

Begleitdokument für die Konsultation der überarbeiteten Berechnung 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 (AEP) zu entwickeln, zu konsultieren und der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.

In diesem Kontext haben die ÜNB die Bestimmung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) überarbeitet. Die Regelungen zur Börsenpreiskopplung gemäß der Genehmigung BK6-19-552 vom 11.05.2020 sowie zur Knappheitskomponente gemäß der mit Beschluss BK6-20-345 genehmigten Fassung bleiben durch die nachstehend beschriebenen Regelungen unberührt.

Die ÜNB laden gemäß Art. 10 EB-VO alle Marktparteien, Verbände und weitere Organisationen ein, zu den Inhalten des Vorschlags Stellung zu nehmen. Die zur Konsultation gestellten Berechnungsvorschriften sollen nach der entsprechenden Genehmigung der BNetzA die aktuellen Regelungen ersetzen. Neben den Berechnungsvorschriften enthält der Antrag des Weiteren Vorgaben zur Verrechnung von Mehr- und Mindererlösen und zu Veröffentlichungen im Kontext des reBAP (siehe Artikel 5 und 6 des Antrags).

Der Antrag enthält dabei einerseits Regelungen die eine Genehmigung durch die nationale Regulierungsbehörde (BNetzA) erfordern und andererseits Regelungen, für die keine Genehmigungserfordernis durch BNetzA vorliegt. Die grau eingefärbten Textpassagen des Antrags bedürfen keiner Genehmigung.

Die ÜNB haben mit Beginn des Konsultationsverfahrens die Beschreibung der Bestimmung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) 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 Berechnung des Ausgleichsenergiepreises wird im Zeitraum vom 23.03.2021 bis einschließlich 30.04.2021 durch die ÜNB konsultiert. Alle Unterlagen und Hinweise zur Konsultation finden Sie unter

<https://www.regelleistung.net/ext/static/konsultation-aep>

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 werden alle eingereichten Anmerkungen zu dem Konsultationsdokument unter www.regelleistung.net veröffentlichen und der BNetzA 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 13.04.2021 ab 10 Uhr einen Konsultationsworkshop im Onlineformat an.

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

2 Grundlegende Einordnung des AEP-Systems und des rechtlichen Rahmens

2.1 Rechtlicher Rahmen für die AEP-Bestimmung

2.1.1 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 Regelenergieeinsatz 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), kurz „EB-VO“, 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 vorgibt.

Artikel 44 beschreibt allgemein Anforderungen an die Abrechnung nicht nur von Ausgleichs-, sondern auch von Regelenergie. 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 für die Höhe des AEP relevant sein sollte und dieser bei zunehmenden Systembilanzabweichungen steigen soll.

- **Echtzeitwert der Energie widerspiegeln:**

Zusätzlich soll der AEP 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 AEP-Berechnung 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 im europäischen Kontext erleichtert werden.

- **Vermeidung von Fehlanreizen:**

Gemäß EB-VO müssen Fehlanreize für Bilanzkreisverantwortliche, Regelreserveanbieter und ÜNB vermieden werden.

- **Anreize zur Erbringung von Regelenergie:**

Die Ausgleichsenergiepreise beeinflussen auch die Anreizlage für Regelenergieanbieter, Regelleistung vorzuhalten und Regelenergieabrufe zu erfüllen. Diese Anreize müssen bei der Entwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems mit bedacht werden.

- **Unterstützung des Wettbewerbs zwischen den Marktteilnehmern:**
Die Ausgleichsenergiepreissystematik soll keine Wettbewerbsvorteile oder -nachteile verschaffen.
- **Finanzielle Neutralität der ÜNB:**
Die ÜNB sollen kein eigenes finanzielles Interesse an der Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreissystems haben. Weder soll ihnen aus der Abwicklung der Leistungs-Frequenz-Regelung und der Bilanzkreiskoordinierung ein finanzielles Risiko erwachsen, noch sollen sie daraus Erträge erwirtschaften können.
- **Zusätzlicher Abwicklungsmechanismus:**
Die EB-VO sieht vor, dass neben dem AEP 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.

Gemäß dem Artikel 55 soll der AEP mindestens dem mengengewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelleistung in Richtung des Regelzonensaldos entsprechen. Bei Unterspeisungen der Regelzone muss der AEP mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für aktivierte positive Regelleistung, bei Überspeisungen maximal dem gewichteten Durchschnittspreis für negative Regelleistung entsprechen.

Weiterhin macht Artikel 55 Vorgaben zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises, sofern keine Regelleistungsaktivierung erfolgt. Erfolgt in einer Viertelstunde kein Abruf von Regelleistung in die Richtung des Regelzonensaldos, insb. aufgrund von Netting, wird bei der AEP-Berechnung der Wert der vermiedenen Aktivierung VoAA (Value of avoided Activation) angesetzt. Die Rahmenbedingungen zur Berechnung des Werts der vermiedenen Aktivierung wurden in der ISHM festgelegt.

