Ergänzende 50Hertz-Standpunkte zum BMWi-Weißbuch: „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Der im Weißbuch eingeschlagene Weg wird von 50Hertz ausdrücklich begrüßt. Die folgenden Anmerkungen sollen daher neben einigen Ergänzungen auch unsere grundsätzliche Zustimmung zum Ausdruck bringen. Die angeführten Punkte erweitern die Stellungnahme der vier Übertragungsnetzbetreiber um spezifische 50Hertz-Ansichten.

Weitere Informationen zu den 50Hertz Positionen, insbesondere zu den Netzentgelten, finden Sie unter: www.50hertz.com/de/Medien/Positionspapiere

Allgemein

Die Energiewende ist ein Projekt von gesamtgesellschaftlicher und generationenübergreifender Bedeutung, das 50Hertz unterstützt. Der Rückhalt der Bevölkerung und der Industrie ist für die erfolgreiche Umsetzung wesentlich. Dies setzt, stets unter Wahrung der Versorgungssicherheit, möglichst geringe Kosten voraus. Marktorientierte Ansätze der Stromversorgung bilden hierfür die aussichtsreichste Option. Das Vertrauen in den Energy-Only-Market (mit der Absicherung durch eine Kapazitätsreserve), marktbasierte Ausschreibungen sowie der Erhalt der einheitlichen deutschen Preiszone sind daher neben einer angemessenen Verteilung der Lasten die richtigen Maßnahmen.

Maßnahme 7

Die Weiterentwicklung staatlich veranlasster Preisbestandteile und Netzentgelte ist sinnvoll. Schon heute ist die Abwicklung der einzelnen Preisbestandteile hoch komplex, eine Vereinfachung würde den Stromkunden zu Gute kommen.
Aus 50Hertz Sicht bedarf es jedoch schrittweiser Verbesserungen. Ein umfängliches Zielmodell sollte Orientierung und Zielklarheit bieten. Durch eine radikale Umsetzung in einem Schritt könnten die sinnvollen Anpassungen durch zu starke Abwehrreaktionen verzögert werden.

Inhaltlich ist von einer Flexibilisierung der Umlagen (EEG-, KWK-Umlage etc.) abzuraten. Die tatsächlichen Preisschwankungen würden deutlich überhöht und künstlich Anreize geschaffen, in Zeiten hoher Strompreise (und damit noch höherer Umlagen) den Stromverbrauch aus dem Netz zu reduzieren. In der Folge würden ineffiziente Anreize gesetzt, z.B. vergleichsweise teure Eigenerzeugungsanlagen zu errichten, die sich nur aufgrund der Entsolidarisierung aus Gesamtkosten des Systems „lohnen“. Der Ausgleich des Stroms aus EE sollte an der Strombörse stattfinden und eine Verdopplung von Funktionen vermieden werden.

Maßnahme 9

50Hertz begrüßt den Vorschlag zur Einführung eines bundesweit einheitlichen Netzentgeltes auf Übertragungsnetzebene.

Aktuell sind deutschlandweit erhebliche Unterschiede bei den Netzentgelten der Übertragungsnetzbetreiber zu verzeichnen. Die Unterschiede erklären sich insbesondere aus folgenden Gründen:

- **Hohe Betriebskosten**: Darüber hinaus weisen Netzbetreiber mit hohem EE-Anteil in ihrem Netzgebiet höhere betriebliche Kosten für die Integration des volatilen erneuerbaren Stroms auf (Kosten für Redispatch, Entschädigungszahlungen bei Einsenkung von EEG-Anlagen, 50,2-Hertz-Nachrüstung etc.).
- **Hohe Investitionen**: Netzbetreiber, in deren Netzgebiet ein hoher Anteil von EEG-Anlagen installiert ist, müssen hohe Investitionen in ihre Netz-Infrastruktur tätigen.
- **Niedrige Last**: Ergänzend kommt hinzu, dass Regionen mit hohem EE-Anteil, speziell im ländlichen Raum, meist dünner besiedelt sind und weniger industrielle Verbraucher haben. Damit können die Kosten auf weniger Verbraucher umgelegt werden – was ebenfalls zu höheren Netzentgelten für den einzelnen Verbraucher führt.

Dem Übertragungsnetz fällt im Rahmen der Energiewende eine überregionale Funktion zu, beispielsweise beim Transport des Windstroms von Nord nach Süd. Eine regionale Differenzierung ist daher nicht sachgerecht. Durch eine bundesweite Wälzung der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber wird die faire Verteilung dieser Kosten gesichert. Darüber hinaus können dadurch neue Umlagemechanismen vermieden werden.

Die Umstellung auf ein neues System der bundeseinheitlichen Netzentgelte bedarf jedoch eines ausreichenden zeitlichen Vorlaufs. Die Netzbetreiber sind insbesondere dazu verpflichtet, ihre Netzentgelte bis zum 15. Oktober eines Jahres zu veröffentlichen. Insofern muss die entsprechende Netzentgeltsystematik für die ÜNB rechtzeitig im Vorfeld feststehen, damit die erstmalige Kalkulation der bundesweiten ÜNB-Netzentgelte geordnet erfolgen und alle Netzbetreiber die Verpflichtung zur Veröffentlichung am 15. Oktober erfüllen können.

