

Begleitdokument für die Anpassung der Börsenpreiskopplung des Ausgleichsenergiepreises gemäß Art. 18 (6) lit. k) EB-VO

1 Einleitung

Gemäß Art. 18 (6) lit. k) der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (im Folgenden EB-VO) sind die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH (nachfolgend "ÜNB") ermächtigt, Bestimmungsvorschriften für den Ausgleichsenergiepreis zu entwickeln, zu konsultieren und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.

In diesem Kontext haben die ÜNB die Regelung der sog. Börsenpreiskopplung (Teil der Bestimmungsvorschriften des AEP und aktuell durch Festlegung BK6-12-024, Tenorziffer 1 geregelt) überarbeitet und laden gemäß Art. 10 EB-VO alle Marktparteien, Verbände und weitere Organisationen ein, zu den Inhalten des Vorschlags Stellung zu nehmen. Die zur Konsultation gestellte, überarbeitete Beschreibung der Börsenpreiskopplung soll, nach der entsprechenden Genehmigung der BNetzA die aktuellen Regelungen der Tenorziffer 1 des Beschlusses BK6-12-024 ersetzen.

Aktuelle Regelung der Tenorziffer 1 des Beschlusses BK6-12-024:

In die Bildung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) werden folgende Schwellenwerte eingezogen: Im Fall eines negativen Saldo des deutschen Netzregelverbundes (Überspeisung) bildet der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot die Obergrenze für den reBAP für die jeweilige Viertelstunde. Im Fall eines positiven Saldo des deutschen Netzregelverbundes (Unterspeisung) bildet der durchschnittliche mengengewichtete Intraday-Spotmarktpreis der betreffenden Stunde am deutschen Intraday-Markt der EPEX-Spot die Untergrenze für den reBAP für die jeweilige Viertelstunde.

Die ÜNB haben mit Beginn des Konsultationsverfahrens die weiterentwickelte Beschreibung der Börsenpreiskopplung auf www.regelleistung.net veröffentlicht (Antragsdokument). Bitte beachten Sie, dass nur dieses Antragsdokument Gegenstand der Konsultation ist. Das hier vorliegende Begleitdokument sowie alle weiteren von den ÜNB diesbezüglich veröffentlichten Unterlagen dienen lediglich als Erklärungshilfe und zur Einordnung in den Gesamtkontext.

Die Beschreibung der Börsenpreiskopplung wird im Zeitraum vom 22.10.2019 bis einschließlich 24.11.2019 durch die ÜNB konsultiert. Alle Unterlagen und Hinweise zur Konsultation finden Sie unter www.regelleistung.net/ext/static/konsultation-aep-2019.

Für die Abgabe von Stellungnahmen bitten die ÜNB um Übermittlung der schriftlichen Stellungnahmen im PDF-Format innerhalb der Konsultationsfrist per E-Mail an aep@regelleistung.net. Die ÜNB behalten sich vor, alle eingereichten Anmerkungen zu dem Konsultationsdokument unter www.regelleistung.net zu veröffentlichen und der BNetzA zu übergeben. Sofern Ihre Stellungnahme Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse beinhaltet, senden Sie bitte zusätzlich eine an den entsprechenden Stellen geschwärzte Version.

Richten Sie eventuell anfallende Verfahrensfragen bitte ausschließlich an die folgende E-Mail-Adresse: aep@regelleistung.net

Außerdem bieten die ÜNB am 08.11.2019 ab 10 Uhr einen Konsultationsworkshop bei 50Hertz in der Heidestr. 2, 10557 Berlin an. Eine Teilnahme kann nur nach Anmeldung bis spätestens 31. Oktober 2019 erfolgen – Anmeldungen richten Sie bitte an aep@regelleistung.net. Die ÜNB behalten sich vor, die Teilnahme auf einen Vertreter je Unternehmen/Verband zu begrenzen, falls es aus Kapazitätsgründen erforderlich ist.

Nach Auswertung und Würdigung aller fristgerecht eingereichten Konsultationsbeiträge werden die ÜNB die weiterentwickelte Börsenpreiskopplung der BNetzA zur Genehmigung vorlegen.

2 Grundlegende Einordnung des AEP-Systems und des rechtlichen Rahmens

2.1 Bedeutung von Bilanzkreistreue und Rolle des AEP

Bilanzkreise sind das zentrale Instrument zur Organisation des Markt- und Netzzugangs im deutschen (und europäischen) Strommarkt und zur physischen und finanziellen Abwicklung von Stromhandelsgeschäften. Zur Einrichtung eines Bilanzkreises muss ein Bilanzkreisvertrag mit einem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abgeschlossen werden. Jede Einspeise- und Entnahmestelle muss eindeutig einem Bilanzkreis der Regelzone zugeordnet sein. Die Lieferung elektrischer Energie zwischen Bilanzkreisen erfolgt auf Basis von Fahrplänen, die bei den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern anzumelden sind. Zudem muss für jeden Bilanzkreis ein Bilanzkreisverantwortlicher benannt werden, der für eine ausgeglichene Bilanz der Einspeisungen in und Entnahmen aus einem Bilanzkreis verantwortlich ist.

Sofern Bilanzkreise für ihre Ausgeglichenheit Sorge tragen, ist auch systemweit ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage gegeben, was eine wichtige Voraussetzung für

die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist.¹ Um den Bilanzausgleich gewährleisten zu können, müssen Bilanzkreisverantwortliche Flexibilität am Strommarkt nachfragen und über Fahrpläne in ihren Bilanzkreis transferieren, sofern sie nicht auf flexible Einspeisungen oder Entnahmen in ihren Bilanzkreisen zurückgreifen können.

Allerdings ist eine exakte Bilanzkreistreue in jedem einzelnen Bilanzkreis aufgrund der Unsicherheit von Last- und Erzeugungsprognosen in der Realität nicht erreichbar und auch durch Schwankungen von Last und Erzeugung innerhalb einer Viertelstunde können Abweichungen zwischen Stromeinspeisung und -entnahme entstehen.

Um physisch dennoch einen jederzeitigen Ausgleich zwischen Stromeinspeisung und -entnahme sicherzustellen, erbringen die Übertragungsnetzbetreiber die Systemdienstleistung der Leistungs-Frequenzregelung, die dafür u. a. Regelleistung in den Qualitäten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung vorhalten und bei Bedarf als Regelleistung einsetzen. Da die Regelleistungsvorhaltung kostenintensiv und nur in begrenztem Umfang möglich ist, ist die exzessive Inanspruchnahme von Regelleistung jedoch in jedem Falle zu vermeiden. Hierfür ist insbesondere dafür Sorge zu tragen, dass möglichst keine im Verhältnis zur Einspeisung oder Entnahme besonders hohen und zwischen Bilanzkreisen stark korrelierten Bilanzkreisabweichungen auftreten.