2.1.2 ISHM

Gemäß Artikel 52 Absatz 2 der EB-VO sind die europäischen ÜNB verpflichtet, einen Vorschlag zur weiteren Präzisierung und Harmonisierung der Bilanzkreisabrechnung vorzulegen. Dieser Vorschlag wurde an ACER übergeben und ACER hat auf dieser Basis am 15. Juli 2020 die ISHM (Imbalance Settlement Harmonisation Methodology) erlassen. Die ISHM dient der weiteren Spezifizierung und Harmonisierung bei der Umsetzung der EB-VO Vorgaben. Die in der Verordnung grundsätzlich festgelegten Prinzipien zur AEP-Berechnung,

werden in der ISHM weiter konkretisiert und ihre Umsetzung im europäischen Rahmen harmonisiert.

In Bezug auf die Komponenten, die in die AE-Preisbestimmung einfließen dürfen, lässt Artikel 9 der ISHM nur eine beschränkte Auswahl an Preisen und Volumen (ISHM Art. 9 (3) bis (5)) zur Verwendung zu – im Wesentlichen wird der AEP durch die Preise und Volumen der Regelarbeit, die zukünftig über die europäischen Plattformen MARI (mFRR) und PICASSO (aFRR) abgewickelt werden, bestimmt. Darüber hinaus definiert die ISHM, welche Preise und Volumen wahlweise berücksichtigt werden können (Art. 9 (3)). Bei der Verrechnung der AE-Preiskomponenten sind gemäß Art. 9 (1) & (2) ISHM sowohl das Marginal Pricing (MP) als auch der Volume Weighted Average Pricing (VWAP) zulässig.

In Artikel 10 schreibt die ISHM die Bestimmung des Wertes der vermiedenen Aktivierung (VoAA) von Frequenzwiederherstellungsreserven für jedes Abrechnungsintervall vor, währenddessen in keine Richtung Aktivierung von Ausgleichsenergie für den Geltungsbereich des Ausgleichsenergiepreises stattgefunden hat.

Des Weiteren regelt die ISHM die Bestimmung des Vorzeichens des NRV-Saldos. Die Richtung des Ungleichgewichtes bestimmt die jeweils relevante Abrufrichtung für die Preise und Volumen, die zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises herangezogen werden.

2.1.3 Nationale Vorschriften

Ergänzend zu den Vorschriften der EB-VO finden auf die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auch nationale Vorschriften Anwendung. Die nationalen Vorschriften unterliegen aktuell keinen Veränderungen, vielmehr sind die Berechnungsvorschriften des AEP so anzupassen, dass eine vollständige Konformität zu den europäischen Vorgaben, und hierbei insbesondere zum ISHM, hergestellt wird.

Die grundsätzliche Vorgabe zur Ermittlung und Abrechnung eines Ausgleichsenergiepreises durch die ÜNB ist dabei in § 8 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) angelegt.

Eine weitere konkrete Anforderung zum AEP ergibt sich aus § 32 Abs. 2 der 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 AEP 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 AEP gefordert wird, sondern für den speziellen Anwendungsfall auch von der ansonsten symmetrischen Bepreisung abgewichen wird.

2.2 Modularer Aufbau

Die in ENTSO-E organisierten europäischen ÜNB haben Ende 2018 einen gemeinsamen Vorschlag zur Methodik der Harmonisierung des Imbalance Settlements innerhalb der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union zur Konsultation gestellt (ISHP), welcher im Juli 2020 von Acer angenommen und somit in die ISHM überführt wurde.

Die ISHM sieht einen modularen Aufbau der AEP-Berechnung vor, an dem sich die ÜNB für die Überarbeitung der Berechnungssystematik orientieren.

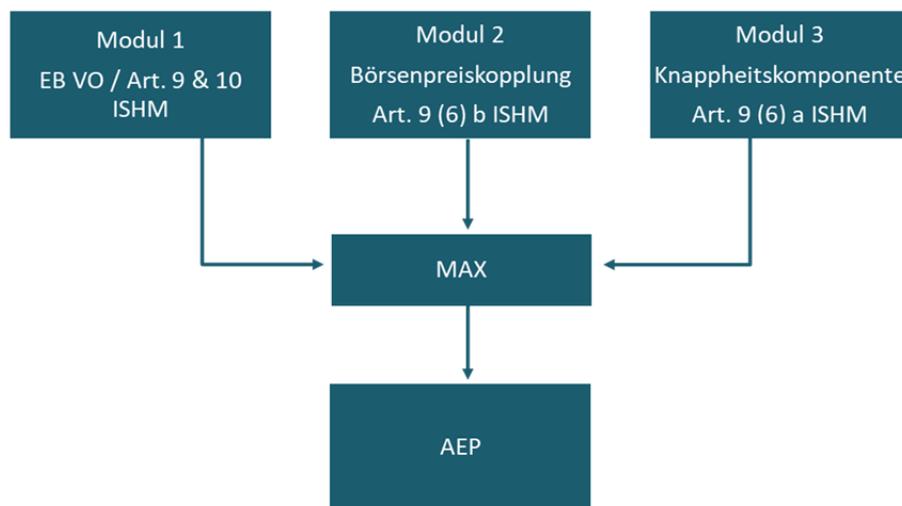


Bild 1: Modularer Aufbau der Ausgleichsenergiepreisberechnung

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

Modul 1 wird flankiert von den Modulen 2 und 3 (Börsenpreiskopplung und Knappheitskomponente). Diese Elemente sind auch in der ISHM als incentivicing component und als scarcity component verankert. 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 AEP für diese Anreizsetzung geeignet erscheint, wird durch die Module 2 und 3 keine künstliche Modifikation des sich am Markt bildenden Preises vorgenommen.