Bei der Umstellung sollte gewährleistet bleiben, dass die Netzbetreiber weiterhin effizient arbeiten. Die Kosten der einzelnen Netzbetreiber müssen weiterhin von der Bundesnetzagentur kontrolliert werden und es dürfen nur die Erlöse erzielt werden, die von der Regulierungsbehörde genehmigt wurden.

GEMEINSAME STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM WEISSBUCH EIN STROMMARKT FÜR DIE ENERGIEWENDE

Als Übertragungsnetzbetreiber haben wir die Diskussionen und den Gesamtprozess zur Weiterentwicklung des Marktdesigns stets aktiv begleitet. Ein Großteil der im Weißbuch enthaltenen Maßnahmen ist auch Ergebnis der Diskussionen und Konsultation mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und wir **unterstützen diese im Grundsatz**. Die Lösungsvorschläge möchten wir hiermit um einige wichtige Aspekte aus Sicht der ÜNB ergänzen.

Maßnahmen 1 – 2: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren und kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen

Die freie Preisbildung am Strommarkt und die Aufrechterhaltung wettbewerblicher Bedingungen sind für das Funktionieren der Marktmechanismen essentiell und wir unterstützen die Maßnahmen. Durch eine freie Preisbildung und die Vermeidung staatlicher Interventionen kann einer weiteren Segmentierung des Marktes entgegen gewirkt werden.

Maßnahme 3: Bilanzkreistreue stärken

Die ÜNB befürworten die Absicht, die Bilanzkreistreue zu stärken und wirkungsvolle Anreize zur Einhaltung von Lieferverpflichtungen zu schaffen.

Eine deutliche **Stärkung der monetären Anreize aus dem Ausgleichsenergiepreis (AEP)-System, insbesondere in Zeiten starker Systemungleichgewichte**, sehen wir als essentiell an. Insofern sollten bei der Weiterentwicklung des bestehenden AEP-Systems auch die Leistungsvorhaltungskosten in angemessener Weise berücksichtigt werden, da dies zu einer sachgerechteren Preisbildung führen und angemessene Anreize für die Marktteilnehmer setzen würde. Die Deckung von Leistungsvorhaltungskosten könnte durch eine entsprechende zusätzliche Preiskomponente erreicht werden. Zusätzlich sollte auch die Einführung einer marginalen Bepreisung von Ausgleichsenergie (Abbildung von Grenzpreisen) untersucht werden.

Die ÜNB halten den Grundgedanken, dass die energetische Deckung des Bilanzkreises mit Ausgleichsenergie stets deutlich teurer sein muss als eine Beschaffung an den Spotmärkten für wesentlich. Hierzu ist die **derzeitige Bindung an den durchschnittlichen Intraday-Preis zu überarbeiten** und im Grundsatz auf Maximal-Preise auszurichten. Darüber hinaus sind die Börsenpreise für ¼-h Produkte mit einzubeziehen.

Aus Sicht der ÜNB sollte der **AEP zukünftig deutlich kurzfristiger bestimmt werden können**. Auch die Komplexität der Bestimmung sowie die Einflussgrößen sind zu reduzieren. Dabei ist auch eine Systematik zu finden, in der Preisspitzen bei nahezu ausgeglichenem Netzregelverbund-Saldo vermieden werden. Gern stehen Ihnen die ÜNB mit den bereits vorgenommenen Untersuchungen und Modellberechnungen zur Weiterentwicklung des AEP-Systems als Gesprächspartner zur Verfügung.

Die **ÜNB begrüßen die angekündigte Überwachung der Differenzbilanzkreise**. Hierzu sind allerdings zwei Dinge zu beachten: Zum einen sind **Differenzbilanzkreise transparent zu gestalten**, so dass in den entsprechenden Bilanzkreisen ausschließlich Differenzmengen enthalten sind und diese auch mit Fahrplänen bewirtschaftet werden. Zum anderen sind **Verlustbilanzkreise in gleicher Weise zu gestalten um eine transparente Überwachung und Trennung beider Sachverhalte zu ermöglichen**.

Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Die ÜNB begrüßen diese Maßnahme und schlagen folgende Formulierung des § 13 (4) EnWG für die dem Weißbuch nachgelagerte Gesetzgebung vor. Die Änderungen sind kursiv/fett markiert:

„Im Falle einer Anpassung nach Absatz 2 ruhen bis zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung alle hiervon jeweils betroffenen Leistungspflichten. ***Dabei bleibt die Pflicht zum Bilanzausgleich durch die Bilanzkreisverantwortlichen bestehen und die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen müssen unverzüglich für einen Ausgleich der Bilanzkreise sorgen, es sei denn der Betreiber des Übertragungsnetzes hebt diese Ausgleichspflicht zum Zwecke der Systemsicherheit auf.“***

Es ist darauf hinzuweisen, dass die ÜNB in einer Vielzahl der möglichen Anweisungen nach § 13 Abs. 2 EnWG auf die oben formulierte Ausnahmeregelung des Aufhebens der Ausgleichspflicht angewiesen sind und diese auch, zumindest partiell, ergreifen werden (z.B. muss bei kritischer Systembilanzunterdeckung die Anweisung an einen BKV, ein Kraftwerk hochzufahren, also bewusst zu überdecken, ohne Ausgleich des Bilanzkreises stattfinden).

Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Wir **unterstützen die Aussagen des Weißbuches zur stärkeren Koordination europäischer Strommärkte und die gemeinsame Erklärung der „elektrischen“ Nachbarn**. Als ÜNB gestalten wir die Weiterentwicklung des europäischen Strommarkts seit vielen Jahren bereits aktiv mit, u. a. über unsere Marktkopplungsprojekte MRC, CWE, CEE und XBID sowie durch die Ausgestaltung und Umsetzung der Network Codes.

In Fragen der Versorgungssicherheit und der Kopplung nationaler Kapazitätsmechanismen ist eine verstärkte Koordination ebenfalls notwendig und zu begrüßen. So unterstützen die deutschen ÜNB die Analysen, die aktuell im Rahmen des Pentalateralen Energieforums (PLEF) mit Unterstützung des BMWi und der Ministerien näher untersucht werden. Bitte beachten Sie in diesem Kontext auch unsere Anmerkungen zu Maßnahme 18 und Handlungsfeld 1, die sich speziell auf das Monitoring der Versorgungssicherheit und die Berücksichtigung von Kuppelkapazitäten beziehen.

Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Die Weiterentwicklung der Märkte für Sekundärregel- und Minutenreserve ist sinnvoll und die vier Übertragungsnetzbetreiber werden auch weiterhin an entsprechenden Konzepten aktiv arbeiten. Im Gesetzgebungsverfahren sollte jedoch von konkreten Vorgaben für die Marktgestaltung abgesehen werden, um der Marktkonsultation durch die BNetzA nicht vorzugreifen.

Mit Blick auf den Preisbildungsmechanismus ist im anstehenden Festlegungsverfahren die Beibehaltung des **Gebotspreisverfahrens** anzustreben. Dies vermeidet eventuelle Rückwirkungen mit der Maßnahme 3 (Bilanzkreistreue stärken) und mit dem Ausgleichsenergiepreisverfahren. Über einen Übergang zum **Einheitspreisverfahren** für Regelleistung und Regelarbeit sollte erst zu einem späteren Zeitpunkt – beispielsweise in einem nachfolgenden Festlegungsverfahren oder wenn ein Balancing-Markt[1] (Arbeitspreismarkt) erfolgreich eingeführt wurde – entschieden werden.

Der **Übergang von werktäglicher zu kalendertäglicher Ausschreibung bei der Minutenreserve und von wöchentlicher zu kalendertäglicher Ausschreibung bei der Sekundärregelreserve** stellt eine geeignete Maßnahme dar, um das Angebot zu erhöhen. Die **Produktlaufzeit** an den Märkten für Sekundärregel- und Minutenreserve sollte zunächst auf jeweils vier Stunden harmonisiert werden. Dies ermöglicht das Sammeln betrieblicher Erfahrung mit den (mit der Marktänderung einhergehenden) veränderten Regelkonzepten bei der Sekundärregelleistung. Als mittelfristiges Ziel sollten Stundenprodukte mit Blockgeboten geprüft werden.

Bei Einführung von täglichen Ausschreibungen für Sekundärregelleistung ist von einem Sekundärmarkt zur Weitergabe von Handelsverpflichtungen abzusehen, da mit einer täglichen Ausschreibung bereits entsprechende Ziele erreicht werden können. Dazu gehört, dass eine kurzfristige Anpassung des

[1] In der Diskussion werden auch Synonyme wie voluntary bids oder free bids verwendet.

Sekundärregelleistungsbedarfs deren Dynamisierung befördert. Neue Anbieter können in den SRL-Markt somit gleichberechtigt neben den bisherigen Anbietern eintreten. Die Zusatzausschreibung im Rahmen der Sonnenfinsternis hat bspw. gezeigt, dass durch eine kurzfristige Beschaffung der Sekundärregelleistung eine signifikante Erhöhung der Markttiefe erzielt werden konnte.

Ein Sekundärmarkt könnte allenfalls eine Alternative darstellen, falls eine tägliche Ausschreibung der Sekundärregelleistung nicht realisierbar wäre.