Dies wird über die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue (i. W. aus den gesetzlichen Vorgaben des EnWG und der StromNZV sowie aus den Vorgaben des Bilanzkreisvertrages) sichergestellt. Neben der rechtlichen Verpflichtung, die jeder Bilanzkreisverantwortliche durch den Abschluss eines Bilanzkreisvertrages mit den Übertragungsnetzbetreibern übernommen hat und deren Nichterfüllung die Kündigung des Bilanzkreisvertrages zur Folge haben kann, ist insbesondere die ökonomische Incentivierung von Bilanzkreistreue entscheidend.

Diese erfolgt dadurch, dass den Bilanzkreisverantwortlichen Fehlmengen zwischen Einspeisung und Entnahme zunächst automatisch als sogenannte Ausgleichsenergie geliefert und zu einem für jedes Abrechnungsintervall berechneten, aber regelzonenweiten – bzw. in Deutschland sogar innerhalb des Netzregelverbands (NRV) hinweg identischen – Ausgleichsenergiepreis (AEP) in Rechnung gestellt werden.

Aus ökonomischer Perspektive ist die Höhe des AEP damit entscheidend für die Beanreizung der Bilanzkreisverantwortlichen zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise und damit für die Versorgungssicherheit im gesamten Stromversorgungssystem. Auch wenn bei der genauen Berechnung der Ausgleichsenergiepreise Freiheitsgrade bestehen, lassen sich dennoch Mindestanforderungen an ein wirksames Ausgleichsenergiepreissystem ableiten. Insbesondere sollten Bilanzkreisverantwortliche keine Profite aus systemdestabilisierendem,

¹ Dies gilt jedenfalls im Mittel über die Bilanzierungsintervalle von jeweils 15 Minuten. Der Ausgleich von Ungleichgewichten aufgrund von Abweichungen vom 15-Minuten-Mittelwert obliegt den Übertragungsnetzbetreibern.

d. h. das Bilanzungleichgewicht innerhalb des NRV vergrößerndem Verhalten ziehen. Zudem darf der Bezug von Ausgleichsenergie nicht als zum regulären Strommarkt alternative Beschaffungs- oder Absatzoption verstanden werden, sondern immer nur einen Behelf zum Ausgleich von unvermeidbaren Prognosefehlern darstellen.

Die Berechnung des AEP sollte darüber hinaus robust gegenüber absoluten oder relativen Preis-Veränderungen verschiedener Einflussgrößen wie der Preise an Strom- und Regelleistungsmärkten sein.

2.2 Rechtlicher Rahmen für AEP-Bestimmung

2.2.1 EB-VO

Die Organisation des Strommarkts erfolgt innerhalb der gesamten Europäischen Union über das Bilanzkreismodell. Aufgrund der engen Verflechtung der Strommärkte untereinander beeinflusst die AEP-Berechnung in einem Mitgliedsstaat nicht nur die Akteure in diesem Staat, sondern es bestehen auch grenzüberschreitende Wechselwirkungen. Zudem wird auch das mit der Bilanzkreisabrechnung eng verknüpfte System von Regelleistungsvorhaltung und Regelleistungseinsatz zunehmend europäisch organisiert. Vor diesem Hintergrund hat die Europäische Kommission auf Basis der durch die Strombinnenmarktverordnung 714/2009/EU verliehenen Rechte im Jahr 2017 die sogenannte Guideline on Electricity Balancing (Regulation 2195/2017/EU) verabschiedet. Als unmittelbar anwendbares Recht im Bereich der Europäischen Union regelt diese verschiedenen Fragen im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie.

Besonders relevant sind dabei Artikel 44, der allgemeine Anforderungen an die Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie beschreibt, sowie Artikel 55, der Regeln und Mindestanforderungen für die Berechnung des AEP definiert.

Artikel 44 beschreibt allgemein Anforderungen an die Abrechnung nicht nur von Ausgleichs-, sondern auch von Regelleistung. Mit Blick auf die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises sind insbesondere folgende Regelungen relevant:

- **Wirtschaftliche Signale setzen, die die Systembilanzabweichungen widerspiegeln:** Aus dieser Anforderung lässt sich ableiten, dass die jeweils vorliegende Höhe der Systembilanzabweichung innerhalb einer Regelzone oder eines Regelzonenverbunds wie des NRV für die Höhe des Ausgleichsenergiepreises relevant sein sollte.
- **Echtzeitwert der Energie widerspiegeln:** Zusätzlich soll der Ausgleichsenergiepreis den Echtzeitwert der Energie widerspiegeln. Insbesondere bedeutet das, dass bei seiner Bildung für das jeweilige Abrechnungsintervall die kurz vor der Lieferung vorliegende Preissituation berücksichtigt werden sollte.
- **Anreize zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung des Gleichgewichts:** Die EB-VO fordert weiterhin, dass die Ausgleichsenergiepreisberechnung so gestaltet sein

muss, dass sie für jeden Bilanzkreis individuell einen Anreiz setzt, diesen auszugleichen oder das Systemgleichgewicht wieder herzustellen.

- **Harmonisierung der Bilanzkreisabrechnung:** Grundsätzlich soll eine Harmonisierung der Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen erleichtert werden.
- **Vermeidung von Fehlanreizen:** Gemäß EB-VO müssen Fehlanreize für Bilanzkreisverantwortliche, Regelreserveanbieter und ÜNB vermieden werden.
- **Anreize zur Erbringung von Regelleistung:** Die Ausgleichsenergiepreise beeinflussen auch die Anreizlage für Regelleistunganbieter, Regelleistung vorzuhalten und Regelleistungabrufe zu erfüllen. Diese Anreize müssen bei der Entwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems mit bedacht werden.
- **Unterstützung des Wettbewerbs zwischen den Marktteilnehmern:** Die Ausgleichsenergiepreissystematik keine Wettbewerbsvorteile oder -nachteile verschaffen.
- **Finanzielle Neutralität der ÜNB:** Die Übertragungsnetzbetreiber sollen kein eigenes finanzielles Interesse an der Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreissystems haben. Weder soll ihnen aus der Abwicklung der Leistungs-Frequenz-Regelung und der Bilanzkreis koordinierung ein finanzielles Risiko erwachsen, noch sollen Sie daraus Erträge erwirtschaften können.
- **Zusätzlicher Abwicklungsmechanismus:** Die EB-VO sieht vor, dass neben dem Ausgleichsenergiepreis ein zusätzlicher, vorzugsweise als Knappheitskomponente ausgestalteter Abrechnungsmechanismus mit den BKV implementiert werden kann, der insbesondere auf die Abrechnung der Beschaffungskosten für Regelleistung und sonstige Kosten der Leistungs-Frequenz-Regelung zielt.