Die überarbeitete Börsenpreiskopplung (Modul 2) wurde zum 01.07.2020 eingeführt. Die überarbeitete Knappheitskomponente (Modul 3) wurde im Dezember 2020 bei der BNetzA

beantragt und befindet sich aktuell im Genehmigungsprozess. Die Bestimmungen zur Berücksichtigung der Regelergiekosten / -preise (Modul 1) im Rahmen der europäischen Weiterentwicklung der Regelergiemärkte (insbesondere Änderungen im Rahmen der Etablierung der internationalen Plattformen und der Etablierung von marginal pricing im Rahmen der RE-Abrechnung) sind Gegenstand dieser Konsultation.

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

Gemäß den Anforderungen der EB-VO (Artikel 30) wird die Bepreisung von Regelergie zukünftig auf das Einheitspreisverfahren umgestellt. Die Umstellung der AEP-Berechnung von kosten- auf preisbasiert ist zusammen mit der Umstellung der Regelergieabrechnung auf das Einheitspreisverfahren vorgesehen.

3 Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises (Modul 1)

Auf Grundlage der im vorherigen Kapitel dargestellten Vorgaben und Freiheitsgrade der EB-VO und der ISHM sowie den nationalen Bestimmungen haben die ÜNB das Modul 1 der AEP-Berechnung überarbeitet. Die zukünftige Berechnung erfolgt einheitlich und preisbasiert unter Berücksichtigung der vorgegebenen Preisuntergrenzen und der Richtung des NRV-Saldos (vgl. Bild 2).

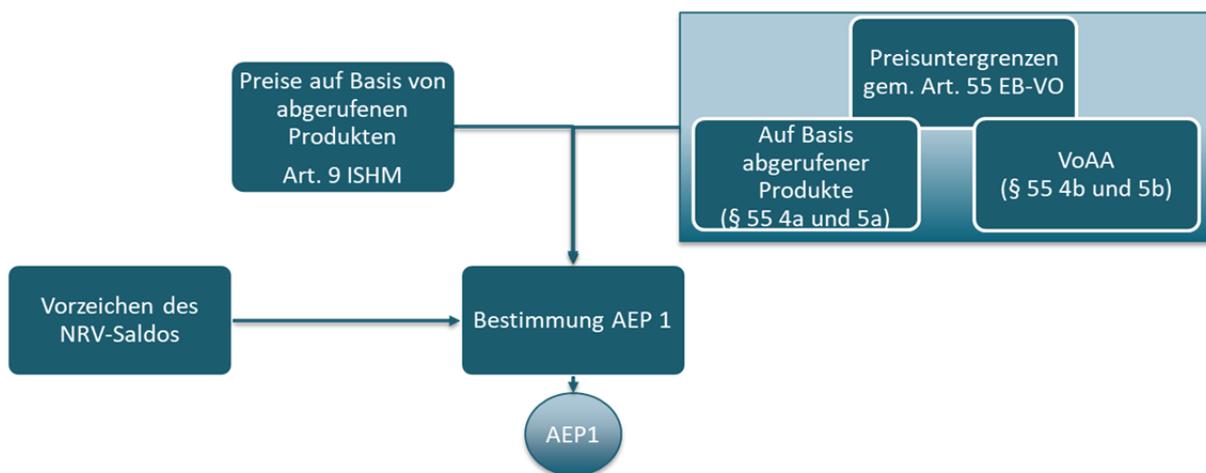


Bild 2 Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises auf Basis der EB-VO und der ISHM

3.1 Preise auf Basis der abgerufenen Produkte

Zukünftig soll der AEP nicht mehr auf Basis der Kosten und Volumen der abgerufenen Regelarbeitsgebote sowie sonstiger Maßnahmen zum bilanziellen Ausgleich des deutschen Netzregelverbands bestimmt werden. Stattdessen sind gemäß den Vorgaben der ISHM die Preise und Mengen der für den deutschen Netzregelverbund gedeckten Regelarbeitsbedarfe zu Grunde zu legen, wie sie von den europäischen Plattformen MARI für mFRR (ISHM Art. 9 (3) b sowie Art. 9 (5) b) und PICASSO für aFRR (ISHM Art. 9 (3) c sowie Art. 9 (5) c) berechnet werden. In einer Abrechnungsviertelstunde sind dabei die Preise und Volumen der dem Vorzeichen des NRV-Saldos entsprechenden Abrufrichtung anzuwenden.