Ein **Balancing-Markt** zum kurzfristigen Erwerb von Reservearbeit ohne Leistungspreisvergütung ist – unter Berücksichtigung möglicher Wechselwirkungen mit Redispatch-Maßnahmen – sinnvoll. Dieser eröffnet auch flexiblen Technologien, die keine gesicherte Vorhaltung mit Vorlauf anbieten können, die Möglichkeit zum Eintritt in den Regelenergiemarkt. Dieser sollte aber zunächst nur **für die Minutenreserve** eingeführt werden, um betriebliche Erfahrungen mit sich kurzfristig ändernden Abrufreihenfolgen zu sammeln. Diese Weiterentwicklung ist dabei als Schritt in Richtung des für 2017 zu erwartenden Network Code Electricity Balancing zu sehen.

Maßnahmen 7 – 9: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln, besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen und Netzentgeltsystematik weiterentwickeln

Die ÜNB stehen einer Weiterentwicklung der staatlich veranlassten Preisbestandteilte und Netzentgelte offen gegenüber. Als relevante Akteure beteiligen sich die ÜNB gern an dessen Ausgestaltung.

Hinsichtlich einer bundesweiten **Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene besteht keine einheitliche Positionierung der vier ÜNB**. Wie auch im Grünbuch vorgesehen, erscheint uns zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik weiterhin eine **Orientierung der Netzentgelte an der Netzanschlusskapazität sinnvoll**, um hierdurch bei den Netznutzern stärkere Anreize für eine adäquate Dimensionierung des Netzanschlusses zu entfalten. Die Orientierung der Netzentgelte an der Netzanschlusskapazität kann unabhängig von der Frage nach einer Vereinheitlichung der Netzentgelte umgesetzt werden.

Grundsätzlich unterstützen die ÜNB die **Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen innerhalb der Regelungen zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung**. Hinsichtlich der im Weißbuch aufgeführten Anpassungen der Stromnetzentgeltverordnung zur Erhöhung der Lastflexibilität besteht aus ÜNB-Sicht Analysebedarf bezüglich geeigneter Ausgestaltungsoptionen. Gerne bringen sich die ÜNB bei der Entwicklung und Analyse konkreter Ausgestaltungsoptionen ein.

Insbesondere sollte im Vorfeld einer Implementierung der im Weißbuch vorgesehenen **Verkürzung der Hochlastzeitfenster** der **Beitrag dieser Maßnahme auf einen stabilen Netzbetrieb und der damit**

verbundene operative Umsetzungsaufwand geprüft werden. Eine wie im Weißbuch erwähnte Verkürzung auf wöchentliche oder perspektivisch sogar vortägige Zeitfenster zur Abbildung der aktuellen Netzsituation würde eine Abkehr von der bisherigen auf historischen Lastdaten basierenden Ermittlungsmethode notwendig machen. Soll die jeweils aktuelle Netzsituation innerhalb der Festlegung der Hochlastzeitfenster abgebildet werden, so ist eine Prognose der Lastentwicklung erforderlich. Die notwendige Zeit zur **Entwicklung adäquater Prognoseansätze und die operative Umsetzung** bei der Festlegung von kürzeren Hochlastzeitfenstern **muss bei der Gesetzesimplementierung berücksichtigt werden**. Zusätzlich hängt es massiv von dem bestehenden Potential zur Lastverschiebung bei den Verbrauchern ab, ob ein im Niedriglastzeitfenster geringeres Netzentgelt ausreichend Anreize setzen wird, um deren Verbrauch vom Hochlast- in das Niedriglastzeitfenster zu verschieben.

Der **Wegfall der vermiedenen Netzentgelte wird von den ÜNB befürwortet**. Eine **Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für volatile Einspeiser** vor 2021 würde bereits früher zu einer regionalen Angleichung der Netzentgelte führen.

Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären

Die **Öffnung der Märkte für Regelenergie für neue Erbringer ist grundsätzlich sinnvoll** und kann die Weiterentwicklung von Präqualifikationsbedingungen und Rahmenverträge erfordern. Bei einer erleichterten Aggregation flexibler Stromverbraucher werden ggf. neue Kompensations- und Abrechnungsverfahren benötigt, die durch die ÜNB mit zu gestalten sind. Dabei muss sichergestellt sein, dass die angestrebte Stärkung der Bilanzkreistreue nicht unterlaufen wird. Dies erfordert eindeutige Regeln für Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortliche. Hierbei ist auf eine ausreichende Transparenz für die ÜNB zu achten, um Auswirkungen der Erbringung auf die Systemsicherheit betrachten zu können.

Maßnahme 11: Verbreitung der Elektromobilität unterstützen

Die Unterstützung von Elektromobilität ist u.a. aus Gründen der Emissionseinsparungen sinnvoll. Mit der Möglichkeit **durch gesteuertes Laden zur Flexibilisierung des Strommarktes beizutragen** kann ein zusätzlicher positiver Effekt geschaffen werden. Die Verbreitung der Elektromobilität kann perspektivisch, ebenfalls **mit Blick auf einen Balancing-Markt für Regelenergie, zum Markteintritt einer völlig neuen Anbieterklasse** mit neuen Anforderungen führen.

Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen

Im Weißbuch wird der mögliche Beitrag von Netzersatzanlagen zur Stromversorgung erwähnt, wobei deren Potential noch systematisch zu ermitteln ist. Eine **Teilnahme entsprechender Anlagen an Spot- und**

Regelenergiemärkten ist grundsätzlich zu begrüßen. Jedoch ist aus Sicht der ÜNB **keine Anpassung des Marktdesigns und der Präqualifikationsbedingungen für diese Anlagen notwendig**, insbesondere vor dem Hintergrund, dass einige dieser Anlagen bereits am Regelenergiemarkt teilnehmen. Eine **verbesserte Informationsgrundlage** durch die systematische Erfassung im Marktstammdatenregister der BNetzA ist zu begrüßen.

Maßnahme 13: Smart Meter schrittweise einführen

Die geplanten Maßnahmen zur **Einführung von Smart Metering unterstützen wir**. Mit Smart Metering werden auch die Voraussetzungen geschaffen, am Balancing-Markt Regelenergie aus Pools verteilter Kleinanlagen zu liefern (z. B. Pooling von Wärmepumpen bei Einfamilienhäusern). Mit steigender Anlagenzahl wird die Präqualifikation und Erbringungskontrolle jedoch deutlich komplexer. Es sind daher **im Vorfeld Regelungen zu erstellen, die eine Datenübermittlung an zentrale Stellen (z. B. die ÜNB) ermöglichen, so dass die zugehörigen energiewirtschaftlichen Prozesse effizient gestaltet werden können.**

Maßnahme 14: Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren

Wie im Weißbuch formuliert ist ein Ausbau der Netze bis auf die „letzte Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll. Eine Spitzenkappung wird im Netzentwicklungsplan 2025 methodisch umgesetzt. Dort zeigen erste Ergebnisse allerdings, dass durch die Anwendung einer Spitzenkappung eine „erhebliche Reduzierung“ des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz so nicht bestätigt werden kann. Der im Weißbuch vorgesehenen **Beibehaltung der bestehenden Entschädigungsregelungen ist aus den aufgeführten Gründen zuzustimmen**.

Der im Weißbuch genannte Wert von bis zu drei Prozent Abregelung stammt offenbar aus der BMWi-Verteilernetzstudie, in welcher hierdurch eine Reduzierung des Verteilnetzausbaus berechnet werden konnte. Unserer Auffassung nach liegt dem **Wert von drei Prozent jedoch weder – zumindest nicht klar ersichtlich – eine volkswirtschaftliche Optimierung zugrunde, noch ist dieser jemals für die Übertragungsnetze verifiziert worden.** Vor diesem Hintergrund verwundert es, dass das BMWi nur die Übertragungsbetreiber zu einer Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung verpflichtet und die Verteilnetzbetreiber davon ausnimmt. Bei der „Spitzenkappung“ ist des Weiteren die Ausgestaltung entscheidend. Eine Rolle spielen u. a. die Kopplung der Spitzenkappung an Netzauslastung, Netzausbauzustand und Netzsituation und die vorhandenen Engpässe. Neben den Netzausbaukosten müssten auch die Mehrkosten durch den zusätzlichen Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Ausgleichzahlungen an abgeregelte EE-Anlagen Berücksichtigung finden.

Zudem geht aus der Beschreibung der Maßnahme nicht eindeutig hervor, ob im Rahmen der Übertragungsnetzplanung neben den direkt angeschlossenen auch bei in unterlagerten Netzen angeschlossenen Anlagen eine Spitzenkappung berücksichtigt werden soll. Eine Betrachtung ausschließlich direkt an das Übertragungsnetz angeschlossener Anlagen dürfte auf Grund der begrenzten Anlagenzahl geringe Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf der Übertragungsnetze haben. Unserer Auffassung nach **wäre daher insbesondere auch die Spitzenkappung der unterlagert angeschlossenen Anlagen in der Netzplanung zu berücksichtigen**. Einen Vorschlag zur Umsetzung der Spitzenkappung in der Netzplanung werden die ÜNB – auch auf Basis der Erfahrungen im NEP2025 – noch vorlegen.

Maßnahmen 15 – 16: Mindesterzeugung evaluieren und Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren

Eine Evaluierung der Mindesterzeugung ist aus netzplanerischer Sicht grundsätzlich sinnvoll. Im Rahmen einer aktuellen Studie untersuchen die ÜNB daher gemeinsam mit Consentec als Berater die vorhandene Datenbasis und eine mögliche Ausgestaltung eines geeigneten Monitoringkonzeptes.

Im Zuge dessen unterstützen wir auch die vorgeschlagenen Maßnahmen, die Flexibilität von KWK-Anlagen zu erhöhen. Zu berücksichtigen ist hierbei jedoch, dass Effizienzgewinne durch zusätzliche Wämeauskopplung stets mit gewissen Einbußen bei der Flexibilität einhergehen.