Die Anforderungen des Artikels 55 sind wesentlich konkreter formuliert und betreffen nicht allgemeine Prinzipien, sondern die konkrete Berechnung des Ausgleichsenergiepreises. Insbesondere wird das Verhältnis zu den an Regelleistung anbietern gezahlten Regelleistungpreisen derart definiert, dass mögliche Ausgleichsenergiepreise einseitig durch den mengengewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelleistung beschränkt werden. Im Falle einer Unterspeisung des Netzregelverbundes müssen Bilanzkreisabweichungen also mindestens mit dem gewichteten Durchschnittspreis für aktivierte positive Regelleistung der Qualitäten Sekundärregelleistung und Minutenreserve mit den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet werden. Im Falle von Überspeisungen muss die Abrechnung hingegen maximal mit dem gewichteten Durchschnittspreis für negative Regelreserve erfolgen.

Sofern keine Regelleistungaktivierung erfolgt, soll stattdessen der Wert der vermiedenen Aktivierung, dessen Berechnung von den ÜNB vorzuschlagen ist, zugrunde gelegt werden.

Darüber hinaus gibt die EB-VO in Artikel 52 vor, dass alle europäischen ÜNB einen Vorschlag zur weiteren Harmonisierung der wichtigsten Komponenten des Ausgleichsenergiepreises entwickeln müssen. Dieser Vorschlag ist spätestens 18 Monate nach Genehmigung umzusetzen. Hierzu haben die europäischen ÜNB einen Vorschlag erarbeitet und eingereicht

– aktuell passen die europäischen diesen Vorschlag auf Bitte der europäischen Regulierungsbehörden an.

2.2.2 Nationale Vorschriften

Ergänzend zu den Vorschriften der EB-VO finden auf die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auch nationale Vorschriften Anwendung. So legt § 8 Abs. 2 StromNZV fest, dass die Kosten und Erlöse für den Abruf von Sekundärregelarbeit und Minutenreservearbeit den Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung in Rechnung zu stellen sind² und dass ein einheitlicher Ausgleichsenergiepreis für positive und negative Bilanzkreisabweichungen gilt.

Eine weitere konkrete Anforderung zum Ausgleichsenergiepreis ergibt sich aus § 32 Abs. 2 Kapazitätsreserveverordnung (KapResV). Hier wird für den Fall eines Abrufs der Kapazitätsreserve bei gleichzeitig die Vorhaltung von Sekundärregelreserve und Minutenreserve überschreitendem NRV-Saldo ein Mindestwert des Ausgleichsenergiepreises für Unterspeisungen in Höhe des zweifachen maximal zulässigen Gebotspreises im Intraday-Börsenhandel gefordert. Das technische Preislimit im Intraday-Börsenhandel beträgt aktuell 9.999 EUR/MWh. Der Ausgleichsenergiepreis in oben beschriebener Situation würde also mindestens bei 19.998 EUR/MWh liegen. Die Regelung der KapResV ist somit in mehrfacher Hinsicht speziell, da nicht nur ein konkreter Zahlenwert für den Ausgleichsenergiepreis gefordert wird, sondern für den speziellen Anwendungsfall auch von der ansonsten symmetrischen Bepreisung abgewichen wird. Auch die Anforderungen der KapResV sind aber als Mindestanforderung zu verstehen, die nicht verhindern, dass die allgemeinen Regeln zur Ausgleichsenergiepreisberechnung zu einem höheren (und dann wieder auf Bilanzkreisüber- und -unterspeisungen symmetrisch anwendbaren) Preis führen.

3 Schwächen des aktuellen AEP-Systems

Die AEP-Bestimmung umfasst aktuell im Wesentlichen folgende Berechnungsschritte:

- Durchschnittspreisbildung für eingesetzte Regelenergie, IGCC und weitere Maßnahmen
- Kappung des AEP zur Vermeidung von Preisspitzen bei sehr geringen NRV-Salden (Division durch Null-Problematik)
- Börsenpreiskopplung
- Knappheitskomponente (sog. 80%-Kriterium)

² In der StromNZV sind keine Regelungen enthalten, die die Einbeziehung weiterer Komponenten in den Ausgleichsenergiepreis untersagen. Insofern sind die Regelungen als Mindestanforderung zu interpretieren und unterscheiden sich insofern nicht wirksam von den Vorgaben der EB-VO.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben im Verlauf des Jahres 2019 einen zunehmenden Trend zu Abrechnungsintervallen mit sehr hohen Salden des Netzregelverbunds festgestellt und deshalb das Beratungsunternehmen Consentec mit einer Analyse der Anreizwirkungen des aktuellen Ausgleichsenergiepreises beauftragt. Dabei sollten speziell auch aktuelle und absehbare energiewirtschaftliche Entwicklungen wie die zwischenzeitliche Anwendung des Mischpreisverfahrens bei der Regelleistungsbeschaffung und die europarechtlich geforderte Einführung eines Regelarbeitsmarktes berücksichtigt werden. Dabei gehen die deutschen ÜNB und Consentec davon aus, dass die während der Anwendung des Mischpreisverfahrens beobachteten Preiseffekte mit sehr niedrigen Abrufpreisen für Regelernergie nach der Einführung des Regelarbeitsmarktes aufgrund der niedrigen Zugangshürden und des zu erwartenden Wettbewerbs in diesem Segment zumindest in ähnlicher Form wieder auftreten werden.

Das Gutachten von Consentec hat verschiedene Schwächen des aktuellen AEP-Systems identifiziert, die nachfolgend kurz erläutert werden. Die Schwächen des aktuellen AEP-Systems liegen dabei in den Bestimmungsvorschriften an sich – durch die Etablierung des Mischpreisverfahrens im Oktober 2018 und den in Folge gesunkenen Kosten der Regelernergieerbringung sind diese Schwächen allerdings sodann auch in der Anreizwirkung des AEP zu Tage getreten und haben systemgefährdende Bilanzabweichungen im NRV zur Folge gehabt.