Die oben genannten Preise der beiden Plattformen stellen auch die Grundlage der Abrechnung der erbrachten Regelenergie mit den Regelenergieanbietern dar. Diese Preise werden dabei durch die Plattformen so ermittelt, dass vorliegende Ungleichgewichte bzw. Bedarfe aus den angeschlossenen Regelzonen insgesamt kostenminimal durch den Einsatz der jeweils günstigsten Gebote beherrscht werden. Dabei werden Netzkapazitäten zwischen den Regelzonen sowie eine gemeinsame Merit Order Liste aller kontrahierten Gebote berücksichtigt. Für eine engpassfreie Zone aus mehreren Regelzonen (Uncongested Area), also ein Netzgebiet, in dem Netzengpässe den Austausch von Regelarbeit zwischen Regelzonen nicht begrenzen, gilt jeweils derselbe Preis.

Im Zuge der AEP-Bestimmung ist bei Modul 1 zukünftig zu berücksichtigen, dass die EB-VO durch Artikel 30 eine Abrechnung mit den Regelreserveanbietern gemäß marginal pricing (Grenzpreis) und somit einheitlich gemäß dem teuersten von der jeweiligen Plattform ausgewählten Gebot vorsieht. Somit gibt es je Produkt und Optimierungszyklus (4 Sekunden für aFRR und 15 Minuten für mFRR) genau einen Grenzpreis für die Regelreserveanbieter, der dann auch zur AEP-Berechnung herangezogen wird.

Die ISHM erlaubt neben den oben genannten Preisen und Volumen aus den europäischen Plattformen die Berücksichtigung weiterer Komponenten bzw. Produkte in der Bestimmung des AEP. Diese werden gemäß dem Konsultationsvorschlag der ÜNB jedoch nicht berücksichtigt, da sie in Deutschland jeweils keine Anwendung finden. Dies umfasst Ersatzreserven (RR) (ISHM Art. 9 (3) a), Spezifische Produkte (ISHM Art. 9 (3) d) sowie Preise/Volumen aus dem integrierten Fahrplanerstellungsverfahren (ISHM Art. 9 (3) f). Des Weiteren ermöglicht die ISHM übergangsweise bis zum Beitritt zu den Plattformen die Berücksichtigung von nationalen Regelenergie-Produkten (ISHM Art. 9 (3) e). Auch diese Regelung ist für die in Deutschland vorherrschende Situation zumindest in Bezug auf die aFRR nicht relevant, da die ÜNB aktuell die Anwendung der neuen AEP-Berechnung erst mit dem Beitritt zu der Plattform PICASSO planen. Sollte zu diesem Zeitpunkt noch kein Beitritt

zur Plattform MARI erfolgt sein, werden für die Preise der mFRR übergangsweise die nationalen Preise gemäß ISHM Art. 9 (3) e) genutzt.

Aktuell finden in Deutschland weitere Komponenten Eingang in die AEP-Berechnung, welche in Zukunft nicht berücksichtigt werden dürfen, da sie nicht unter die Produkte fallen, die laut Art. 9 (3) e ISHM berücksichtigt werden können. Dazu zählen jegliche Zusatzmaßnahmen wie etwa Börsengeschäfte, OTC-Geschäfte, Abschaltbare Lasten (AbLa) oder die Nutzung von Notreserve aus dem Ausland. Diese werden von ACER im Erläuterungsdokument¹ (Abschnitt 65) zum ISHM von der Verwendung sogar explizit ausgeschlossen.

Die Berücksichtigung der Mengen, die im Rahmen der IGCC (International Grid Control Cooperation) zur Saldierung von Leistungsungleichgewichten ausgetauscht werden, und der damit verbundenen Kosten ist ebenfalls nicht in der ISHM vorgesehen. Perspektivisch ist aber angedacht, dass die zwischen den Regelzonen saldierten Ungleichgewichte mit dem Preis der Plattform PICASSO verrechnet werden und somit kein Preisunterschied zur Aktivierung der aFRR vorliegt. Darüber hinaus fällt der Kostenunterschied für den Abruf von Regelarbeit aus PICASSO und den saldierten Mengen im Rahmen des IGCCs in Zukunft, mit zunehmender Anzahl an Regelzonen, die PICASSO beitreten, weniger ins Gewicht.

Heutige Sonderregelungen, wie beispielsweise die Begrenzung des AEP auf den Preis des teuersten abgerufenen Gebots sowie die Branchenlösung, sind künftig gemäß den Vorgaben des ISHM ebenfalls nicht mehr anwendbar. Allerdings dürfte die Notwendigkeit für diese Preisbegrenzungen zukünftig auch entfallen, da das Phänomen sehr hoher Ausgleichsenergiepreise durch die Division der entstandenen Kosten durch ein sehr geringes NRV-Saldo (Division durch Null) nicht mehr auftreten kann.

Zusammenfassend wird der AEP (Modul 1) somit zukünftig maßgeblich durch die Grenzpreise der Plattformen PICASSO und MARI sowie aus den daraus resultierenden Preisuntergrenzen bestimmt.

3.2 Preisuntergrenzen

Artikel 55 EB-VO definiert Preisuntergrenzen bzw. Preisobergrenzen für den AEP.

