. Zur Vermeidung solcher Anreize müsste möglicherweise ein eigenes Anreizsystem geschaffen werden, um eine ausreichende Güte anlagen-/parkscharfer Prognosen sicherzustellen. Dies wäre allerdings höchst aufwändig und würde die Grundsätze des Bilanzkreissystems in Frage stellen.

Vor dem Hintergrund dieser geschilderten Problematik scheint das Planwertmodell kurz- und mittelfristig zumindest für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung in der Mittel- und Niederspannung nicht empfehlenswert zu sein. Dies schließt die Teilnahme von Anlagen, die nicht direkt vermarktet werden, sondern für die die ÜNB die Vermarktung übernehmen, ebenfalls weit überwiegend aus.

Des Weiteren gibt es Grenzen für die Anwendung des Planwertmodells. Bisher fehlen Erfahrungen in Bezug auf die Einbindung von VNB. Zum jetzigen Zeitpunkt ist somit nicht klar, ob die VNB die Prozesse im Planwertmodell robust bedienen können. Vielmehr wäre zu befürchten, dass durch eine Durchmischung von unterschiedlichen Bilanzierungsmodellen in

einem Netzbereich die von den Netzbetreibern zu beherrschende Komplexität zunehmen dürfte.

Das Planwertmodell bietet somit zweifellos einige Vorteile gegenüber dem Prognosemodell, insbesondere in Bezug auf die ex-ante-Abstimmung des bilanziellen Ausgleichs sowie auf die Reduzierung des Risikos von Systembilanzfehlern. Es ermöglicht eine effizientere Planung und kann besonders gut für nicht-dargebotsabhängige Anlagen wie Biomasse-Anlagen oder größere EE-Parks geeignet sein. Jedoch hat das Planwertmodell auch klare Einsatzgrenzen, die berücksichtigt werden sollten und sich insbesondere auf die Verwendung des Planwertmodells bei im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen beziehen. Zudem ist anzunehmen, dass das Planwertmodell kurz- und mittelfristig nicht für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung in der Mittel- und Niederspannung geeignet ist, was seine sinnvolle Anwendung im Verteilnetz begrenzt.

5.3.2 Zielmodell: Bessere Planbarkeit des bilanziellen Ausgleichs

Der wesentliche, wenn auch kurzfristig unvermeidbare Schwachpunkt des im vorangegangenen Abschnitt vorgeschlagenen Übergangmodells liegt darin, dass die für den bilanziellen Ausgleich verantwortlichen BKV zwar Anreize zum jederzeitigen Ausgleich ihrer Bilanzkreise haben, heute aber in der Regel über keine verlässlichen Vorabinformationen über Redispatchmaßnahmen verfügen. Damit ist der bilanzielle Ausgleich nicht planbar, sondern erfolgt primär als Reaktion auf beobachtete Handlungen des Netzbetreibers und damit mit Zeitverzug und unter Inkaufnahme von zumindest temporären Systembilanzungleichgewichten.

Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass mit der Umsetzung des Modells und der Rückdelegation des bilanziellen Ausgleichs an die BKV für die Netzbetreiber keine Anreize bestehen, die Prozesse des Redispatch so zu verbessern, dass die prognostizierte Ausfallarbeit und damit der bilanzielle Ausgleich mit hoher Qualität im Voraus planbar werden.

Im Gegenteil ist zu befürchten, dass ohne weitere Maßnahmen VNB weiterhin einen Großteil der Redispatch-Abrufe wie bisher kurz vor Echtzeit und ohne verlässliche Vorabinformation an die EIV durchführen und die anfallenden Kompensationszahlungen als Teil der Netzkosten weitergeben wollen.

Eine solche Situation kann kein Zielmodell darstellen, da mit ihr, gerade bei steigender Relevanz volatiler EE für den Redispatch, nicht akzeptable Systembilanzrisiken einhergehen.

Das Ziel eines geplanten Redispatch mit vorheriger Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs bleibt deshalb weiterhin wichtig und sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden. Es ist jedoch anzuerkennen, dass dieses Ziel nicht zu 100 % erreichbar sein wird. Es wird immer Situationen geben, die nicht vollständig vorhersehbar und daher nicht im Voraus planbar sind. Solche nicht planbaren, echtzeitbasierten Prozesse sollten jedoch auf Residualmengen beschränkt bleiben, wie Notfälle oder Fehlprognosen.

Wir halten es deshalb für notwendig, das o. g. Modell, das auf einem modifizierten Vorschlag der BDEW-Taskforce beruht, mit einem konkreten Aktionsplan zur Überwindung bestehender Hemmnisse und Einführung eines geplanten bilanziellen Ausgleichs zu verbinden. Die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich kann auf verschiedene Weise organisiert werden, wobei jeder Ansatz seine eigenen Vor- und Nachteile hat.

