

## **Chancen und Potenziale der Windkraft im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts**

**Vorschläge zur Weiterentwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts**

## Inhalt

|  |    |
|--|----|
| <b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....   | 2  |
| <b>1 HINTERGRUND</b> .....   | 4  |
| <b>2 REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEMARKT IM ÜBERBLICK</b> .....                | 6  |
| 2.1 GRUNDLAGEN UND BEGRIFFLICHKEITEN.....                                    | 6  |
| 2.2 BESCHAFFUNG UND KOSTENVERRECHNUNG REGELRESERVE .....                     | 8  |
| 2.3 ZAHLEN UND DATEN .....   | 11 |
| 2.4 AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNG DER ÖKOSTROMBILANZGRUPPE FÜR WINDKRAFT ..... | 15 |
| <b>3 REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEMARKT IM UMBRUCH</b> .....                  | 18 |
| 3.1 AUSGLEICHSENERGIEPREISMODELL NEU .....                                   | 18 |
| 3.2 REGELRESERVEMARKT –KURZFRISTIGER UND GRENZÜBERSCHREITEND.....            | 22 |
| <b>4 EIN REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEMARKT FÜR 100% ERNEUERBARE</b> .....    | 24 |
| 4.1 SCHRITTWEISE WEITERENTWICKLUNG DES AUSGLEICHSENERGIEPREISMODELLS.....    | 24 |
| 4.2 VERURSACHERGERECHTE RÜCKFÜHRUNG VON MEHRERLÖSEN AUS AE-VERRECHNUNG.....  | 26 |
| 4.3 VERBLEIBENDE HÜRDEN FÜR WINDKRAFT IM REGELRESERVEMARKT BESEITIGEN.....   | 27 |
| <b>5 LITERATUR</b> .....   | 29 |

## Zusammenfassung

Um das Ziel einer Umstellung der österreichischen Stromversorgung bis 2030 auf 100% Strom aus erneuerbaren Energieträgern effizient erreichen zu können, muss neben einem langfristig stabilen Fördersystem insbesondere auch ein auf die übergeordneten energiepolitischen Ziele abgestimmter regulatorischer Rahmen geschaffen werden. Der Weiterentwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts kommt dabei aus Sicht der Windbranche eine besondere Bedeutung zu, da einerseits die Kosten für Ausgleichsenergie ein wesentliches wirtschaftliches Risiko für volatile Erzeugungstechnologien darstellen können. Andererseits können Windkraftanlagen als Anbieter von Regelleistung einen wichtigen Beitrag zum sicheren Netz- und Systembetrieb leisten. Damit die Potenziale der Windkraft im österreichischen Stromversorgungssystem zukünftig optimal genutzt werden können, muss die Ausgestaltung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts daher stärker vom Ziel her gedacht und auf ein zu 100% von erneuerbaren Energien geprägtes Gesamtsystem abgestimmt werden. Dabei sollten insbesondere auch Spielräume bei der nationalen Umsetzung der EU-Vorgaben so genutzt werden, dass der Ausbau der Windkraft und weiteren erneuerbaren Energien unterstützt und nicht behindert wird.

Mit dem vorliegenden Positionspapier möchte die IG Windkraft einen Beitrag zu den laufenden Diskussionen zur Weiterentwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts leisten und Vorschläge für eine aus Sicht der Windbranche zielführende Entwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts machen.

- Ähnlich zu Deutschland sollte die **Weiterentwicklung des „Ausgleichsenergiepreismodells neu“ schrittweise** und nur nach sorgfältiger Evaluierung der Datengrundlagen erfolgen.
- Bei der Ausgestaltung des „Ausgleichsenergiepreismodells neu“ sollte in einem ersten Schritt auf **künstliche Anreiz- und Knappheitsfunktionen verzichtet** werden, da diese weder von der *Electricity Balancing Guideline* zwingend gefordert werden noch durch historische Daten der APG-Regelzone als für die betriebliche Sicherheit notwendig erachtet werden können.
- Durch die Einführung eines Regularitätsmarkts für Sekundär- und Tertiärregelenergie wird es **am Regularitätsmarkt praktisch zu einer Preisbildung in Echtzeit** kommen, wodurch in Knappheitssituation hohe Arbeitspreise zu erwarten sind. Zusätzliche Anreiz- und Knappheitsaufschläge auf den Ausgleichsenergiepreis sind alleine deshalb schon nicht notwendig.
- Um die Liquidität im Intraday-Markt zu stärken und damit Bilanzgruppen einen kurzfristigen Ausgleich von Prognoseabweichungen besser zu ermöglichen, ist die Bereitstellung ausreichender **Informationen über das Delta-Regelzone und die Ausgleichsenergiepreise** in bzw. möglichst nahe an Echtzeit notwendig.
- Auf Grund der unklaren Rechtslage werden Mehrerlöse aus der Verrechnung der Ausgleichsenergiemengen an die Bilanzgruppen derzeit von der APG in einem Sonderkonto verwahrt. Bei der rechtskonformen Ausgestaltung sollte primär eine **verursachergerechte Rückführung der Mehrerlöse an die Bilanzgruppen** angestrebt werden.

- Die für November 2020 geplante Einführung des Regelarbeitsmarkts stellt eine wesentliche Verbesserung dar, um das systemdienliche Potenzial der Windkraft zur Bereitstellung negativer Regelernergie erschließen zu können. Daneben müssen jedoch auch die **Präqualifikationsbedingungen so weiterentwickelt werden**, dass die technologiespezifischen Eigenschaften fluktuierender erneuerbarer Energien einer Präqualifikation nicht a priori entgegenstehen. U. a. sollte Regelreservepools aus Wind- und/oder PV-Anlagen die Möglichkeit einer risikobasierten Angebotserstellung ohne Forderung nach einer 100%-igen Zuverlässigkeit zumindest für den zukünftigen Regelarbeitsmarkt gegeben werden.

## 1 Hintergrund

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien (EE) stellt sowohl auf europäischer als auch österreichischer Ebene einen wesentlichen Hebel zur notwendigen Senkung der Treibhausgasemissionen dar. Für den Stromsektor bedeutet dies langfristig eine nahezu vollständige Dekarbonisierung, d. h. einen Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung. Entsprechend ist auch im österreichischen Regierungsprogramm 2020-2024 [1] das Ziel einer Umstellung der Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Ökostrom bzw. Strom aus erneuerbaren Energieträgern festgehalten. Erreicht werden soll dies durch einen Zubau von rund 27 TWh Jahresstromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wobei das Regierungsprogramm als energieträgerspezifische Ausbauziele bis 2030 für Windkraft 10 TWh, für Photovoltaik 11 TWh, für Wasserkraft 5 TWh (mit einer am ökologischen Potential orientierten Aufteilung zwischen Klein- und Großwasserkraft) und für Biomasse 1 TWh nennt.