Gemäß EB-VO § 55 4a und 5a in Verbindung mit ISHM Art. 9 (3) und (5) soll der AEP mindestens den mengengewichteten Durchschnittspreis für den über die Plattformen MARI und PICASSO gedeckten Regelarbeitsbedarf (satisfied demand)² in Richtung des NRV-Saldos

¹ ACER Decision No 18/2020

² Für die Optimierungsfunktionen der Plattformen siehe ACER Decisions 02/2020 (aFRR) und 03/2020 (mFRR).

entsprechen. Bei Unterspeisungen des deutschen NRV muss der AEP mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis des für den deutschen NRV gedeckten Regelenergiebedarfs in positive Richtung, bei Überspeisungen maximal dem gewichteten Durchschnittspreis des für den deutschen NRV gedeckten Regelenergiebedarfs in negative Richtung entsprechen. In die Berechnung dieser Preisunter- bzw. Preisobergrenzen gehen die Preise beider Plattformen ein, sofern in der entsprechenden Richtung ein gedeckter Bedarf der jeweiligen Plattform vorliegt.

Darüber hinaus ist gemäß EB-VO § 55 4b und 5b die Anwendung des Werts der vermiedenen Aktivierung (VoAA) als Preisuntergrenze vorgesehen. Erfolgt in einer Viertelstunde kein Abruf von Regelleistung durch die Plattformen in Richtung des NRV-Saldos, insbesondere aufgrund von Netting, ist bei der AEP-Berechnung der Wert der vermiedenen Aktivierung (VoAA) anzusetzen.

Der VoAA definiert einen sachgerechten und anreizrichtigen AEP für Situationen, in denen es entweder keinen Regularbeitsbedarf (fehlende Leistungsungleichgewichte oder perfektes Netting) oder keine Aktivierung von Regularbeit in Richtung des NRV-Saldos innerhalb der Uncongested Area gibt. Der VoAA spiegelt die Ungleichgewichtssituation im Geltungsbereich des AEP und somit in Deutschland, wider. Die Rahmenbedingungen zur Berechnung des VoAA sind im Artikel 10 der ISHM festgelegt. Dieser sieht vor, den VoAA je Richtung durch den Gebotspreis oder die Gebotspreise für Regularbeit für den Frequenzwiederherstellungsprozess, die für den betreffenden ÜNB für das jeweilige Bilanzkreisabrechnungszeitintervall verfügbar sind, zu berechnen.

Der Konsultationsvorschlag der ÜNB sieht somit vor, für den VoAA eines Optimierungszyklus künftig den Arbeitspreis des günstigsten für den deutschen NRV über PICASSO verfügbaren aFRR Regularbeitsgebots in Richtung des deutschen NRV-Saldos zu berücksichtigen. Der viertelstündliche VoAA wird als arithmetischer Mittelwert aus den VoAA aller Optimierungszyklen berechnet.

3.3 Bestimmung AEP 1

Die AEP-Berechnung erfolgt zukünftig maßgeblich auf Basis der Grenzpreise und des gedeckten Bedarfs für aFRR und mFRR, so wie von den europäischen Plattformen MARI und PICASSO berechnet. Diese Preise und Mengen werden in zwei Schritten miteinander verrechnet.

Im ersten Schritt wird jeweils für die beiden zu berücksichtigten Produkte (aFRR und mFRR) der produktspezifische Preis ermittelt. Hierzu ist jeweils festzulegen, inwiefern die für ein Produkt vorliegenden Preise zueinander ins Verhältnis gesetzt werden.

Im zweiten Schritt werden dann die produktspezifischen Preise miteinander verrechnet. Für beide Berechnungsschritte ist gemäß EB-VO und ISHM jeweils sowohl das Marginal Pricing (MP) als auch der Volume Weighted Average Price (VWAP) zulässig.

Zur Bestimmung des AEP 1 werden neben den beiden oben beschriebenen Berechnungsschritten die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Preisuntergrenzen berücksichtigt.

Die ÜNB sehen für Ausnahmefälle, in denen aus technischen Gründen keine oder fehlerhafte Preise und Mengen von den Plattformen geliefert werden, Rückfallprozesse vor, um auch in diesen Situationen einen AEP 1 bestimmen zu können.

3.3.1 Produktspezifische Preise

Bei der Berechnung des produktspezifischen Preises der aFRR würde die Anwendung des MP dazu führen, dass der Preis für eine Viertelstunde (Abrechnungszeitintervall) durch das teuerste bzw. niedrigste Gebot über alle Optimierungsintervalle (4-Sekunden-Zeitintervalle) bestimmt würde. Der Preis eines Optimierungsintervalls ist nach Einschätzung der ÜNB allerdings nur wenig repräsentativ für die gesamte Viertelstunde. Der mengengewichtete Durchschnittspreis ermöglicht hingegen eine bessere Abbildung der Bedarfs- und Preissituation der gesamten Viertelstunde und wird daher von den ÜNB vorgeschlagen.