Maßnahme 17: Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

Die deutschen ÜNB können die Intention des BMWi nachvollziehen, der breiten Öffentlichkeit einen vereinfachten Zugang zu Strommarktdaten zu ermöglichen. Derzeit betreiben die deutschen ÜNB bereits die gemeinsame Transparenzplattform „netztransparenz.de“ für nationale Strommarktdaten und wirken maßgeblich an der zentralen europäischen ENTSO-E Transparenzplattform (transparency.entsoe.eu, EU VO 543/2013) mit. Beide Plattformen wenden sich in erster Linie an ein Fachpublikum und werden kontinuierlich weiter verbessert und benutzerfreundlicher gestaltet.

Die Frage nach dem geeignetsten Betreiber für die in Maßnahme 17 vorgeschlagene Plattform sollte unserer Meinung nach abhängig von der abschließenden Definition der Zielgruppe sowie der gewünschten Dateninhalte beantwortet werden.

Gerne unterstützen die deutschen ÜNB weiterhin und stehen zur Klärung noch offener Fragen und für weitere Diskussionen zur Verfügung.

Maßnahme 18: Versorgungssicherheit überwachen

Das BMWi schlägt vor Teilaspekte bei der **Bewertung der Versorgungssicherheit Deutschlands auch länderübergreifend** zu betrachten. Aus Sicht der ÜNB ist dann eine Berücksichtigung der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapzitäten unabdingbar.

In Abgrenzung zur Verantwortung für die Methodik des geplanten Monitoring-Berichtes des BMWi unterstützen die ÜNB durch die Lieferung der Eingangsdaten. Daher ist eine genaue Definition und Abstimmung der dafür notwendigen Eingangsdaten eine grundlegende Voraussetzung. Dies umfasst ggf. die Fortsetzung der bestehenden Datenlieferung der ÜNB und deren Erweiterung um Daten von VNB und Nachbarländern. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass für eine Abfrage von ausländischen Daten im Rahmen eines deutschen Monitorings die gesetzliche Grundlage fehlt bzw. geschaffen werden muss. Für Daten der Nachbarländer, die den deutschen ÜNB im Rahmen anderer Prozesse vorliegen, sowie Daten aus ÜNB-VNB-Prozessen bestehen außerdem in der Regel Vertraulichkeitsvereinbarungen. Auf die Qualität und Vollständigkeit von Daten Dritter können die ÜNB dabei nur sehr begrenzt Einfluss nehmen.
Bei zukünftigen Fristen für die Datenlieferung der ÜNB ist zu beachten, dass viele Daten für ein Betrachtungsjahr erst 6-9 Monate nach Ablauf dieses Jahres in den Regelzonen qualitätsgesichert vorliegen (z. B. Daten aus dem MaBiS-Prozess). Hinzu kommen Zeitaufwände für Prüfung und Aufbereitung, insbesondere bei der Vorbereitung der ersten Datenlieferung dieser Art.

Die ÜNB sprechen sich für eine weitere Verbesserung der Datengrundlage zu Erzeugungs- und Verbrauchsdaten aus. Auf eine koordinierte Datenerfassung, eng verzahnt mit anderen relevanten Prozessen (Marktstammdatenregister, Energieinformationsnetz), ist dabei zu achten. Die Integration der für das Monitoring benötigten Daten in den laufenden Aufbauprozess des Marktstammdatenregisters, sowie die zügige Weiterentwicklung des Energieinformationsnetzes im Rahmen von Festlegungen der BNetzA wären hierbei vorteilhaft. Die Verbesserung der Datengrundlage ist außerdem wichtige Voraussetzung für die Bestimmung der Jahreshöchstlast, die auch für die Dimensionierung der Kapazitätsreserve benötigt wird.

Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen

Bei der Einführung einer Kapazitätsreserve und dem zugehörigen Kontrahierungsprozess ist eine **rechtssichere Regelung bezüglich der Auswahl und Vergütung der Kraftwerke zu schaffen und die Kostentragung und -anerkennung eindeutig zu regeln**.

Der potentielle **Teilnehmerkreis sollte durch technische Eignung und die Erfüllung klarer Mindestanforderungen definiert** werden. Dabei sollte insbesondere die Verwendbarkeit von Netzersatzanlagen, Lasten sowie Speichern und Pumpspeicherkraftwerken betrachtet werden.

Bei der Einführung der Kapazitätsreserve sollte berücksichtigt werden, dass aktuell Erzeugungsanlagen zur Systemrelevanzprüfung eine Stilllegung mit mindestens einem Jahr Vorlauf anzeigen müssen. Die Fristen zur Anzeige und Anerkennung einer Stilllegung sind für die Ausschreibung der Kapazitätsreserve konsistent und eindeutig zu regeln.