Eine Möglichkeit besteht darin, dass die Verantwortung dauerhaft beim BKV bleibt, dieser jedoch im Regelfall rechtzeitige Vorankündigungen von Redispatchmaßnahmen durch den VNB

erhält, auf deren Basis er den bilanziellen Ausgleich selbständig beschaffen kann, wobei für die Abrechnung eine Kompensationszahlung wie z. B. der ID-AEP zum Einsatz käme. Dies erfordert einerseits eine zumindest finanzielle Verbindlichkeit der Vorankündigungen aus Netzbetreiber-sicht, stellt jedoch auch informatorische Anforderungen an den EIV, der z. B. die Verantwortung für die Meldung von Nichtvermarktungen übernehmen (und auch die finanziellen Folgen einer Nichtmeldung tragen) müsste. Ein solches Modell könnte eine Annäherung an das Planwertmodell erfordern.

Alternativ könnte der Netzbetreiber die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich nach Ausräumung der Probleme mit den Redispatch 2.0 Prozessen wieder übernehmen. Das würde dem Netzbetreiber insbesondere die Möglichkeit bieten, den bilanziellen Ausgleich für eine Redispatchmaßnahme mit einem Anlagenportfolio zu beschaffen, ohne ihn ex-ante bereits verschiedenen Anlagen zuordnen zu müssen.

Die Umsetzung eines planwertbasierten bilanziellen Ausgleichs (mit entsprechender ex-ante-Kommunikation zwischen EIV und Netzbetreiber) sollte schrittweise (sowohl mit Blick auf die teilnehmende Netzbetreiber als auch die teilnehmenden Anlagen bei einem Netzbetreiber) erfolgen und durch umfassende Tests begleitet werden, um sicherzustellen, dass das System robust und zuverlässig ist. Es ist unwahrscheinlich, dass es einen branchenweiten Umsetzungstermin geben kann, da die Anforderungen und Rahmenbedingungen in verschiedenen Regionen variieren können.

Es ist auch wichtig, die Probleme der bisherigen Umsetzung zu analysieren und mittelfristig zu lösen. Dazu erscheint es einerseits sinnvoll, dass es netzbetreiberscharfe Pläne zur Umsetzung eines planbaren bilanziellen Ausgleichs mit der Identifikation von Herausforderungen, der Benennung und Umsetzung von Lösungsansätzen und Funktionalitätstests gibt. Diese Pläne sollten einem engmaschigen Monitoring z. B. durch die Bundesnetzagentur unterzogen und hierbei regelmäßige Fortschrittsberichte veröffentlicht werden.

Zudem halten wir die Einführung geeigneter wirtschaftlicher Anreizsysteme für alle beteiligten Akteure, insbesondere für die Netzbetreiber, für sinnvoll. Nur so scheint eine effiziente und zuverlässige Umsetzung des geplanten Redispatch mit vorheriger Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs zügig erreichbar. Ein denkbarer Ansatz zur (möglichst frühzeitigen) Umsetzung könnte darin bestehen, für VNB die Möglichkeit der Wälzung von Kompensationszahlungen in die Netzentgelte für den nicht planbaren bilanziellen Ausgleich von Echtzeit-basierten Redispatch-Maßnahmen im Zeitverlauf graduell (möglichst kontinuierlich oder zumindest in sehr kleinen Schritten) auslaufen zu lassen. Damit würden keine konkreten technischen Anforderungen an die Prozessumstellung oder anderweitige problematische Stichtagsregelungen vermieden, gleichzeitig würde dennoch auf Netzbetreiberseite ein klarer Anreiz gesetzt, durch eine zügige Umsetzung eines planbaren bilanziellen Ausgleichs Ertragsrisiken zu vermeiden. Es ist jedoch wichtig, dass diese Veränderungen frühzeitig und transparent kommuniziert werden, damit die VNB sich gezielt auf das Zielmodell vorbereiten können.

A Fragenkatalog der Bundesnetzagentur

Nachfolgend wird der bei der Bestellung des Gutachters übermittelte Katalog mit konkret zu beantwortenden Fragen aufgeführt. Die meisten Fragen sind im Hauptteil des Gutachtens adressiert, so dass hier nur ein Verweis auf die entsprechenden Abschnitte aufgeführt wird. Lediglich bei Fragen, die im Hauptteil nur am Rande angesprochen sind, erfolgt eine ausführlichere Antwort:

a) Aus welchen Gründen ist es bei der Durchführung des bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen in den Verteilernetzen der Mitnetz Strom GmbH, Thüringer Energienetze GmbH und der Westnetz GmbH zwischen Juni 2022 und August 2023 zu Abweichungen zwischen der von den Netzbetreibern prognostizierten Ausfallarbeit und der tatsächlichen Ausfallarbeit gekommen? Bitte die möglichen Gründe anhand konkreter Daten plausibilisieren und grob quantifizieren!