3.1 Asymmetrie

Der erste betrachtete Effekt betrifft die Asymmetrie von Ausgleichsenergiepreisen in Situationen mit Über- und Unterspeisung des NRV zu den Beschaffungskonditionen. Die Ausgleichsenergiepreise werden durch die Preise abgerufener Regelernergie wesentlich beeinflusst. Empirisch zeigt sich, dass aufgrund der Preisstrukturen am Regelergiemarkt der Anstieg bzw. Abfall der Ausgleichsenergiepreise mit wachsendem Absolutbetrag des NRV-Saldos in Situationen mit Unter- oder Überspeisung des NRV (und dementsprechend dominierendem Abruf von positiver oder negativer Regelernergie) stark unterschiedlich ausfällt. Konkret ist in der Vergangenheit in Deutschland die Steigung des Ausgleichsenergiepreises bei unterspeistem NRV deutlich geringer gewesen als bei überspeistem NRV. Dies hat dazu geführt, dass eine Unterspeisung eines Bilanzkreises (mit der Folge einer Einsparung von Bezugs- oder Produktionskosten für elektrische Energie, aber gleichzeitig anfallenden Kosten für positive Ausgleichsenergie) für den Bilanzkreisverantwortlichen im langfristigen Durchschnitt günstiger war, als eine betragsmäßig gleiche Überspeisung (mit zusätzlichen Beschaffungskosten für elektrische Energie und Erlösen für negative Ausgleichsenergie). Aus Sicht eines individuellen Bilanzkreisverantwortlichen, der Last und Erzeugung unter Unsicherheiten prognostizieren muss, führt dies dazu, dass die erwartungskonforme Prognose, bei der Über- und Unterspeisungen gleichverteilt auftreten, nicht zum wirtschaftlich optimalen Ergebnis führt. Stattdessen stellt sich eine (begrenzte) Unterspeisung als optimal und ökonomisch rational

dar. Eine statistische Auswertung des NRV-Saldos z. B. im Jahr 2017 zeigt, dass das Verhalten der Bilanzkreise in Summe tatsächlich eine generelle Tendenz zur Unterspeisung der deutschen Regelzonen bestand. Das Kollektiv der deutschen Bilanzkreise hat also im Schnitt positive Ausgleichsenergie bezogen und eben nicht auf einen bestmöglichen Bilanzausgleich hingearbeitet, wie eigentlich vom Bilanzkreisvertrag gefordert.

3.2 Unzureichende Knappheitskomponente

Als zweite Schwäche wurde die Knappheitskomponente identifiziert, die für den Ausgleichsenergiepreis bei einer Ausnutzung der vorgehaltenen Regelleistung (Sekundärregelreserve und Minutenreserve) von mehr als 80% einen Aufschlag von 50%, mindestens jedoch 100 EUR/MWh vorsieht. Bei dieser Regelung sind mehrere Schwachpunkte identifiziert worden, deren Relevanz sich insbesondere aus energiewirtschaftlichen Veränderungen seit der erstmaligen Einführung der Regelung im Jahr 2012 ergibt.

So wurde für den Bilanzausgleich 2012 noch zum weit überwiegenden Teil die innerhalb des NRV vorgehaltene Regelleistung genutzt. Nahezu alle Situationen mit sehr hohem NRV-Saldo führten deshalb zu einer Ausnutzung der vorgehaltenen Regelleistung von mehr als 80% und damit zur Anwendung des Aufschlags. Der Regelleistungsabruf innerhalb des NRV sagt heute jedoch nur noch sehr beschränkt etwas über das Systembilanzungleichgewicht im NRV aus. Denn zum einen wird durch das großräumige, grenzüberschreitende Netting gegenläufiger Regelleistungsabrufe innerhalb der International Grid Control Cooperation (IGCC) ein Regelleistungsabruf auch bei hohen NRV-Salden häufig ganz oder teilweise vermieden. Zum anderen kann infolge der zunehmend grenzüberschreitend optimierten Regelenergieerbringung (z. B. durch Abruf aus gemeinsamen Merit-Order-Listen) im Ausland vorgehaltene Regelleistung für den Ausgleich von Bilanzungleichgewichten innerhalb des NRV abgerufen werden bzw. vice versa der Abruf von in Deutschland vorgehaltener Regelleistung ausschließlich der Deckung von Leistungsbilanzungleichgewichten im Ausland dienen. Der Schwellwert einer Ausnutzung der in Deutschland vorgehaltenen Regelleistung von 80% ist deshalb heute nicht mehr geeignet, um – wie von der EB-VO gefordert – eine am Systembilanzungleichgewicht im NRV orientierte Ausgleichsenergiepreisberechnung umzusetzen.

Zudem führt die Ausgestaltung der Regelung als sprunghafte Anhebung des Ausgleichsenergiepreises um 50% mindestens aber 100 EUR/MWh zu unerwünschten Sprungeffekten, weil minimale Veränderungen des NRV-Saldos erhebliche Änderungen des Ausgleichsenergiepreises und damit der von den Bilanzkreisen zu tragenden Kosten bewirken können. Weiterhin wird insbesondere in Situationen mit sehr niedrigen, vom Abrufvolumen wenig elastischen Regelenergiepreisen wie zwischen Oktober 2018 und Juli 2019 bzw. voraussichtlich wieder nach Einführung des Regularbeitsmarkts die Wirkung auf einen Aufschlag von 100 EUR/MWh reduziert. Der Aufschlag wird damit in seiner Wirkung für die Bilanzkreisverantwortlichen berechen- und antizipierbar. Insbesondere steigt die

Anreizwirkung des Ausgleichsenergiepreises aufgrund der stufenförmigen Anhebung mit weiter steigendem NRV-Saldo nicht mehr weiter an, sondern ist faktisch gekappt. Damit verliert der Ausgleichsenergiepreis die Fähigkeit, systemdestabilisierendes Verhalten zumindest ab einem bestimmten NRV-Saldo sicher unwirtschaftlich zu machen.