Bei der Berechnung des produktspezifischen Preises der mFRR müssen die beiden Produkte der mFRR berücksichtigt werden - Direktaktivierung und Fahrplanaktivierung. Für die Fahrplanaktivierung³ der mFRR gibt es je Viertelstunde einen Grenzpreis, mit dem auch die Anbieter dieses Produkts vergütet werden. Eine Direktaktivierung von mFRR unterscheidet sich von der Fahrplanaktivierung durch einen späteren Aktivierungszeitpunkt und eine länger anhaltende mFRR-Anforderung. In diesem Fall wird die mFRR-Leistung über die Vertragsviertelstunde hinweg erbracht. Somit sind, im Vergleich zur Fahrplanaktivierung, geringe abgerufene Volumina in einem Abrechnungsintervall möglich, wenn bspw. ein Teil der Erbringung seitens der Anbieter bereits in einigen wenigen Minuten der Vorviertelstunde erfolgt. Analog zur Argumentation bei der aFRR könnte ein MP-Ansatz insbesondere bei der Direktaktivierung bei geringen Abrufvolumina in einer Viertelstunde zu einer geringen Repräsentativität für diese Viertelstunde führen. Der mengengewichtete Durchschnittspreis ermöglicht hingegen auch hier eine bessere Abbildung der gesamten Viertelstunde. Für den produktspezifischen Preis der mFRR schlagen die ÜNB insofern den mengengewichteten Durchschnitt über die Grenzpreise der Fahrplanaktivierung und Direktaktivierung vor.

³ Siehe dazu auch „Modalitäten für Regelreserveanbieter (MfRRA)“

3.3.2 Verrechnung der produktspezifischen Preise

Im zweiten Schritt werden die produktspezifischen Preise für aFRR und mFRR miteinander verrechnet. Dieser Schritt ist nur dann notwendig, wenn in einem Abrechnungsintervall sowohl mFRR als auch aFRR für deutsche Zwecke in Richtung des NRV-Saldos abgerufen wird.

Bei der Ermittlung der produktspezifischen Preise liegt der Fokus auf der Abbildung der Preis-Situation innerhalb des Abrechnungsintervalls des entsprechenden Produkts. Bei der Verrechnung der produktspezifischen Preise hingegen stellen die Höhe und Anreizwirkung des resultierenden Preissignals die wesentlichen Bewertungsparameter dar.

Die Verwendung des VWAPs bei der Verrechnung der produktspezifischen Preise führt gegebenenfalls zu einer verstärkten Verwässerung des AEP bei Abruf von mFRR und aFRR. Dies geschieht insbesondere in Situationen, in denen der produktspezifische Preis der mFRR unter dem produktspezifischen Preis der aFRR liegt. In diesen Fällen tritt die oben genannte Verwässerung des AEP auch bei einem MP-Ansatz auf, da durch den Einsatz der (günstigeren) mFRR der Einsatz der aFRR reduziert wird und somit auch der Preis der aFRR sinkt. Durch die Verwendung des VWAP aus den produktspezifischen Preisen der aFRR und mFRR würde dieser Effekt noch verstärkt werden. Da mFRR-Abrufe tendenziell bei hohen NRV-Salden auftreten, widerspricht dies dem Grundsatz, dass mit zunehmendem NRV-Saldo die AEP ebenfalls zunehmen sollten, da das System näher an seinen Stabilitätsgrenzen betrieben wird.

Zudem wären bei der Verwendung des VWAP Fehlanreize bei den Erbringern von mFRR möglich, da der Abruf zum Teil über Fahrplanenergiegeschäfte abgewickelt wird. Bei einer Nichterbringung seitens der mFRR-Anbieter wären Situationen möglich, in denen der AEP unter dem Gebotspreis der Anbieter liegt. Da bei der Fahrplanaktivierung eine Kontrolle der tatsächlichen Erbringung heute (und auch zukünftig) nicht systematisch stattfindet, würde eine Nichterbringung nicht pönalisiert werden. Ein gegenüber dem Gebotspreis der aFRR mindestens gleich hoher oder höherer AEP verhindert diese Fehlanreize.

Die Verwendung des MP über die produktspezifischen Preise erhöht im Vergleich zum VWAP hingegen den Anreiz für die BKV zur Bilanzkreistreue, da der Einsatz von mFRR insbesondere in Situationen mit höheren Ungleichgewichten im deutschen NRV erfolgt. Eine Verwendung des MP sorgt in diesen Fällen für eine weniger starke „Verwässerung“ der Anreize des AEP in Situationen, in denen die mFRR Gebote günstiger sind als die substituierten aFRR Gebote. In Zeiträumen, in denen die mFRR Gebote teurer sind als die substituierten aFRR Gebote, entsteht durch den MP ein zusätzlicher Anreiz im AEP zum Bilanzausgleich.

Im Vergleich zum VWAP bleiben bei Anwendung von MP keine potenziellen Fehlanreize für mFRR-Anbieter bestehen, da bei Nichterbringung keine Erlöse mehr zu erzielen sind.

Die ÜNB schlagen bei der Kombination der produktspezifischen Preise daher zusammenfassend den MP vor.