Während in den vergangenen 20 Jahren rd. 2.500 MW an Wasserkraftkapazitäten (davon 2.000 MW Pumpspeicherkraftwerke) und knapp 5.000 MW an Windkraft, Biomasse und Photovoltaik zugebaut wurden, müssten zur Erreichung der im Regierungsprogramm genannten Ausbauziele zwischen 2020 und 2030 etwa 1.200 MW an Wasserkraft (ohne Pumpspeicher), 5.000 MW an Windkraft- und 11.000 MW an PV-Leistung errichtet werden. Abbildung 1 zeigt hierzu die in Österreich in den Jahren 2000-2018 installierte Kraftwerksleistung sowie die auf Grundlage des aktuellen Regierungsprogramms bis 2030 mögliche Entwicklung der Erzeugungsleistung.<sup>1</sup>

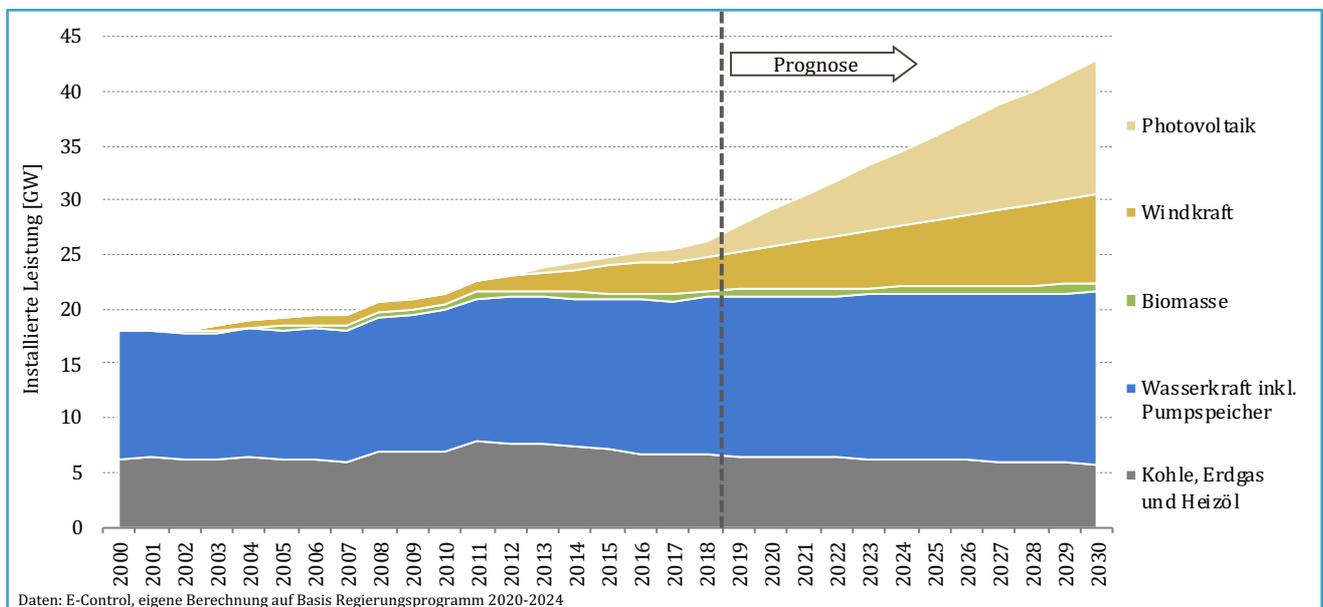


Abbildung 1: Historische und mögliche zukünftige Entwicklung der Kraftwerksleistung in Österreich bis 2030

<sup>1</sup> Auf Grund fehlender konkreter energiepolitischer Vorgaben zur weiteren Entwicklung fossiler Kraftwerkskapazitäten wird exemplarisch unterstellt, dass zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen die in Industrie- und Gaskraftwerken installierte Leistung bis 2030 nur geringfügig auf rd. 5.800 MW reduziert wird.

Bis 2030 könnte demnach die Windkraft einen Anteil von rd. 20% an der in Österreich installierten Erzeugungsleistung erreichen. Damit die Windkraft diese tragende Rolle innerhalb des österreichischen Erzeugungssystems zukünftig auch tatsächlich einnehmen kann, ist zum einen ein langfristig stabiles und für die Windanlagenbetreiber planbares Fördersystem notwendig. Zum anderen erfordert der zunehmende Anteil volatiler erneuerbarer Energien eine auf deren spezifische Erzeugungseigenschaften abgestimmte Entwicklung des regulatorischen Rahmens und Marktdesigns. Eine in diesem Zusammenhang wesentliche Rahmenbedingung ist die zukünftige Ausgestaltung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts. Während die Kosten für Ausgleichsenergie ein wesentliches wirtschaftliches Risiko für Windstrom vermarktende Bilanzgruppen darstellen, kann die Windkraft als Anbieter von Regelleistung grundsätzlich auch Systemdienstleistungen bereitstellen und damit einen wichtigen Beitrag zum sicheren Systembetrieb leisten.

Mit der *Electricity Balancing Guideline* hat die EU Ende 2017 die wesentlichen Randbedingungen für die Weiterentwicklung der europäischen Regelreservemärkte und damit auch des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts festgelegt. Erste Vorgaben, wie etwa die Änderung der Aufteilung der Kosten aus dem Regelreservemarkt zwischen Bilanzgruppen und Erzeugern, werden in Österreich bereits angewendet; weitere notwendige Änderungen im nationalen Regulierungsrahmen und Marktdesign sind in Vorbereitung. Dabei sollte der bestehende Spielraum bei der nationalen Ausgestaltung und Umsetzung der EU-Vorgaben so genutzt werden, dass der Ausbau der Windkraft und weiteren erneuerbaren Energien nicht unnötig behindert, sondern durch ein auf die technologiespezifischen Anforderungen erneuerbarer Energien abgestimmtes Marktdesign unterstützt wird.

Mit dem vorliegenden Positionspapier möchte die IG Windkraft einen Beitrag zu den laufenden Diskussionen zur Weiterentwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts leisten und Vorschläge für eine aus Sicht der Windbranche langfristig zielführende Entwicklung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts machen. Hierzu wird in Kapitel 2 einleitend ein Überblick über den aktuellen österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt gegeben. In Kapitel 3 werden wesentlich die Windkraft betreffende Entwicklungen im österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt dargestellt und im anschließenden Kapitel 4 die aus Sicht der Windbranche dabei zu berücksichtigenden Aspekte aufgezeigt. Abschließend werden in Kapitel 5 die Chancen und Potenziale der Windkraft für den österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt noch einmal kurz zusammengefasst.

## 2 Regel- und Ausgleichsenergiemarkt im Überblick

Nach einer Einführung in die wesentlichen Grundlagen und Begrifflichkeiten wird im folgenden Kapitel die Beschaffung und Kostenverrechnung der Regelreserve in Österreich dargestellt. Anschließend werden relevante Zahlen und Daten zum österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkt aufbereitet sowie die Ausgleichsenergieaufwendungen der Ökostrombilanzgruppe für Windkraft analysiert.

### 2.1 Grundlagen und Begrifflichkeiten

Versorgungssicherheit bildet neben der ökologischen Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit/Leistbarkeit als dritte Säule den Rahmen der österreichischen Klima- und Energiestrategie [2]. Im Kontext der elektrischen Energieversorgung kann Versorgungssicherheit dabei als die Möglichkeit der Verbraucher\*innen definiert werden, elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen, und zu kostenorientierten und transparenten Preisen [3]. Versorgungssicherheit bedeutet also, dass die national und international verfügbaren Kraftwerke und Netze jederzeit die Nachfrage decken können. Für eine sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung muss das System jedoch auch in der Lage sein, technische Grenzwerte im Normalbetrieb einzuhalten sowie Störungen im Systembetrieb zu vermeiden und dynamisch auf eintretende Fehler zu reagieren. Hierzu müssen Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen ergreifen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Diese für die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als **Systemdienstleistungen** bezeichnet. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die nach ihren Funktionen grundsätzlich in vier unterschiedliche Arten differenzierbaren Systemdienstleistungen.