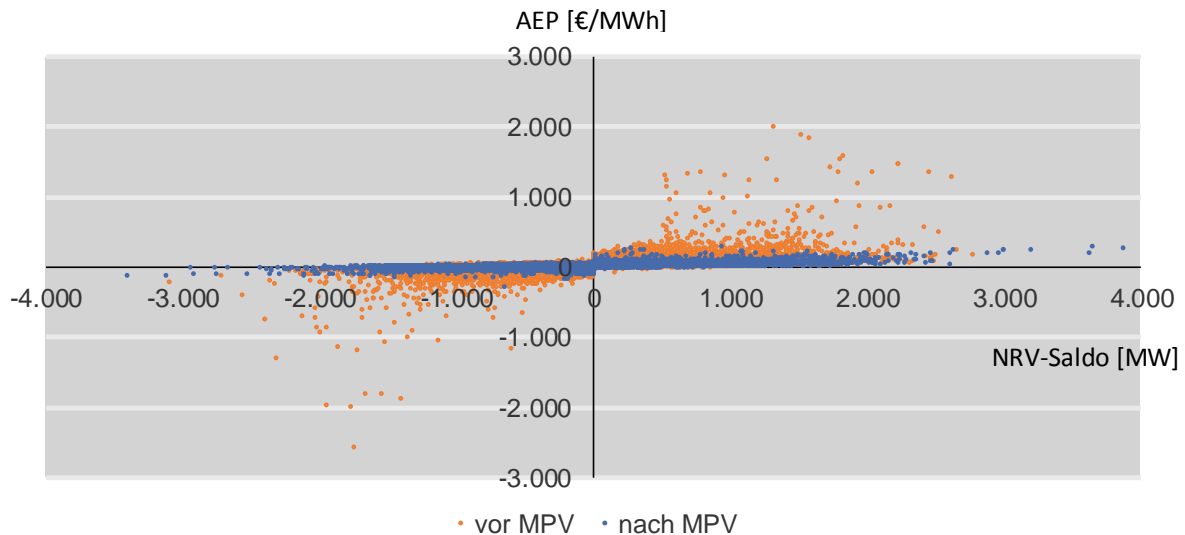


Bild 1: Vergleich der AEP vor und nach Einführung des MPV. Zeitraum; 01/2017 bis 04/2018.

3.3 Unzureichende Börsenpreiskopplung

Als besonders relevanter Schwachpunkt der Ausgleichsenergiepreisberechnung hat sich schließlich die Umsetzung der Börsenpreiskopplung erwiesen. Die Börsenpreiskopplung dient dem Ziel, die Weiterentwicklung von Prognoseverfahren und den Ausgleich von erkannten Bilanzungleichgewichten eines Bilanzkreises über Stromhandelsgeschäfte (beispielsweise an den börslichen Strommärkten), insbesondere dem Intraday-Zeitbereich, zu fördern.

Bilanzkreisverantwortliche sollen sich darauf verlassen können, dass ein Ausgleich an der Börse unabhängig vom gezahlten Preis für sie gegenüber dem Ausgleich über den Bezug von Ausgleichsenergie wirtschaftlich zumindest in allen Fällen vorteilhaft ist, in denen der Bilanzkreis systemdestabilisierend wirkt. Deshalb sollte im Falle von unterspeistem NRV der Ausgleichsenergiepreis mindestens dem Wert der Energie am Intraday-Markt, im Falle von überspeistem NRV maximal dem Intraday-Wert entsprechen. Bereits bei der Einführung der Börsenpreiskopplung 2012 hat sich jedoch als Herausforderung gezeigt, dass in einem kontinuierlichen Intraday-Handel nicht genau ein Preis existiert, zu dem Strom am Intraday-Markt gehandelt wird.

Um einer denkbaren Beeinflussung des Ausgleichsenergiepreises durch einzelne (kleinvolumige) Handelsgeschäfte entgegenzutreten, bezieht sich die Börsenpreiskopplung bisher auf den mengengewichteten Durchschnittspreis aller Stromhandelsgeschäfte am Intraday-Markt der EPEX Spot für das Stundenprodukt, dessen Erfüllungszeitraum den

Abrechnungszeitraum für die Ausgleichsenergielieferung umfasst. Daraus ergeben sich zwei Probleme. Erstens beträgt der Abrechnungszeitraum für Ausgleichsenergielieferungen nur 15 Minuten, die Börsenpreiskopplung bezieht sich aber auf – die für den Bilanzausgleich innerhalb eines Abrechnungsintervalls weniger geeigneten - Stundenprodukte. Die Preise der ebenfalls an der EPEX Spot gehandelten Viertelstundenprodukte weichen aber von denen des Stundenprodukts mit überlappendem Erfüllungszeitraum häufig signifikant und teilweise systematisch ab. In einem relevanten Zeitanteil führt das dazu, dass die oben erläuterte gewünschte Anreizlage eines ökonomisch vorteilhaften Bilanzausgleichs über Börsengeschäfte auf Basis der Viertelstundenprodukte nicht besteht.

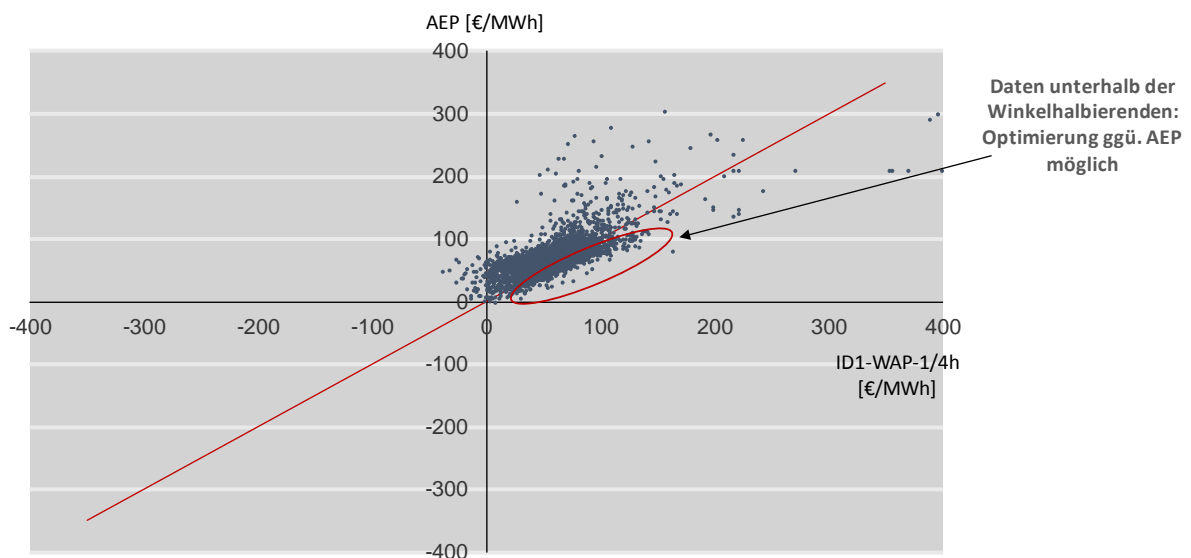


Bild 2: Gegenüberstellung des AEP und des ID1-WAP1-1/4h beim unterspeisten NRV. Zeitraum: 10/2018 bis 04/2019.