Antwort des Gutachters: Verweis auf Abschnitt 3.2

b) Welche Änderungen der o. g. Festlegungen wären aus welchen Gründen notwendig, um Abweichungen künftig zu vermeiden? Insbesondere:

i) Lassen sich die Abweichungen verringern, wenn lediglich das Planwertmodell im Sinne der Festlegung BK6-20-059 Anwendung findet?

Antwort des Gutachters: Verweis auf Box in Abschnitt 5.3.1

Gibt es alternative Konzepte, die die Problematik ebenso gut oder besser lösen? Inwieweit ist es für die Optimierung des Redispatch insgesamt sinnvoll, einen gezielten bilanziellen Ausgleich im Planwertmodell oder in einem anderen Modell durchzuführen? Welche Vor- und Nachteile wären mit der Verpflichtung zum Planwertmodell für die BTR, EIV, LF und BKV (LF) verbunden?

Antwort des Gutachters: Verweis auf Abschnitt 5.3

ii) Wie ist das Planwertmodell zu gestalten, damit alle Beteiligten ausreichenden Anreiz haben, Abweichungen zwischen der prognostizierten Ausfallarbeit und der tatsächlichen Ausfallarbeit möglichst zu vermeiden? Insbesondere: Ist es sinnvoll, den finanziellen Ausgleich dieser Abweichungen nach Kapitel 2.1.3 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 mit einer Anreizkomponente zu versehen? Wenn ja: Wie sollte eine solche Anreizkomponente ausgestaltet werden, damit es einen ausreichend großen Anreiz für die Vermeidung von Prognoseabweichungen setzt, zugleich aber die Betroffenen nicht unangemessen belastet?

Antwort des Gutachters: Finanzieller Ausgleich der Differenzbeträge gemäß Kapitel 2.1.3 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 erscheint aus jetziger Sicht sinnvoll und hat sich bisher bewährt.

iii) Wie kann das Planwertmodell in den Verteilernetzen eingeführt werden? Welche Voraussetzungen müssen dafür erfüllt sein? Welche Anreize können gesetzt werden, um eine Teilnahme im Planwertmodell attraktiv zu machen? Ist eine Umsetzung ausschließlich des Planwertmodells in allen Verteilernetzen möglich und sinnvoll?

Antwort des Gutachters: Verweis auf Box in Abschnitt 5.3.1

iv) Wie können im Falle von Problemen oder Abweichungen die Verantwortungsbereiche der Akteure klar voneinander getrennt werden. Ist es sinnvoll oder notwendig, das Planwertmodell zwingend mit dem Aufforderungsfall zu verbinden?

Antwort des Gutachters: Sowohl der Aufforderungs- als auch der Duldungsfall sind in Kombination mit dem Planwertmodell denkbar. Bei richtiger Durchführung sind beide Modelle gleichwertig.

v) Wie lassen sich EE-Anlagen, die nicht direkt vermarktet werden, in das System integrieren? Bedarf es besonderen Vorgaben? Ist eine Teilnahme am Planwertmodell sinnvoll?

Antwort des Gutachters: Verweis auf Box in Abschnitt 5.3.1. Bei Anlagen in der festen Einspeiservergütung ist des Weiteren zu berücksichtigen, dass die ÜNB in der Verantwortung stehen, die Vermarktung der Anlagen zu übernehmen und damit auch die Rolle des BKV ausfüllen. Aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen und der häufig fehlenden Leistungsmessung dürfte es die ÜNB vor Herausforderungen stellen, robuste Anlagenprognosen zu erstellen, die Voraussetzung für eine erfolgreiche Teilnahme am Planwertmodell sind. Aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen wäre das Planwertmodell zudem mit einem hohen Aufwand verbunden, dem ggf. nur ein geringer Nutzen aufgrund der geringen Redispatch-Relevanz solcher Anlagen gegenüberstehen würde. Die fehlende Leistungsmessung erhöht zudem die Informationsasymmetrie über durchgeführte Redispatch-Maßnahmen. Denn dadurch ist es ÜNB nicht möglich, auf Basis von Hochrechnung der bekannten Einspeisungen von Referenzanlagen Rückschlüsse auf Redispatch-Maßnahmen zu treffen.

Dennoch kann es sich zukünftig als sinnvoll erweisen, dass für Anlagen in der festen Einspeiservergütung die Prozesse weiterentwickelt werden, sofern sich zeigen sollte, dass bei solchen Anlagen umfassend bei Netzunverträglichkeiten Leistungsanpassungen erfolgen und die Anlagen an Redispatch-Relevanz gewinnen. So könnten die ÜNB beispielsweise versuchen, (analog dem Vorgehen einiger DV bei der präventiven Nichtvermarktung), den Umfang von Redispatch-Maßnahmen abzuschätzen und darauf abgestimmte Folgeprozesse durchzuführen, wie bspw. einen bilanziellen Ausgleich (oder eine präventive Nichtvermarktung) zu organisieren und somit Systembilanzrisiken vorzubeugen.