**Tabelle 1: Einordnung von Systemdienstleistungen**

|                                    | Frequenzhaltung  | Spannungshaltung  | Versorgungswiederaufbau   | Betriebsführung   |
|------------------------------------|--|---|---|---|
| <b>Funktion</b>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Halten der Frequenz im zulässigen Bereich</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Halten der Spannung im zulässigen Bereich</li> <li>• Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wiederherstellung der Versorgung nach (Groß-)Störungen</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Koordination des Netz- und Systembetriebes</li> </ul>  |
| <b>Produkte / Maßnahmen</b>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Momentanreserve</li> <li>• Regelleistung</li> <li>• Abschaltbare Lasten</li> <li>• Frequenzabhängiger Lastabwurf</li> <li>• Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitstellung von Blindleistung</li> <li>• Spannungsbedingter Redispatch</li> <li>• Spannungsbedingter Lastabwurf</li> <li>• Bereitstellung von Kurzschlussleistung</li> <li>• Spannungsregelung</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung</li> <li>• Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last</li> <li>• Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanalyse, Monitoring</li> <li>• Engpassmanagement (u.a. Redispatch)</li> <li>• Einspeisemanagement</li> <li>• Koordination der Erbringung von SDL</li> <li>• Netzebenen übergreifend</li> </ul> |
| <b>Heutige Erbringer (Auswahl)</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke</li> <li>• Flexible steuerbare Lasten</li> <li>• Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen, BHKWs und steuerbaren Lasten)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Konventionelle Kraftwerke einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke</li> <li>• Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen)</li> <li>• EE-Anlagen</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzleitwarten in Verbindung mit schwarzstartfähigen konventionellen Kraftwerken einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken</li> </ul>                                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzleitwarten in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken einschl. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken</li> </ul>  |

Quelle: dena [4]

Auch wenn alle Formen der Systemdienstleistungen für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb erforderlich sind, stellt Regelleistung sicherlich eine der wesentlichen Systemdienstleistungen dar. Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (in Österreich Austrian Power Grid, APG) bei Wirkleistungsungleichgewichten zur Stabilisierung und Rückführung der Netzfrequenz auf den Sollwert von 50,00 Hz benötigt und stellt damit ein permanentes Gleichgewicht zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie innerhalb der jeweiligen Regelzone sicher. Ist eine Regelzone dabei überdeckt (d. h. die Summe der Einspeisungen ist größer als die Summe der Ausspeisungen) wird **negative Regelleistung** abgerufen und damit Regelenergie vom Übertragungsnetzbetreiber an die Anbieter geliefert, die hierzu entweder die Erzeugung eines Kraftwerks reduzieren oder den Verbrauch erhöhen. Umgekehrt wird bei einer Unterdeckung der Regelzone durch den Abruf **positiver Regelleistung** (d. h. Lieferung Regelenergie durch den Anbieter an den Übertragungsnetzbetreiber) die Einspeisung eines Kraftwerks erhöht bzw. die Stromaufnahme eines steuerbaren Verbrauchers reduziert. In Abhängigkeit von u. a. der Aktivierungszeit wird in Österreich zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden:<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Positive Tertiärregelleistung wird in Österreich auch als Ausfallreserve bezeichnet. In Deutschland wird Tertiärregelleistung als Minutenreserveleistung bezeichnet. Entsprechend des ENTSO-E Network Codes Load Frequency Control and Reserves (LFCR) entspricht die Primärregelleistung der "Frequency Containment Reserve" (FCR), die Sekundärregelleistung der "automatic Frequency Restoration Reserve" (aFRR) und die Tertiärregelleistung der "manual Frequency Restoration Reserve" (mFRR).

- **Primärregelleistung (PRL):** Aufgabe der Primärregelung ist die schnelle Stabilisierung der Netzfrequenz bei Auftreten von Leistungsungleichgewichten als Gemeinschaftsaufgabe aller systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber des ENTSO-E Synchronverbundes Continental Europe. Die PRL muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und mindestens für 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Im Gegensatz zur Sekundär- und Tertiärregelleistung, die im Verantwortungsbereich der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber liegen, wird die PRL gemeinschaftlich im Synchronverbund vorgehalten (derzeit 3.000 MW). Der Anteil der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber bestimmt sich dabei aus der jährlichen Erzeugung in der jeweiligen Regelzone im Verhältnis zur Gesamterzeugung im Synchronverbund.
- **Sekundärregelleistung (SRL):** Die Sekundärregelung wirkt je Regelzone von zentraler Stelle automatisch durch die kontinuierliche Vorgabe eines Leistungssollwertes des Sekundärreglers an den Anbieter (einzelnes Kraftwerk oder Pool). Aufgabe der Sekundärregelung ist die Rückführung der Übergabeleistungen zwischen den einzelnen Regelzonen auf die vereinbarten Werte und damit Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert. Somit wird auch gewährleistet, dass die aktivierte PRL wieder zur Verfügung steht. Die SRL muss spätestens nach 30 Sekunden einsetzen und innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.
- **Tertiärregelleistung (TRL):** Die Aktivierung von TRL erfolgt durch manuelle oder automatisierte Eingriffe in die Kraftwerkserzeugung – der Abruf bei den Anbietern durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt in Österreich und Deutschland jedoch automatisiert. Aufgabe der Tertiärregelung ist die Bereitstellung einer ausreichenden gesamten Leistungsreserve sowie ein Beitrag zur Wiederherstellung der Sekundärregelreserve. Sie muss innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe verfügbar sein.

## 2.2 Beschaffung und Kostenverrechnung Regelreserve

Seit 2012 werden in Österreich alle Regelleistungsprodukte marktbasiert über ein Ausschreibungsverfahren durch die APG beschafft. Die Vergütung erfolgt anhand eines **Leistungspreises** (für Vorhaltung) und – mit Ausnahme von Primärregelleistung – eines **Arbeitspreises** (bei Abruf für erbrachte Energiemengen). Der potenzielle Anbieterkreis von Regelleistung ist grundsätzlich sehr vielschichtig und hat sich in den vergangenen Jahren auch deutlich erweitert. Neben fossilen Kraftwerken und Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerken als klassische Anbieter wird Regelleistung heute u. a. von Batteriespeichern, Industriebetrieben mit steuerbaren Lasten (bspw. Elektroöfen in der Eisen- und Stahlerzeugung, Aluminium- und Chlorelektrolyse), Power-to-Heat-Anlagen und im Einzelfall Windparks bereitgestellt. Daneben wird Regelleistung aber auch zunehmend aus sog. virtuellen Kraftwerken erbracht, in denen zur Erreichung der für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erforderlichen Mindestlosgröße von 1 MW kleinere Anlagen von Aggregatoren gepoolt und gemeinsam vermarktet werden.

Anbieter von Regelleistung bzw. Technische Einheiten (TE) müssen eine **Präqualifikation (PQ)** für jede Regelleistungsart durchlaufen, um die Erfüllung der technischen Kriterien für die Erbringung von Regelleistung nachzuweisen. Die PQ-Anforderungen werden dabei von der APG in Abstimmung

mit den Marktakteuren und der E-Control erarbeitet und kontinuierlich weiterentwickelt. Zusätzlich zur erfolgreichen Präqualifikation muss ein Rahmenvertrag mit der APG abgeschlossen werden, in dem die Beziehungen zwischen den Anbietern von Regelleistung und der APG als Regelzonenführer geregelt werden.