Zweitens bedeutet die Mittelung über alle Handelsgeschäfte eines Handelstags, dass im Handelsverlauf auftretende Preistrends oder sogar Preissprünge im Rahmen der Börsenpreiskopplung nicht oder nicht vollständig abgebildet werden. Der für die Börsenpreiskopplung aktuell verwendete Wert kann deshalb vom in der EGBL genannten Echtzeitwert elektrischer Energie deutlich abweichen. Gerade in den in jüngerer Vergangenheit beobachteten Situationen mit besonders hohen NRV-Salden z. B. im Juni 2019 oder an Ostern 2019 hat dieser Effekt dazu geführt, dass die Ausgleichsenergiepreise keine Arbitragefreiheit gegenüber unmittelbar vor dem Beginn des Erfüllungszeitraums getätigten Handelsgeschäften (mit z. T. signifikantem Volumen) sichergestellt haben.

Beide Effekte – fehlender Viertelstundenbezug und Verwässerung des Echtzeit-Werts – waren auch bei der Einführung der Börsenpreiskopplung bekannt und wurden in diesem Zusammenhang aktiv diskutiert. Allerdings war die Liquidität im deutschen Intraday-Handel zu diesem Zeitpunkt noch deutlich geringer als heute, so dass die Schwächen bewusst hingenommen wurden, um eine allzu leichte Beeinflussbarkeit des Ausgleichsenergiepreises

seitens der Marktakteure zu verhindern. Vor dem Hintergrund der mittlerweile deutlich höheren Liquidität und der in jüngerer Vergangenheit erkennbaren Neigung zumindest einzelner Bilanzkreisverantwortlicher, Arbitragepotenziale zwischen Intraday-Preis und Ausgleichsenergiepreis in systemdestabilisierender Weise auszunutzen, ist diese Entscheidung jedoch zu prüfen und ggf. anzupassen.

Darüber hinaus erfordert auch die steigende Bedeutung der Börsenpreiskopplung für die Ausgleichsenergiepreisbildung eine Anpassung der Börsenpreiskopplung. Während der Anwendung des Mischpreisverfahrens sind die Abrufpreise für Regelenergie stark gesunken und lagen z. T. deutlich unter dem Niveau der Börsenpreise. Eine solche Preissituation führt dazu, dass in einer deutlich größeren Zahl von Abrechnungsintervallen der Ausgleichsenergiepreis durch die Börsenpreiskopplung bestimmt wird. Kann ein Bilanzkreisverantwortlicher jedoch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgehen, dass der Börsenpreis den Ausgleichsenergiepreis bestimmen wird, entsteht gerade kein Anreiz mehr, systemdestabilisierende Fehlprognosen im eigenen Bilanzkreis durch Börsengeschäfte auszugleichen. Denn in einer solchen Situation sind der Ausgleich an der Börse und der Bezug von Ausgleichsenergie mit hoher Wahrscheinlichkeit ökonomisch äquivalent. Gerade angesichts der Einführung des Regelarbeitsmarkts mit potentiell nachhaltig sinkenden Regelarbeitspreisen ist im Rahmen der Weiterentwicklung der Börsenpreiskopplung auch zu berücksichtigen, dass eine häufig angewandte Kopplung an einen Durchschnittspreis allein keine ausreichende Anreizwirkung erzielt. Diese Einschätzung wird durch die Eigenschaft der kontinuierlichen Handelsaktivität an den Intraday-Märkten bestärkt. Je nach aktueller Marktsituation können im Laufe des Handelszeitraums auch Angebote eingestellt werden, welche signifikant über oder unter den jeweiligen Durchschnittspreisniveaus liegen und für welche durch einen Bezug zu einem Durchschnittspreis keine ausreichenden Anreize für BKVs geschaffen werden diese anzunehmen.

4 Leitlinien für Anpassung des AEP-Systems

Vor dem Hintergrund der identifizierten Schwächen des Ausgleichsenergiepreissystems und ihrer in jüngerer Vergangenheit offenkundig gewordenen systemgefährdenden Ausnutzung durch Marktteilnehmer ist eine Überarbeitung der Ausgleichsenergiepreisberechnung unabdingbar.

Die deutschen ÜNB stellen deshalb nachfolgend die von Ihnen gemeinsam erarbeiteten Prämissen für die zukünftige Ausgleichsenergiepreisberechnung und die Grundlagen des Bepreisungsmechanismus vor.

Nach der Überzeugung der Übertragungsnetzbetreiber sollen auch zukünftig die Preise für Regelenergie eine zentrale Grundlage für die Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises bilden. Von der regelenergiebasierten Bepreisung soll nur dann abgewichen werden, wenn dies mit Blick auf die angestrebten Anreizwirkungen des Ausgleichsenergiepreises notwendig

ist. Dabei halten die Übertragungsnetzbetreiber den Ausgleichsenergiepreis für den wichtigsten Mechanismus, um extreme Ausschläge des NRV-Saldos und damit Gefährdungen der Systemsicherheit zu verhindern. Die Erfahrungen der Vergangenheit haben gezeigt, dass Bilanzkreisverantwortliche insbesondere auf ökonomische Anreize reagieren. Solange – wie im Zeitraum vor Oktober 2018 – die Ausgleichsenergiepreise die Bilanzkreisabweichungen innerhalb des NRV zumindest näherungsweise widerspiegelt und Anreize zu systemstabilisierendem Verhalten gesetzt haben, konnten kritische Systembilanzen nahezu vollständig vermieden werden.

Angesichts des in jüngerer Vergangenheit beobachteten und auch für die Zukunft erwarteten Preisniveaus für Regelenergie halten die ÜNB es für notwendig, die bestehenden Mechanismen der Börsenpreiskopplung und der Knappheitskomponente weiterzuentwickeln.