Produkt	Eingangsgröße (Preise von den Plattformen)	Produktspezifischer Preis je ¼-Stunde	Verrechnung produktspezifischer Preise
aFRR	MP _{je} Optimierungszyklus (4s)	VWAP _{aFRR} (MP _{je} Optimierungszyklus)	MP(VWAP _{aFRR} ; VWAP _{mFRR})
mFRR	MP _{Fahrplanaktivierung} je ¼-Stunde MP _{Direktaktivierung} je ¼-Stunde	VWAP _{mFRR} (MP _{direkt} ; MP _{Fahrplan})	

Tabelle 1 Be- und Verrechnung produktspezifischer Preise einer Abrufrichtung

Der AEP 1 wird somit zukünftig wie beschrieben (vgl. Tabelle 1) auf Basis der abgerufenen Produkte in Richtung des NRV-Saldos und unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Preisuntergrenzen bestimmt.

3.3.3 Rückfall-Prozesse

Die AEP-Berechnung erfolgt zukünftig maßgeblich auf Basis der Preise und des gedeckten Bedarfs für aFRR und mFRR, die von den europäischen Plattformen MARI und PICASSO bereitgestellt werden. Die ÜNB sehen für Ausnahmefälle, in denen aus technischen Gründen keine Preise und Mengen von einer oder beiden Plattformen zur Verfügung stehen jedoch weiterhin eine Bestimmung des AEP 1 inklusive der Bestimmung der Preisuntergrenzen bzw. Preisobergrenze gemäß EB-VO § 55 4a und 5a vor.

Die ÜNB schlagen vor, in diesen Situationen -anstelle der Preise und Mengen der Plattformen MARI und PICASSO- die Preise und Mengen der im deutschen Netzregelverbund kontrahierten Regelenergieprodukte heranzuziehen.

4 Verrechnung von Mehr- und Mindererlösen

Sowohl die EB-VO als auch das ISHM geben die finanzielle Neutralität der ÜNB vor, daher schlagen die ÜNB wie nach bisherigem Vorgehen eine jahresweise Abrechnung der Mehr- und Mindererlöse sowie eine Zuführung dieses Saldo-Betrages in die Netzentgeltbestimmung vor.

Gemäß Artikel 44 lit. 1f EB-VO ist als allgemeiner Grundsatz der Abrechnungen nach Titel V, Kapitel 2, 3 und 4 die finanzielle Neutralität der ÜNB zu berücksichtigen. Artikel 44 lit. 2 sieht die Weitergabe jedes positiven oder negativen Ergebnisses an die Netznutzer vor. Auch im ISHM ist die finanzielle Neutralität des ÜNB angelegt, Artikel 9 lit. 6c sieht die Möglichkeit einer entsprechenden Zusatzkomponente im Ausgleichsenergiepreis vor.

Die ÜNB schlagen, in Anlehnung an die aktuelle bestandkräftige Regelung zur jahresweisen Verrechnung der Mehr- und Mindererlöse in die Netzentgelte, im Grundsatz eine Beibehaltung dieser Regelung vor. Somit werden alle Mehr- und Mindererlöse, die sich aus der Abrechnung des reBAP im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung der ÜNB mit den Bilanzkreisverantwortlichen gegenüber den Kosten / Erlösen für den energetischen Ausgleich des deutschen Netzregelverbunds ergebenden, ermittelt, kalenderjahresweise summiert und bis zum 31.03. des jeweils folgenden Jahres der Bundesnetzagentur angezeigt. Der so ermittelte Betrag der Mehr- oder Mindererlöse für ein Kalenderjahr wird in die Bestimmung der Netzentgelte überführt.

Die Module 2 (Börsenpreiskopplung) und 3 (Knappheitskomponente) werden hierbei aufgrund ihrer anreizsteigernden Funktion, sofern sie Anwendung finden, zu Mehrerlösen bei den ÜNB führen. Aus den Preisen des Moduls 1 des AEP können hingegen sowohl Mehr- als auch Mindererlöse entstehen.

5 Veröffentlichungen

Die detaillierte Berechnungsmethodik des Ausgleichsenergiepreises wird in Form einer Modellbeschreibung auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB veröffentlicht. Diese Beschreibung wird zukünftig um die hier zur Konsultation stehende überarbeitete Berechnung des Ausgleichsenergiepreises angepasst.

Die ÜNB veröffentlichen den betrieblichen Saldo⁴ des deutschen Netzregelverbundes in viertelstündlicher Auflösung. Diese Veröffentlichung erfolgt dabei wie bisher spätestens 15

⁴ Veröffentlichung gemäß Tenorziffer 10 lit. d des Beschlusses BK6-15-158.

Minuten nach Ablauf jeder Viertelstunde. Im Rahmen dieser Veröffentlichung, werden diejenigen Viertelstunden gekennzeichnet, in denen der Saldo des deutschen Netzregelverbundes einen Wert von mehr als 80 % der dimensionierten Regelleistung in der entsprechenden Richtung ausweist. Bisher bezog sich die Kennzeichnung auf die kontrahierte Regelleistung - mit der Neuausgestaltung der Knappheitskomponente nimmt diese AEP-Komponente und somit auch die Kennzeichnung des NRV-Saldos jedoch zukünftig Bezug auf die dimensionierte Regelleistung.