Bis Ende 2018 wurden die Kosten aus dem Regelreservemarkt zwischen Erzeugern (**Entgelt für Primärregelung** bzw. **Systemdienstleistungsentgelt**) und Bilanzgruppen (**Ausgleichsenergiepreise**) anhand der „78/22“-Systematik aufgeteilt und die viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise über die sog. Trichterformel bestimmt. Seit 1.1.2019 werden die Regelenergiekosten (inkl. Kosten für Imbalance Netting und ungewollter Austausch) durch die Austrian Power Clearing & Settlement AG (APCS) in ihrer Funktion als Verrechnungsstelle in der Regelzone APG über das „Ausgleichsenergiepreismodell neu“ (AEP-Modell neu, [5]) an die Bilanzgruppen verrechnet. Demgegenüber werden die Regelleistungskosten vollständig über das Systemdienstleistungsentgelt an Erzeugungsanlagen über 5 MW Engpasseleistung gewälzt. Eine Ausnahme stellen die Vorhaltekosten der Tertiärregelung (TRL) dar, die über einen sog. **zusätzlichen Ausgleichsmechanismus** (ZAM)<sup>3</sup> an die Bilanzgruppen entsprechend ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsumsätze verrechnet werden (Abbildung 2).

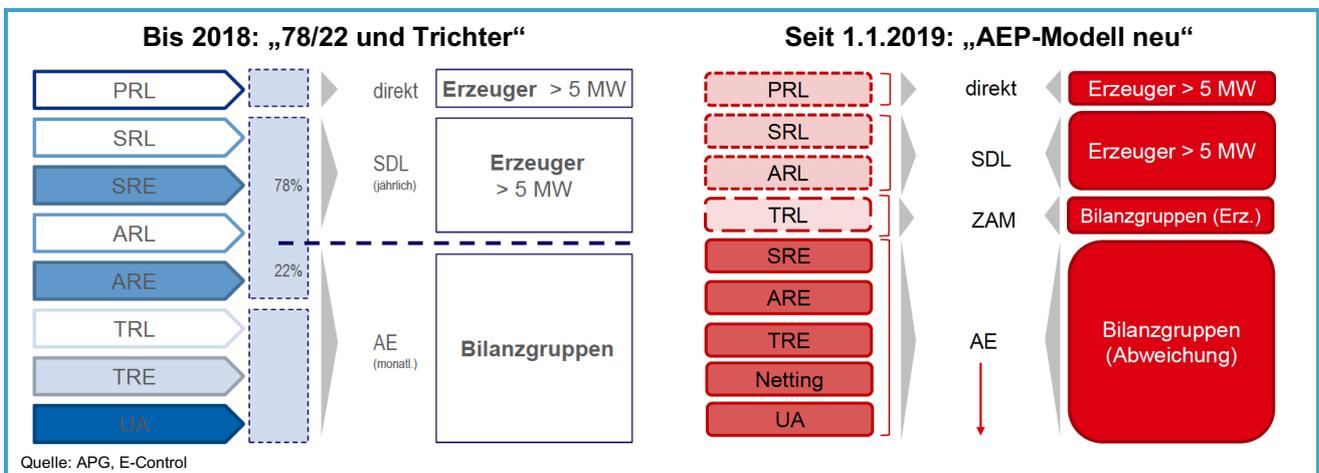


Abbildung 2: Entwicklungspfad österreichisches Ausgleichsenergiepreismodell

Die neue Ausgleichsenergiepreisformel beinhaltet neben der Mindestanforderung der EB Guideline, dass der der Ausgleichsenergiepreis dem Preis der aktivierten Regelenergie entsprechen muss, auch eine Referenz zum EPEX Day Ahead- und Intraday-Strompreis, um den Echtzeitwert der Energie im AE-Preis widerspiegeln zu können. Dabei bestimmt der höhere Preis (also Preis der aktivierten Regelenergie oder Börsenstrompreis) den Ausgleichsenergiepreis. Dadurch soll sichergestellt werden, dass Bilanzgruppen nicht gegen den Ausgleichsenergiepreis spekulieren und sich dadurch potenziell systemgefährdend verhalten. Allerdings stellt das aktuelle

<sup>3</sup> Die EB Guideline sieht in Artikel 44 (3) einen ZAM zur Verrechnung von Beschaffungskosten für Regelleistung, [...] Verwaltungskosten und sonstiger durch den Systemausgleich bedingter Kosten vor. Das Ergebnis des ZAM ist an Bilanzgruppen, getrennt von der Ausgleichsenergieverrechnung, zu verrechnen. Der ZAM wird in Österreich an die Bilanzgruppen auf Basis ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsumsätze verrechnet.

Ausgleichsenergiepreismodell nur ein Übergangsmodell dar, das bis Ende 2020 in ein finales Zielmodell übergeführt werden soll (vgl. Abschnitt 3.1 [Ausgleichsenergiepreismodell neu](#)).

Eine Besonderheit der neuen EB Guideline-konformen Ausgleichsenergiepreisformel ist der Umstand, dass eine Kostendeckung nicht mehr zwingend gegeben ist, d. h. es können gegenüber den aus dem Regelreservemarkt über den Ausgleichenergiemarkt zu verrechnenden Kostenanteilen Mehr- oder Mindereinnahmen entstehen. Mehrerlöse resultieren, da in die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise nicht die „Preise“ der günstiger beschafften Imbalance Netting-Volumina, sondern nur die Preise der für Österreich aktivierten Regelenergie einfließen. Mindererlöse ergeben sich demgegenüber bei einem Abruf von positiver und negativer Regelleistung innerhalb einer Viertelstunde, da dann nur der Preis der überwiegenden Abrufrichtung den Ausgleichsenergiepreis bestimmt. Aktuell besteht jedoch keine Bestimmung oder gesetzliche Regelung zur Verwendung von Mehreinnahmen bzw. Verrechnung von Mindereinnahmen. Daher werden auf Empfehlung der E-Control die Mehr-/Mindererlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung bis zur rechtlichen Festlegung im Rahmen einer EIWOG -Novelle in einem **Sonderkonto** verwahrt.

#### **Fact Box: Regel- vs. Ausgleichsenergie**

Als Regelzonenführer ist die APG für den sicheren und stabilen Betrieb der Regelzone Österreich und damit des österreichischen Stromversorgungssystems verantwortlich. Innerhalb der Regelzone Österreich – bzw. grundsätzlich in allen Regelzonen des europäischen Verbundsystems – muss jeder Verbraucher und Einspeiser einer sog. Bilanzgruppe (in Deutschland synonym als Bilanzkreis bezeichnet) zugeordnet werden. Bilanzgruppen sind virtuelle Gebilde, für die der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV; bspw. Stromhändler oder Stromvertrieb) sicherstellen muss, dass zwischen Einspeisungen und Entnahmen im ¼-Stundenraster ein Gleichgewicht besteht. Durch die Einrichtung von Bilanzgruppen wird somit die Möglichkeit geschaffen, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen über mehrere physische Netzpunkte zu saldieren und diese dadurch zu minimieren.

Kann ein BGV innerhalb der Bilanzierungseinheit von einer Viertelstunde entgegen den am Vortag abzugebenden Fahrplänen kein Gleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisungen erzielen (bspw. auf Grund von Lastprognosefehlern oder Kraftwerksausfällen) bzw. ist der BGV nicht in der Lage durch untertägige Handelsgeschäfte oder eine Optimierung der eigenen Erzeugungsanlagen diese Abweichungen auszugleichen, werden Ungleichgewichte durch den Bezug oder die Lieferung von Ausgleichsenergie abgedeckt. Eine Bilanzgruppe bezieht dabei Ausgleichsenergie, wenn das Saldo aus Ein- und Ausspeisungen negativ ist, d. h. die Bilanzgruppe ist unterdeckt. Ist die Bilanzgruppe hingegen überdeckt (d. h. positives Saldo aus Ein- und Ausspeisungen) wird Ausgleichsenergie aus Sicht der Bilanzgruppe an den Regelzonenführer geliefert.