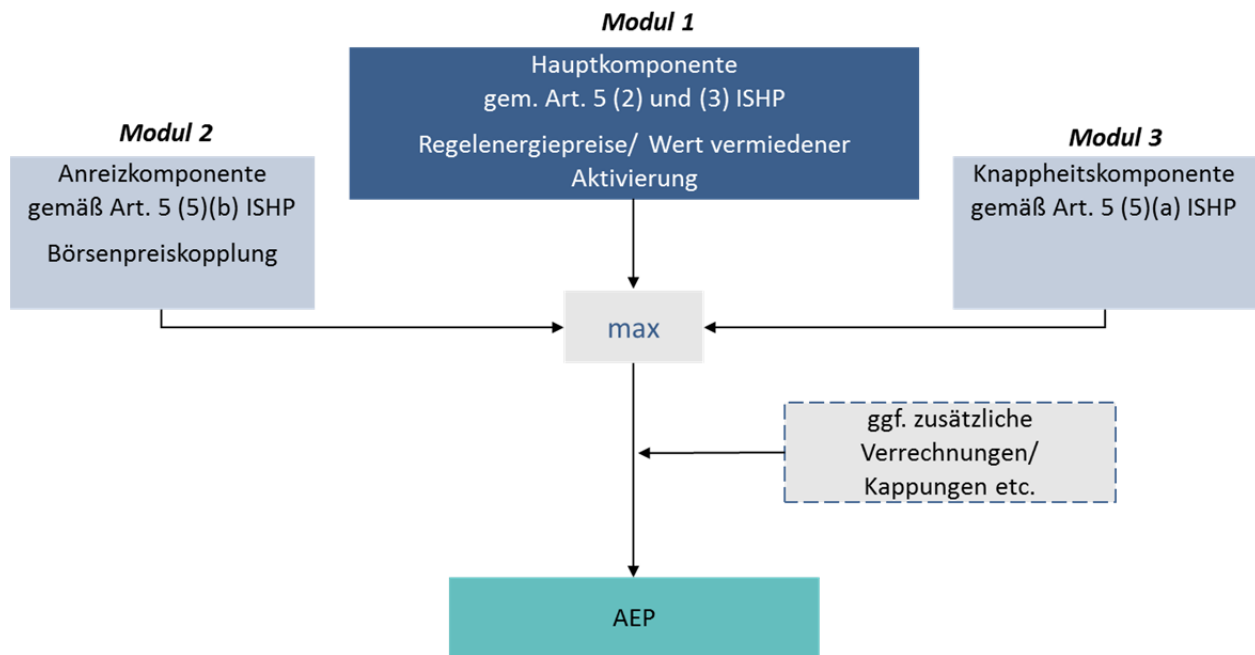
4.1 Übergeordnete Leitlinien

- **Absicherung der Anreize aus dem AEP-System zur Nutzung der Energiemärkte**
- **Symmetrische Ausgleichsenergiepreise beibehalten**
- **Kurzfristige Berechnung und Veröffentlichung**
(Im Zielmodell auf Basis kurzfristig verfügbarer, betrieblicher Werte)
- **Reduktion der Komplexität und Fehleranfälligkeit**
(Das derzeitige AEP-System weist durch die Berücksichtigung vieler Eingangsdaten eine hohe Komplexität auf. Neben den Abrechnungswerten sämtlicher SRL- und MRL-Einsätze wird der Austausch im Rahmen des internationalen Netzregelverbundes (IGCC) berücksichtigt. Hinzu kommen die weiteren (zukünftigen) Kooperationen für den gemeinsamen Abruf von SRL und MRL). Hiermit geht eine hohe Fehleranfälligkeit der AEP-Bestimmung einher.)
- **Vermeidung von Preisspitzen bei nahezu ausgeglichenem NRV-Saldo**

4.2 Modularer Aufbau

Die in ENTSO-E organisierten europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben Ende 2018 einen gemeinsamen Vorschlag zur Harmonisierung des Imbalance Settlements innerhalb der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zur Konsultation gestellt (ISHP).

Der ISHP sieht einen modularen Aufbau der Ausgleichsenergiepreisberechnung vor, an dem sich die ÜNB für die Überarbeitung der Ausgleichsenergiepreisberechnung orientieren.



Die Hauptkomponente der Ausgleichsenergiepreisberechnung (Modul 1) bilden nach wie vor die am Markt gebildeten Preise für Regelenergie. Allerdings wird entsprechend den Vorgaben der EB-VO eine Umstellung von einer kostenbasierten auf eine preisbasierte Berechnung vorgenommen.

Modul 1 wird flankiert von den Modulen 2 und 3 (Börsenpreiskopplung und Knappheitskomponente). Diese stützen den Ausgleichsenergiepreis, wenn die Hauptkomponente keine ausreichenden Anreize liefert, Bilanzkreise durch Börsengeschäfte auszugleichen oder den NRV-Saldo zu begrenzen. Sofern der über Modul 1 berechnete Ausgleichsenergiepreis für diese Anreizsetzung geeignet erscheint, wird durch die Module 2 und 3 keine künstliche Modifikation des sich am Markt bildenden Preises vorgenommen.

Neben den drei für die Anreizwirkung maßgeblichen Modulen können in die Bildung des Ausgleichsenergiepreises noch weitere Komponenten, wie etwa die bereits heute bestehende Kappung bei NRV-Salden nahe dem Nullpunkt eingehen.

Die Bestimmungen zur Berücksichtigung der Regelenergiekosten / -preise (Modul 1) werden im Rahmen der europäischen Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte (insbesondere Änderungen im Rahmen der Etablierung der internationalen Plattformen und der Etablierung von marginal pricing im Rahmen der RE-Abrechnung) zu einem späteren Zeitpunkt weiterentwickelt.

Aktuell stellen die ÜNB das Modul 2 zur Konsultation. Nach Abschluss der Konsultation werden die Übertragungsnetzbetreiber die eingegangenen Kommentare bewerten und ggf. im Antrag berücksichtigen. Der überarbeitete Vorschlag wird anschließend der

Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorgelegt. Angestrebt wird ein Inkrafttreten der überarbeiteten Börsenpreiskopplung spätestens mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes (gemäß. Beschluss der BNetzA spätestens 01.06.2020).

Die genaue Ausgestaltung der Knappheitskomponente (Modul 3) wird derzeit noch erarbeitet. Eine Konsultation des Ausgestaltungsvorschlags ist für das Jahr 2020 vorgesehen.

4.2.1 Modul 1: Regelenergiepreise

Bisher werden die Ausgleichsenergiepreise gemäß den Anforderungen der StromNZV im ersten Schritt, d. h. vor Anwendung weiterer Anpassungsschritte, kostenbasiert als mengengewichteter Mittelwert der Preise der abgerufenen Regelenergieprodukte bzw. weiterer für den Bilanzausgleich eingesetzter Energieeinspeisungen bzw. -entnahmen (z. B. aus IGCC, Börsenhandel, Notreserven anderer ÜNB etc.) ermittelt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Abrufe von Regelenergie auf Gebotspreisbasis vergütet werden und die genauen Kosten des Regelenergieabrufs erst im Rahmen der Regelenergieabrechnung festgestellt werden können.

Gemäß den Anforderungen der EB-VO wird die Bepreisung von Regelenergie jedoch zukünftig auf das Einheitspreisverfahren umgestellt werden. Die Umstellung der Ausgleichsenergiepreisberechnung von Kosten- auf Preisbasis ist zusammen mit der Umstellung der Regelenergieabrechnung auf das Einheitspreisverfahren vorgesehen.

Die genaue Methodik werden die deutschen Übertragungsnetzbetreiber rechtzeitig konsultieren und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorlegen.