Aufgrund der möglichen längeren Anfahrzeiten einzelner Kraftwerke der Kapazitätsreserve ist es notwendig, eine **Aktivierung bereits vor Eintritt realer Knappheit** vorzubereiten und das Kraftwerk anfahrbereit zu machen bzw. auf Mindestleistung anzufahren. Die entstehende „Kollateralenergie“ könnte z. B. durch Leistungsreduktion anderer Kraftwerke (analog Redispatch) ausgeglichen werden, wodurch die Gesamtflexibilität im Knappheitsfall erhöht wird und gleichzeitig keine Marktverzerrung erfolgt. Im Fall realer Knappheit steht diese Kapazität dann als Unterstützung der Regelleistung zur Verfügung.

Es ist technisch nicht möglich, die Regelleistung vollständig auszuschöpfen und erst im Nachgang die Kapazitätsreserve zu aktivieren. Die Kapazitätsreserve dient daher als „Werkzeug“ zur Unterstützung der Regelleistung, muss aber mit größerem Vorlauf als diese aktiviert werden.

Eine zweite Auktion bzw. ein Curtailment im Day-Ahead-Markt könnten Kriterien zur Aktivierung der Kapazitätsreservekraftwerke oberhalb der Mindestleistung darstellen.

In Bezug auf die Dimensionierung der Kapazitätsreserve befürworten wir ein regelmäßiges Monitoring durch die BNetzA.

Maßnahme 20: Netzreserve weiterentwickeln

Wir unterstützen die Aussage, dass die Netzreserve wenigstens **bis zum Jahr 2023 fortgeführt und weiterentwickelt** wird. Grundsätzlich gilt aus Sicht der ÜNB, dass die Netzreserve so lange erforderlich ist, wie im Rahmen einer Systemanalyse ein entsprechender Bedarf ermittelt wird. Insofern wäre es zu begrüßen, wenn die **Geltungsdauer der ResKV zeitlich entfristet** würde. Sollte eine Systemanalyse keinen Bedarf ergeben, würde selbstverständlich auch keine Netzreserve beschafft werden.

Im Hinblick auf die Weiterführung der Netzreserve anhand etablierter Verfahren der ResKV regen wir insbesondere an, dass die **Beschaffung flexibler gestaltet wird**. So sollte eine schrittweise jährliche

Kontrahierung möglich sein und für weiter in der Zukunft liegende Zeiträume noch nicht der gesamte erwartete Bedarf verpflichtend im Voraus beschafft werden.

Die Verzahnung von Netz- und Kapazitätsreserve (Teilnahme von Netzreserve-Anlagen an der Kapazitätsreserve-Auktion, doppelter Einsatzzweck geeigneter Anlagen) ist aus Effizienzgründen sinnvoll, solange ausreichend Kapazität für beide Zwecke – sofern erforderlich auch gleichzeitig – vorgehalten wird. Die Berücksichtigung dieser potentiellen Gleichzeitigkeit ist notwendig, da die Netzreserve für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt wird, die es erforderlich machen, dass Kraftwerke eingesetzt werden, die an bestimmten Standorten angesiedelt sind.

Hinsichtlich der Erstattung von Abschreibungen als Ausgleich für den Werteverbrauch bei einer vorübergehenden Stilllegung sind die ÜNB grundsätzlich indifferent. Indifferent deshalb, da in Verbindung mit der „way back“-Regelung zu prüfen ist, ob mit dem Rückgriff auf diese buchhalterischen Werte der reale Verschleiß sachgerecht berücksichtigt wird. Gerade die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich der Bemessung einer angemessenen Vergütung für Redispatch bestätigen, dass auch in diesem Punkt Rechtssicherheit hinsichtlich Kostentragung und Kostenwälzung notwendig ist.

Die ÜNB begrüßen das vorgesehene Segment von bis zu 2 GW an neuen, schnell startenden, hochflexiblen und schwarzstartfähigen Anlagen ab 2021, sehen für dessen Einführung jedoch eine Anpassung der ResKV über die Ankündigungen des Weißbuchs hinaus als erforderlich an. Bisher ist die Ausschreibung für den Bau von Neuanlagen für die Netzreserve zwar grundsätzlich möglich, darf aber erst als „Ultima Ratio“ erfolgen, wenn den ÜNB im Interessenbekundungsverfahren weder ausreichend in- noch ausländische Anlagen angeboten werden. Zur Umsetzung des geplanten Neuanlagen-Segments wird diese Reihenfolge verändert werden müssen.

Handlungsfeld 1: Den europäischen Binnenmarkt für Strom stärken

Die Ziele des europäischen Binnenmarktes verfolgen die ÜNB im gleichen Sinne und den genannten Maßnahmen ist zuzustimmen. Bei der eventuellen Umsetzung einer grenzüberschreitenden Teilnahme an Kapazitätsmechanismen und ebenso an Regelenergiemärkten ist darauf zu achten, dass **keine gesonderte Reservierung von Übertragungskapazitäten** eingeführt wird, sondern diese uneingeschränkt dem Energiemarkt (EOM) zur Verfügung stehen. Sollte sich dieser Grundsatz im Einzelfall nicht einhalten lassen, wäre der Nachweis einer höheren Wohlfahrt Bedingung für die anteilige Reservierung von Übertragungskapazität. Grundsätzlich sollten die (Preis)auswirkungen auf den EOM so gering wie möglich sein, um den effizienten Kraftwerkseinsatz und die Setzung adäquater Preissignale zu gewährleisten.

Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

Die Aussage, „*Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung übernehmen bereits heute dieselbe Verantwortung wie konventionelle Kraftwerke*“, ist zu relativieren. Es ist zwar richtig, dass Direktvermarkter von EE-Anlagen den gleichen Bilanzkreispflichten und denselben Bilanzkreisrisiken unterliegen wie die Vermarkter konventioneller Anlagen. Die gleitende Marktprämie (ex-post-Bestimmung) führt allerdings dazu, dass der Direktvermarkter nach wie vor ein sehr geringes Marktpreisrisiko hat, so dass so gut wie kein Anreiz für marktkonformes Verhalten besteht. Eine marktgetriebene Abregelung erfolgt demnach erst bei negativen Preisen unterhalb der negativen (erwarteten) Marktprämie.

Alternativ zur Marktprämie **würde die verstärkte Marktintegration der EE-Anlage zum Beispiel über die Einführung einer fixen Leistungsprämie erreicht**. Bei dieser Variante läge eine marktorientierte Fahrweise der EE-Anlage im wirtschaftlichen Eigeninteresse des Anlagenbetreibers und die unten genannte 6h-Regelung wäre verzichtbar.

Die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber bei negativen Preisen (6h-Regelung) auszusetzen ist bei bestehender gleitender Marktprämie ein richtiger Ansatz die Marktintegration Erneuerbarer Energiequellen zu fördern. Jedoch ist die **Umsetzung der bestehenden 6h-Regel in der Praxis sehr komplex**. Dies betrifft die vertikale Wälzung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber sowie VNB und ÜNB und insbesondere auch die Prüfung bzw. Testierung der korrekten Abwicklung. **Durch einen generellen Auszahlungsverzicht bei negativen Preisen könnte die Regelung erheblich vereinfacht und praktikabler gestaltet werden**.

Die aktuellen Forderungen im Falle des Greifens der 6h-Regelung Entschädigungszahlungen auszuschütten, halten wir für grundlegend falsch. Eine solche Zusatzregelung würde jegliche marktbasierten Anreize konterkarieren und ohnehin nur eine begrenzte Anzahl an EEG Anlagen betreffen.

Handlungsfeld 3: Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien ergänzen sich in der zukünftigen Stromversorgung

Der Bedarf für einen flexiblen Kraftwerkspark im Zusammenspiel mit erneuerbaren Energien wird zutreffend dargestellt. Der Leistungskredit von beispielsweise der Photovoltaik ist nicht mit dem von konventionellen Kraftwerken vergleichbar, weshalb flexible Erzeugungseinheiten in Ergänzung zu der fluktuierenden Einspeisung auch zukünftig benötigt werden. Während sich konventionelle Kraftwerke früher durch Grundlastfähigkeit ausgezeichnet haben, liegen die zukünftigen Anforderungen vor allem bei flexibler Abrufbarkeit und hohen Wirkungsgraden bei Teil- oder geringer Mindestlast. Auch die Bedeutung von

Einspeiseprognosen für erneuerbaren Energien wird weiter ansteigen, um auch zukünftig eine hohe Systemstabilität zu gewährleisten.

Handlungsfelder 4 – 5: Durch Sektorkopplung erneuerbaren Strom für Wärme, Mobilität und Industrie nutzen und Energieeffizienz und Strommarktdesign stärker zusammen denken

Der Hebung von Effizienzpotentialen durch die weitere Elektrifizierung der Energieversorgung ist auch im Sinne der Energiewende zuzustimmen.

Handlungsfeld 6: Netz und Markt aufeinander abstimmen

Der **geplante Netzausbau** ist – wie im Weißbuch zutreffend dargestellt – ein **zentraler Eckpfeiler der Energiewende,** mit dessen Umsetzung auch deren Gelingen einhergeht.

Der angedachten Abstimmung von Markt- und Netzinstrumenten schließen wir uns an. Derzeit können zur Behebung von Engpass- und Spannungshaltungsproblemen getroffene Maßnahmen (nach § 13 (1a) EnWG) nicht zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten verwendet werden (und umgekehrt). **Diese strikte Trennung von Redispatch und Regelleistung sollte überprüft werden, um so neben der Erhöhung der Handlungsfähigkeit der ÜNB ggf. auch Must-Run-Kapazitäten zu reduzieren.**

Insgesamt begrüßen die ÜNB – unter Beachtung der vorgenannten Anmerkungen – die im Weißbuch aufgeführten Handlungsfeldern und Maßnahmen und gehen davon aus, dass die damit verbundenen Aufwendungen und Kosten regulatorisch anerkannt werden.