Ausgleichsenergie wird dabei primär zwischen den Bilanzgruppen untereinander ausgetauscht (bilanzieller Ausgleich). Ist die Regelzone jedoch insgesamt nicht ausgeglichen, müssen die verbleibenden Ungleichgewichte vom Regelzonenführer durch den Bezug oder die Lieferung von Regelenergie bzw. über das sog. Imbalance Netting von Ungleichgewichten mit anderen Regelzonen ausgeglichen werden (physikalischer Ausgleich). Regelenergie stellt damit im Gegensatz zur bilanziellen Ausgleichsenergie die physikalisch gelieferte oder bezogene Energiemenge von

technischen Einheiten (in der Regel Kraftwerke und Pumpspeicher, zunehmend aber auch steuerbare Verbraucher) dar.

### 2.3 Zahlen und Daten

Die in Österreich ausgeschriebene Primärregelleistung wird pro-rata aus a) dem Anteil der jährlichen Stromerzeugung in der Regelzone der APG an der Stromerzeugung im synchronen Netzverbund der Regional Group Central Europe (RGCE) und b) der gesamten in der RGCE vorgehaltenen Primärregelleistung von  $\pm 3.000$  MW abgeleitet und liegt für das Jahr 2020 bei  $\pm 68$  MW. Die vorgehaltene Menge an Sekundär- und Tertiärregelleistung wird demgegenüber auf Basis des *Operation Handbook* der ENTSO-E ermittelt<sup>4</sup>, das verschiedene Möglichkeiten zur Bestimmung des Sekundär- und Tertiärregelleistungsbedarfs enthält. APG bestimmt den Sekundär- und Tertiärregelleistungsbedarf dabei anhand der Methode "Largest Generation Unit or Power Infeed", d. h. unter der Annahme eines Ausfalls der größten Erzeugungseinheit in Österreich. Die Sekundärregelleistung ( $\pm 200$  MW) gleicht Schwankungen der Last und Erzeugung unter normalen Bedingungen aus. Im Falle eines ungeplanten Ausfalls einer größeren Erzeugungseinheit bzw. einem bei vollständigem Abruf der Sekundärregelleistung verbleibenden Ungleichgewichts der Regelzone unterstützt die Tertiärregelleistung (+280/-195 MW) die Sekundärregelleistung. In Tabelle 2 ist der ausgeschriebene Bedarf an Regelleistung in Österreich zusammenfassend dargestellt, wobei zusätzlich auch der Regelleistungsbedarf der deutschen Übertragungsnetzbetreiber angeführt ist, da einzelne Kraftwerksbetreiber im Westen Österreichs seit Jahrzehnten (auch) am deutschen Regelenergiemarkt aktiv sind.

**Tabelle 2: Ausgeschriebener Regelleistungsbedarf in Österreich und Deutschland**

| Bezeichnung            | Nomenklatur Network Code                       | Österreich   | Deutschland*     |
|------------------------|--|--------------|------------------|
| Primärregelleistung    | Frequency Containment Reserve (FCR)            | $\pm 68$ MW  | $\pm 603$ MW     |
| Sekundärregelleistung  | automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) | $\pm 200$ MW | +2.380/-2.260 MW |
| Tertiärregelleistung** | manuel Frequency Restoration Reserve (mFRR)    | +280/-195 MW | +1.240/-730 MW   |

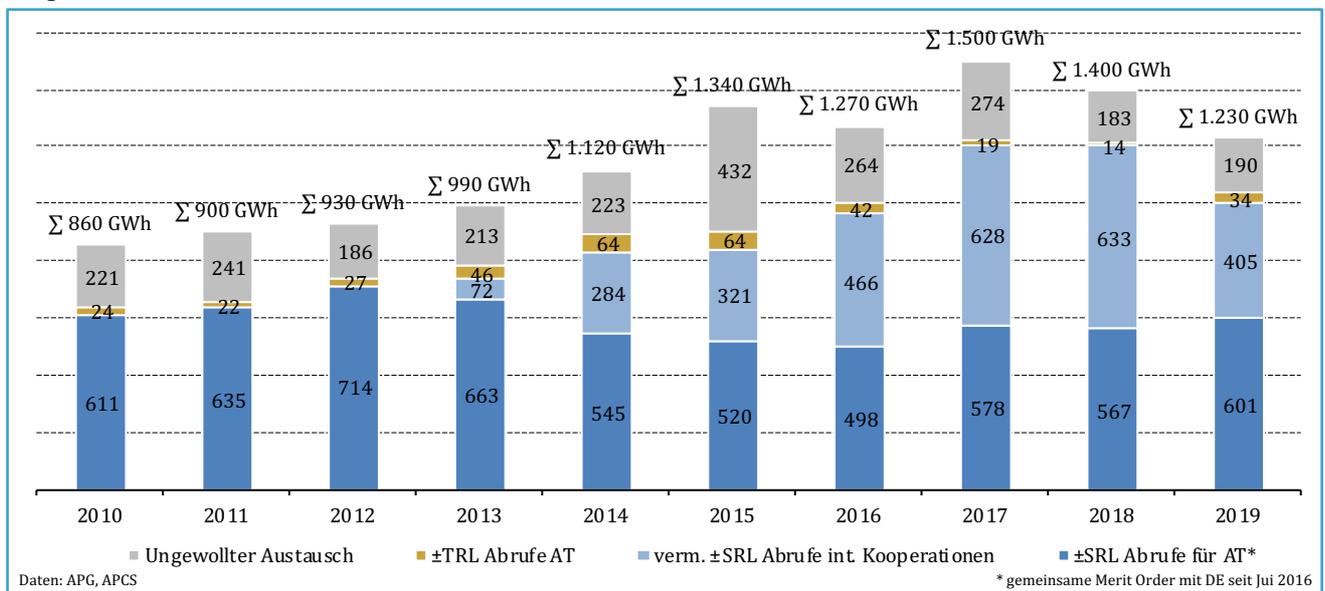
Quelle: APG, regelleistung.net (Stand April 2020); \* Mittelwert für Erbringungszeitraum 22.-29.04.2020, \*\* in Deutschland Minutenreserve

Als Sicherheitsreserve für einen stabilen Netzbetrieb muss die benötigte Regelleistung von den Anbietern dabei permanent vorgehalten werden, auch wenn im operativen Netzbetrieb nur selten ein vollständiger Abruf der gesamten ausgeschriebenen Regelleistung erfolgt. Auch ist durch den Ausbau der grenzüberschreitenden Kooperationen zur Beschaffung und zum Einsatz von Regelleistung zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern der Abruf von Regelleistung innerhalb der APG-Regelzone in den vergangenen Jahren kontinuierlich zurückgegangen. So wird bspw. im Rahmen des internationalen Netzregelverbunds (IGCC, International Grid Control Cooperation sowie dem PreNetting zwischen dem österreichischen und deutschen Regelblock) der gegenläufige Abruf

<sup>4</sup> Vgl. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf)

von Sekundärregelleistung vermieden, indem gegenläufige Ungleichgewichte vor einem Abruf von Regelleistung ausgeglichen werden (sog. Imbalance Netting). Zusätzlich wird der Abruf von Sekundärregelleistung in Deutschland und Österreich seit 2016 anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt und seit Februar 2020 erfolgt eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung.