4.2.2 Modul 2: Börsenpreiskopplung

Als Grundlage für die Überarbeitung der Börsenpreiskopplung haben die ÜNB folgende Leitlinien erarbeitet:

- **Integration der ¼-h Produkte:** Bilanzkreise sind viertelstündlich zu bewirtschaften, hierzu können u.a. viertelstündliche Börsenprodukte verwendet werden. Auch um Arbitragesituationen durch eine ausschließliche Berücksichtigung der 1-h Produkte zu vermeiden, sind Preise für ¼-h Produkte weitest möglich (sofern eine entsprechende Liquidität vorliegt) zu integrieren.
- **Berücksichtigung kurzfristiger Börsenpreise:** Dies dient einerseits der Abbildung der Vorgabe der EB-VO, gemäß der der AEP den „real time value of energy“ widerspiegeln muss. Andererseits muss der AEP die kurzfristigen Opportunitäten des Intraday-Marktes abbilden.
- **Kopplung an einen liquiden Index:** Um an ein belastbares, wenig manipulierbares Preisniveau der Intraday-Märkte zu koppeln ist ein liquider Index zu wählen. Diese Prämisse schließt sehr puristische und ggf. anreizstarke Ausgestaltungen (z.B. Kopplung an den maximalen Preis oder Geschäfte der letzten 30 Minuten vor Handelsschluss) aus und bedingt somit u.a. eine zusätzliche Knappheitskomponente (Modul 3).

- **Öffentlich zugänglicher Index:** Der verwendete Index sollte von einer Strombörse ermittelt und entsprechend kurzfristig veröffentlicht werden.

Auf Basis dieser Leitlinien wurde bereits ein konkreter Vorschlag für die zukünftige Umsetzung der Börsenpreiskopplung erarbeitet und nun zur Konsultation gestellt.

Den Konsultationsdokumenten liegt ein ausführliches Gutachten von Consentec bei, in dem die Ausgestaltung des nun konsultierten Vorschlags erläutert und mit Alternativen verglichen wird. Im Rahmen des Gutachtens wird auch die Erreichung der oben genannten Anforderungen aus Artikel 44 EB-VO durch den Vorschlag dargestellt.

Im Rahmen der Überarbeitung der Börsenpreiskopplung soll die Handhabung der Mehr- und Mindererlöse aus dem AEP nicht angepasst werden. Dies bedeutet, dass die Mehrerlöse aus der Börsenpreiskopplung und dem 80%-Kriterium mit den Mindererlösen aus der Kappung des Ausgleichsenergiepreises weiterhin und unverändert jahresweise summiert und in die Netzentgelte verrechnet werden (Vorgabe der Festlegung BK6-12-024).

4.2.3 Modul 3: Knappheitskomponente

Parallel haben die Übertragungsnetzbetreiber mit Arbeiten zur zukünftigen Ausgestaltung der Knappheitskomponente begonnen und dafür folgende Leitlinien beschlossen:

- **Zwingende Notwendigkeit:** Da die Börsenpreiskopplung eine ausreichende Anreizsetzung (u.a. durch die „moderate“ Ausgestaltung der Kopplung an einen Durchschnittspreis, statt z.B. dem Maximalpreis), insbesondere in Situationen mit sehr hohen Ungleichgewichten im NRV, ggf. nicht in ausreichendem Umfang sicherstellen kann, ist eine ergänzende Knappheitskomponente weiterhin zwingend notwendig.
- **Wirkung lediglich in Knappheitssituationen:** Die Knappheitskomponente soll, wie auch bisher, nur bei signifikanten Ungleichgewichten im NRV, z.B. bei Ausschöpfung von mehr als 80% der Regelleistung zur Anwendung kommen.
- **Kontinuierlicher Verlauf ohne Sprünge:** Die Knappheitskomponente soll, im Gegensatz zu der aktuellen Ausgestaltung des 80%-Kriteriums, eine kontinuierliche Erhöhung der Anreize des Ausgleichsenergiepreises mit steigendem NRV-Saldo sicherstellen und extreme Reaktionen/Sprungfunktionen an bestimmten Punkten vermeiden.
- **Offenes Ende:** Die Knappheitskomponente darf keinen Höchstpreis haben – jede noch höhere Auslenkung des NRV-Saldos muss auch zu einer weiteren Erhöhung des Ausgleichsenergiepreises führen. Damit sind in extremen Situationen auch Extrempreise möglich.
- **Überproportionaler Anstieg bei steigendem NRV-Saldo:** Insbesondere bei Ungleichgewichten, die eine Vollausslastung oder Überlastung der vorgehaltenen Regelleistung bedeuten würden, ist ein überproportionaler Anstieg notwendig um eine ausreichende Anreizwirkung sicherzustellen.

Das derzeitige 80%-Kriterium wird aktuell durch die BNetzA im Rahmen eines Verfahrens (BK6-19-217) dahingehend weiterentwickelt, dass der Bezugspunkt das Saldo des NRV und nicht die eingesetzte Regelleistung ist. Diese Überarbeitung behebt eine Schwachstelle der aktuellen Ausgestaltung und wird von den ÜNB begrüßt. Darüber hinaus und zeitlich nachgelagert streben die ÜNB eine generelle Weiterentwicklung der Knappheitskomponente gemäß obiger Leitlinien an. Aufgrund der für Juni 2020 vorgegebenen Einführung eines Regelarbeitsmarktes ist das Modul 2 „Börsenpreiskopplung“ vorrangig zu behandeln.

5 Vorschlag zum Umsetzungszeitraum

Die ÜNB planen die Einreichung der angepassten Beschreibung der Börsenpreiskopplung spätestens Ende des Jahres 2019 zur Genehmigung durch die BNetzA. Die ÜNB streben eine Anwendung der angepassten Methodik spätestens mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes (gemäß Festlegung der BNetzA spätestens 01.06.2020), frühestens aber vier Wochen nach der Genehmigung der BNetzA, an.

Diese zeitliche Verknüpfung zur Einführung des Regelarbeitsmarktes ist zwingend notwendig, da durch die ÜNB erwartet wird, dass im Rahmen des Regelarbeitsmarktes die Kosten der Regelenergieerbringung deutlich sinken können und dadurch die Anreize des AEP deutlich sinken. Die ÜNB befürchten – sofern die Umsetzung des Regelarbeitsmarktes nicht durch die angepasste Börsenpreiskopplung begleitet wird – in der Konsequenz ähnlich dramatische und im Ergebnis systemgefährdende Bilanzungleichgewichte wie zuletzt im Juni 2019 (Mischpreisverfahren).