In Zukunft veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber die Zwischenergebnisse der drei Module der AEP-Ermittlung als Viertelstundenwerte. Die Veröffentlichung erfolgt zukünftig in der Regel bis zum achten auf den Erfüllungstag folgenden Werktag, spätestens aber zusammen mit der Veröffentlichung des reBAP (spätestens am 20. Werktag des Folgemonats). Werktage sind gemäß der jeweils gültigen Festlegung der Bundesnetzagentur der Marktregeln zur Bilanzkreisabrechnung Strom definiert. Die Zwischenergebnisse der AEP-Ermittlung umfassen den AEP 1 (der hier konsultierte Preis für Regularbeit der relevanten Abrufrichtung unter Berücksichtigung der Mindest- bzw. Höchstpreise), den AEP 2 (Börsenpreiskopplung⁵) und den AEP 3 (Knappheitskomponente⁶). Ebenfalls und mit gleicher Fristigkeit veröffentlicht wird der abrechnungsrelevante Saldo des deutschen NRVs.

Die hier genannten Veröffentlichungen finden auf der gemeinsamen Internetplattform der ÜNB www.regelleistung.net statt. Um bezüglich der Veröffentlichungsplattform zukünftige Entwicklungen abzubilden, ist im Antrag vorgesehen die Marktteilnehmer über eine Änderung der Veröffentlichungsplattform mit einer Vorlaufzeit von mindestens einem Monat anzukündigen.

6 Saldo des deutschen Netzregelverbunds

Der Saldo des deutschen Netzregelverbundes (NRV-Saldo) ist eine der Eingangsgrößen der reBAP-Bestimmung. Sowohl das Vorzeichen des NRV-Saldos (so beispielsweise bei der Bestimmung der abrufrichtungsscharfen, produktspezifischen Preise für Regularbeit) als auch der Wert des NRV-Saldos (so beispielsweise bei der Bestimmung des AEP 3 im Rahmen der Knappheitskomponente) spielen hierbei eine Rolle.

⁵ Gemäß Genehmigung BK6-19-552.

⁶ Gemäß der mit Beschluss BK6-20-345 genehmigten Fassung: Die Genehmigung des Antrags der ÜNB zur Knappheitskomponente vom 14.12.2020 stand zum Zeitpunkt der vorliegenden Konsultationsfassung noch aus.

Gemäß Tenorziffer 11 des Beschluss BK6-15-158 sind die ÜNB verpflichtet, den Zusammenhang zwischen dem NRV-Saldo und den für den Bilanzausgleich eingesetzten Maßnahmen mittels einer mathematischen Formel darzustellen und zu erläutern. Dies erfolgt aktuell in Kapitel 2 des Dokuments „Datencenter der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ (veröffentlicht unter www.regelleistung.net).

Darüber hinaus macht Artikel 8 ISHM Vorgaben zu den im Rahmen der Ermittlung des NRV-Saldos zu berücksichtigenden Komponenten. Hierbei werden sowohl die Volumina gemäß Artikel 9 (5) ISHM zur Berücksichtigung vorgegeben, sowie weitere mögliche Komponenten in Artikel 8 (1) genannt. Die aktuelle Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos hält diese Vorgaben des ISHM ein.

Die ÜNB beabsichtigen allerdings die aktuelle Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos anzupassen. Insbesondere planen die ÜNB zukünftig auch die Mengen des ungewollten Austausches (Artikel 8 (1a) ISHM) und der Primärregelleistung (Artikel 8 (1c) ISHM) zu berücksichtigen. Die Berücksichtigung dieser Mengen im deutschen NRV-Saldo bewerten die ÜNB als sachgerecht, sofern diese zum Ausgleich von Ungleichgewichten im deutschen NRV notwendig waren bzw. erbracht wurden.

Durch die Berücksichtigung beider Mengen im NRV-Saldo werden

- sowohl ungewollter Austausch mit dem Ausland als auch PRL-Erbringungen in Deutschland im Saldo des deutschen NRV berücksichtigt, sofern diese ein Ungleichgewicht im NRV beheben.
- PRL-Erbringungen in Deutschland, die als ungewollter Austausch mit dem Ausland ausgetauscht werden (und somit Ungleichgewichte in anderen Ländern beheben), nicht im Saldo des NRV berücksichtigt.

Die ÜNB werden die beschriebene Anpassung der Bestimmungsvorschrift des NRV-Saldos im Rahmen des oben genannten Dokuments „Datencenter der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ einarbeiten und mit Nennung des Umsetzungsdatums rechtzeitig vor der Umsetzung veröffentlichen.

7 Vorschlag zum Umsetzungszeitraum

Die ÜNB planen die vorliegend zur Konsultation stehende, überarbeitete AEP-Berechnung Ende Juni 2021 bei der BNetzA zur Genehmigung einzureichen. Die ÜNB streben eine Implementierung frühestens einen Monat nach der Genehmigung des Antrags durch die BNetzA und möglichst zeitgleich, spätestens aber mit dem Beitritt der deutschen ÜNB zu der Plattform gemäß Artikel 21 EB-VO (PICASSO) an.