Abbildung 3 zeigt hierzu die Entwicklung der im österreichischen Regelreservemarkt zum Ausgleich der Bilanzgruppenabweichungen in der APG-Regelzone benötigten Energiemengen (sog. Delta-Regelzone), differenziert nach der in Österreich abgerufenen Sekundär- und Tertiärregelleistung, der durch internationale Kooperationen in Österreich vermiedenen Abrufe an Sekundärregelenergie sowie des ungewollten Austausches der Regelzone APG mit benachbarten Regelzonen.



**Abbildung 3: Jährliche Energiemengen zum Ausgleich von Bilanzgruppenabweichungen in der APG-Regelzone**

Deutlich zu erkennen ist, dass der Ausgleichsbedarf in der APG-Regelzone nach einem deutlichen Anstieg zwischen 2010 und 2017 in den vergangenen beiden Jahren wieder gesunken ist. Gleichzeitig hat sich der Abruf von Sekundär- und Tertiärregelleistung in bzw. für Österreich in den letzten 10 Jahren kaum verändert, da der gestiegene Ausgleichsbedarf der APG-Regelzone durch ein Imbalance Netting mit anderen Regelzonen abgedeckt werden konnte. In Summe lag der Abruf an Regelenergie für Österreich im Jahr 2019 dadurch bei in Summe knapp 600 GWh an positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelenergie – dies entspricht weniger als 1% des gesamten österreichischen Jahresstromverbrauchs.

Insgesamt haben sich die Energiemengen im österreichischen Regelreservemarkt in den vergangenen Jahren dabei deutlich langsamer als die in Österreich erzeugten Windstrommengen entwickelt. Abbildung 4 zeigt dies anhand der auf die Energiemengen im Jahr 2010 bezogenen Entwicklung der Windstromerzeugung und des Delta-Regelzone zwischen 2010 und 2019.

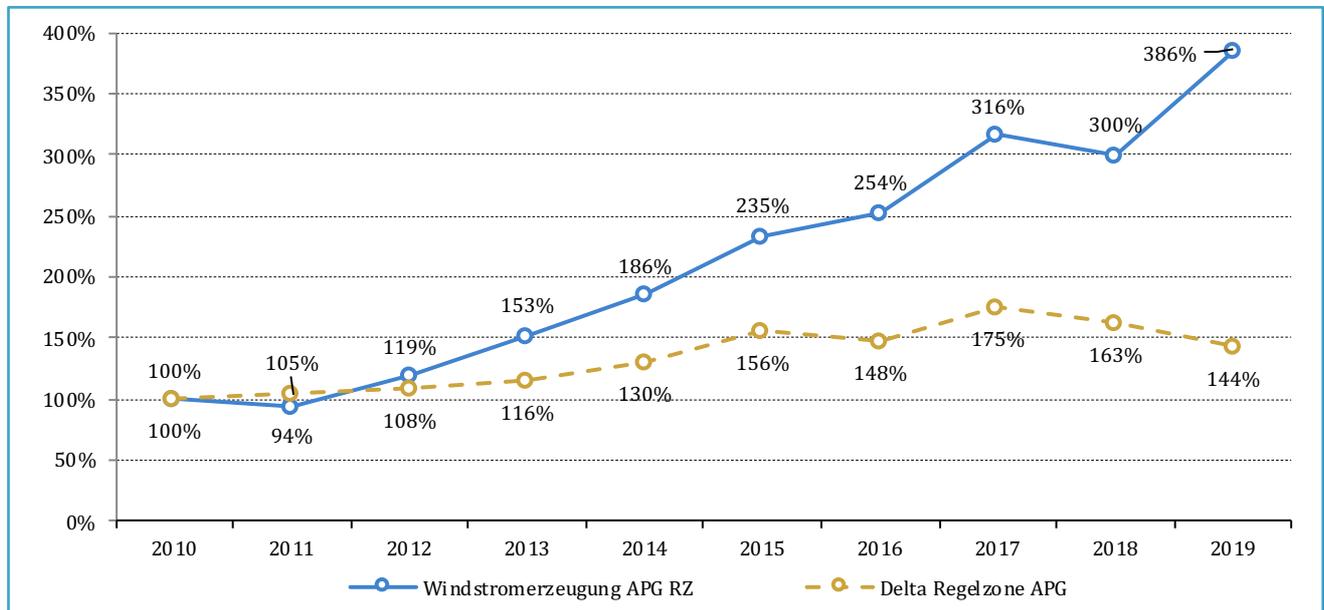


Abbildung 4: Relative Entwicklung Windstromerzeugung in Österreich und Delta-Regelzone (2010 = 100%)

Während die Windstromerzeugung in Österreich zwischen 2010 und 2019 um fast 400% zugenommen hat, ist das Delta-Regelzone im gleichen Zeitraum nur um etwa 45% angestiegen. Diese Entwicklung zeigt auch, dass die Windbilanzgruppen bei der Prognose und Vermarktung der Windstromerzeugung in den vergangenen Jahren deutliche Verbesserungen erzielen konnten und damit das weitere Wachstum der Windstromerzeugung in Österreich nicht zwingend einen Effekt auf den Ausgleichsbedarf der APG-Regelzone haben muss.

Der Ausbau der internationalen Kooperationen bei der Beschaffung und beim Abruf von Regelleistung hat in den vergangenen Jahren nicht nur einen Rückgang der in bzw. für Österreich abgerufenen Regelenergiemengen, sondern insbesondere auch der daraus resultierenden Gesamtkosten bewirkt (Abbildung 5). Insgesamt lagen die Kosten im österreichischen Regelreservemarkt im Jahr 2019 bei rd. 53 Mio. € und damit bei knapp einem Viertel der in 2014 erreichten höchsten Jahreskosten von über 200 Mio. €.

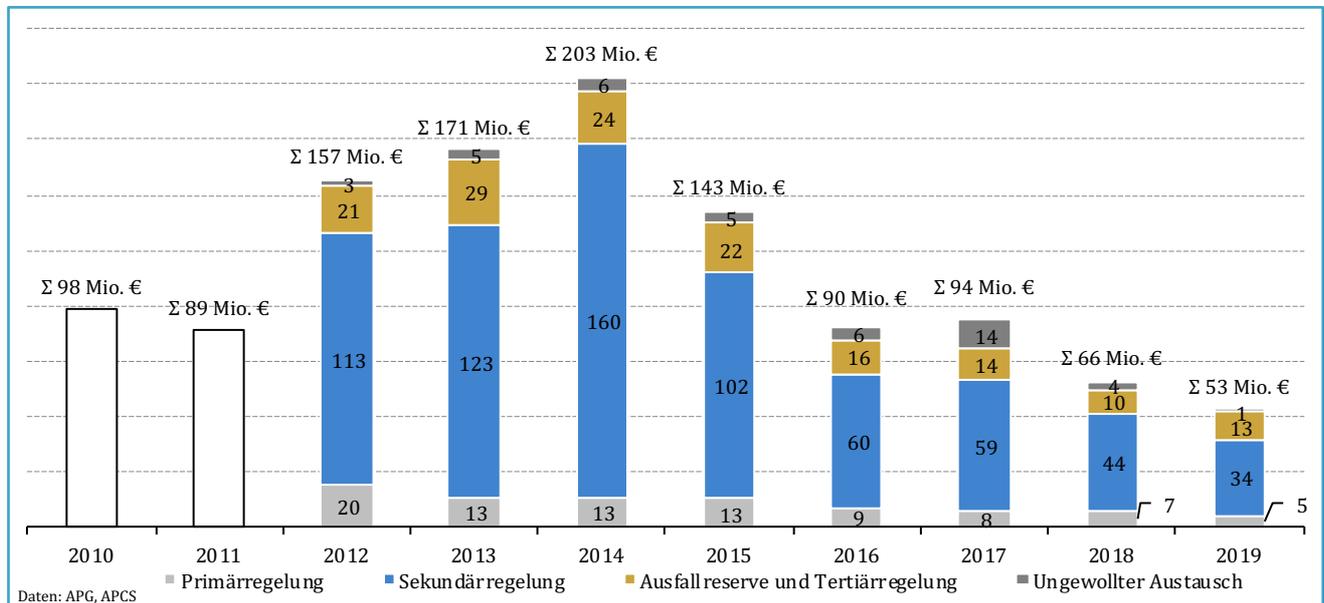


Abbildung 5: Entwicklung der jährlichen Kosten im österreichischen Regelreservemarkt

Durch die mit 1.1.2019 geänderte Allokation der Kosten aus dem Regelreservemarkt zwischen Erzeugern über 5 MW Engpassleistung (Entgelt für Primärregelung und Systemdienstleistungsentgelt) und Bilanzgruppen (Ausgleichsenergie und sog. Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus, ZAM) weicht die Kostenentwicklung aus Sicht der Bilanzgruppen jedoch von der Entwicklung der Gesamtkosten im Regelreservemarkt deutlich ab.<sup>5</sup> Abbildung 6 zeigt hierzu die Allokation der Gesamtkosten im österreichischen Regelreservemarkt zwischen Erzeugern und Bilanzgruppen in den Jahren 2012 bis 2019.

<sup>5</sup> Im Gegensatz zur geänderten Allokation der Kosten aus dem Regelreservemarkt führte die zwischenzeitliche Einführung des sog. Mischpreisverfahrens im Oktober 2018 zu einer „Verschiebung“ der Kosten aus den über den Ausgleichsenergiemarkt gewälzten SRL-Arbeitskosten hin zu den über das Systemdienstleistungsentgelt gewälzten SRL-Leistungskosten. Dadurch kam es zu einer Abschwächung der dargestellten Effekte des angepassten Ausgleichsenergiemodells. Durch das Mischpreisverfahren wurde der Zuschlagsmechanismus bei der Ausschreibung der Regelleistung von einer Vergabe nach Leistungspreis auf eine Vergabe nach Leistungs- und Arbeitspreis (sog. Mischpreis) geändert. Im Ergebnis führte diese Anpassung zu deutlichen Veränderungen in den Gebotsstrategien der Anbieter mit zum Teil sehr hohen Leistungspreisen und tendenziell niedrigeren Arbeitspreisen. Auf Grund des Einspruchs eines deutschen Marktteilnehmers wurde das Mischpreisverfahren am 22. Juli 2019 für ungültig erklärt und durch das ursprünglich angewendete Zuschlagsverfahren nach Leistungspreis ersetzt (vgl. u. a. <https://blog.energybrainpool.com/regelenergiemarkt-im-umbruch-ii-von-preisspitzen-zum-mischpreisverfahren/>).

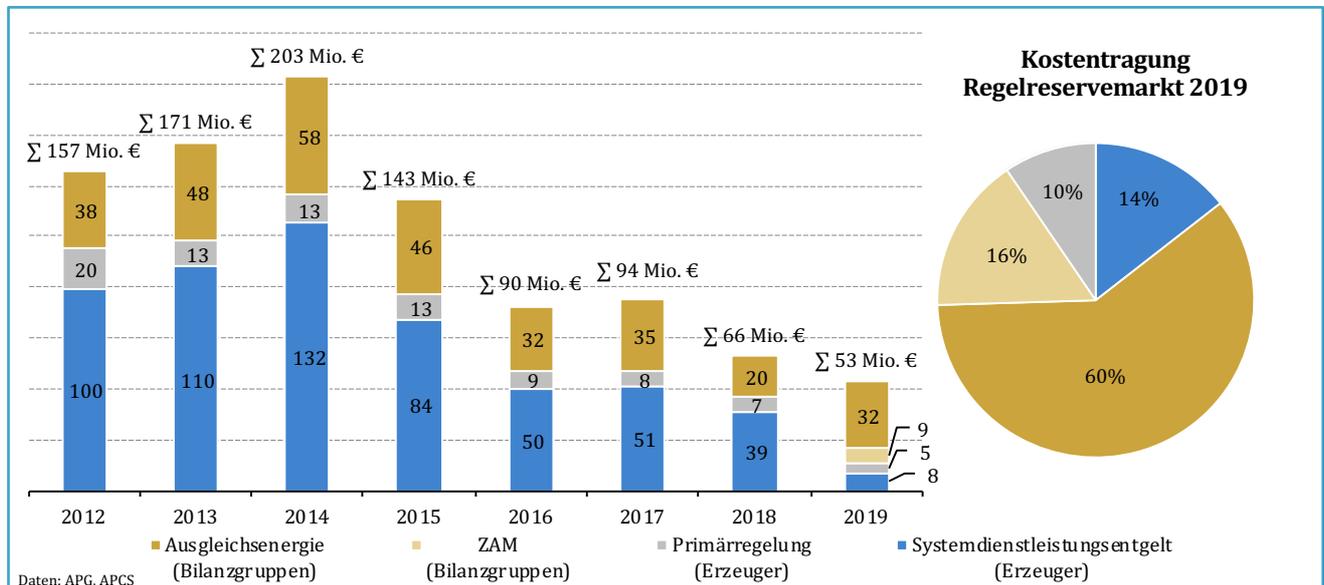


Abbildung 6: Allokation der jährlichen Gesamtkosten im österreichischen Regelreservemarkt zwischen Erzeugern und Bilanzgruppen

Während 2018 rd. 20 Mio.€ aus dem Regelreservemarkt über den Ausgleichsenergiemarkt auf die Bilanzgruppen gewälzt wurden, lag der 2019 von den Bilanzgruppen zu tragende Anteil an den Gesamtkosten des Regelreservemarkts bei über 41 Mio. €. Im Gegenzug sanken von 2018 auf 2019 die über das Entgelt für Primärregelung und Systemdienstleistungsentgelt von den Erzeugern über 5 MW Engpassleistung zu tragenden Kostenanteile von 46 auf 13 Mio. €.

## 2.4 Ausgleichsenergieaufwendung der Ökostrombilanzgruppe für Windkraft

Als Verantwortliche der Ökostrombilanzgruppe übernimmt die Abwicklungsstelle für Ökostrom (OeMAG) die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen aus der Ökostrombilanzgruppe. Einspeisungen stellen die bei den Ökostromanlagenbetreibern erfassten Erzeugungsmengen dar. Die Ausspeisungen erfolgen in Form von am Vortag auf Basis von Einspeiseprognosen ermittelten aliquoten Fahrplänen an die Letztverbraucher versorgenden Bilanzgruppen unter Berücksichtigung zusätzlicher Intraday-Handelsgeschäfte durch den Dienstleister APG. Die Differenz zwischen den zur Reduzierung der Ausgleichsenergiemengen untertäglich angepassten Einspeiseprognosen und der ex post bekannten tatsächlichen Ökostromerzeugung wird durch den Bezug (Prognose > tatsächliche Erzeugung) oder die Lieferung (Prognose < tatsächliche Erzeugung) von Ausgleichsenergie ausgeglichen.

Von der OeMAG werden die Ausgleichsenergiemengen vierteljährlich für die gesamte Ökostrombilanzgruppe veröffentlicht [6]. Der Anteil der Windkraft an den gesamten Ausgleichsenergiemengen wird jedoch durch die E-Control in ihren jährlich gemäß Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zu erstellenden Gutachten bestimmt und liegt bspw. für das Jahr 2019 bei 86,43% [7]. Werden die dadurch ermittelten Ausgleichsenergiemengen auf die von der OeMAG vermarkteten Windstrommengen bezogen, können die in der linken Grafik von Abbildung 7 dargestellten spezifischen Ausgleichsenergiemengen der Ökostrombilanzgruppe für Windkraft abgeleitet werden.

Bis 2014 lagen diese in einem Bereich von etwa 0,30 MWh-Ausgleichsenergie je MWh-Windstrom, jedoch konnten die spezifischen Ausgleichsenergiemengen seit Einführung der Intraday-Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe durch APG als Dienstleister der OeMAG im Jahr 2015 kontinuierlich auf zuletzt 0,14 MWh-Ausgleichsenergie je MWh-Windstrom reduziert werden.

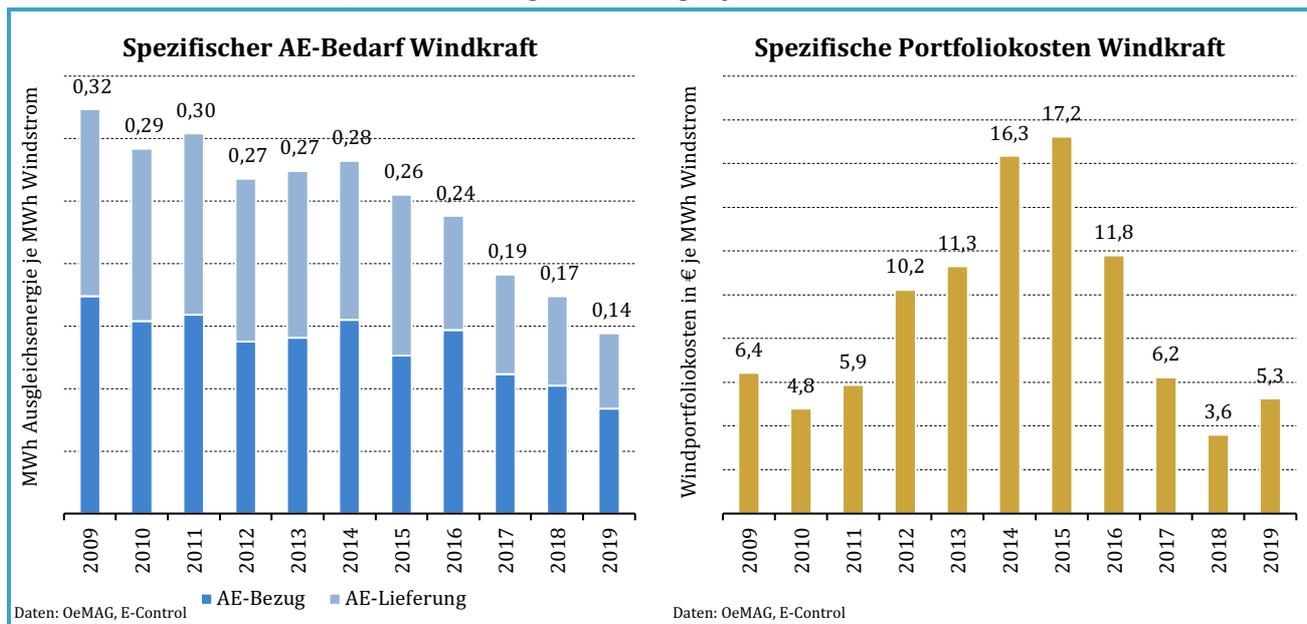


Abbildung 7: Spezifischer Ausgleichsenergiebedarf (links) sowie spezifische Portfoliokosten (rechts) der Ökostrombilanzgruppe für Windstrom

Neben den Kosten bzw. Erlösen für Ausgleichsenergie können bei der Bewirtschaftung der Ökostrombilanzgruppe Kosten bzw. Erlöse aus dem Intraday-Handel sowie Differenzen aus dem 1. und 2. Clearing entstehen. Zusätzlich sind zur Bewertung der gesamten Portfoliokosten die sog. Opportunitätskosten bzw. -erlöse zu berücksichtigen. Opportunitätserlöse entstehen, da bei einer Unterdeckung der Ökostrombilanzgruppe zwar Ausgleichsenergie bezogen bzw. Intraday Energie zugekauft wird, diese Energie jedoch im Rahmen der Day-Ahead- oder Intraday-Vermarktung verkauft wurde. Umgekehrt entstehen entgangene Vermarktungserlöse, wenn bei einer Überdeckung an die Ökostrombilanzgruppe Ausgleichsenergie geliefert bzw. Intraday Energie verkauft wird, diese Energie jedoch Day-Ahead nicht verkauft wurde und damit keine Vermarktungserlöse erzielt werden konnten.

In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die entgangenen Vermarktungserlöse auf Grund einer Untervermarktung innerhalb der von der E-Control jährlich erstellten Gutachten zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen im Gegensatz zu den Opportunitätserlöse aus einer Übervermarktung nicht berücksichtigt werden. Bei Vernachlässigung der entgangenen Vermarktungserlöse können die tatsächlichen Portfoliokosten jedoch deutlich unterschätzt werden. Dadurch unterscheiden sich auch die in der linken Grafik von Abbildung 7 dargestellten spezifischen Portfoliokosten der Ökostrombilanzgruppe für Windstrom von den in den Gutachten der E-Control ausgewiesenen spezifischen Ausgleichsenergiekosten. Nach einem Höchststand von 17,2 €/MWh im Jahr 2015 sind die Portfoliokosten für Windkraft in den vergangenen Jahren auf Grund des reduzierten Ausgleichsenergiebedarfs sowie der insgesamt

gesunkenen Ausgleichsenergiepreise auf einen Tiefststand von 3,6 €/MWh im Jahr 2018 gefallen. Demgegenüber sind die spezifischen Portfoliokosten für Windkraft im Jahr 2019 auf 5,3 €/MWh gestiegen. Hintergrund für diesen vergleichsweise deutlichen Anstieg ist zum einen das insgesamt gestiegene Preisniveau im österreichischen Ausgleichsenergiemarkt auf Grund der geänderten Wälzung der Kosten aus dem Regelreservemarkt. Zum anderen sind im 3. Quartal in einzelnen Stunden vergleichsweise hohe Prognoseabweichungen der Ökostrombilanzgruppe mit sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen und als Folge sehr hohen Ausgleichsenergiekosten zusammengefallen.

### 3 Regel- und Ausgleichsenergiemarkt im Umbruch

Mit der „Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätssystem“ (Electricity Balancing Guideline, EB Guideline) hat die EU die wesentlichen Randbedingungen für die Weiterentwicklung der europäischen Regelreservemärkte und damit auch des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts festgelegt.<sup>6</sup> Neben weitreichenden Vorgaben zur Einführung von Standardprodukten und Harmonisierungen in vielen Bereichen regelt die EB Guideline insbesondere auch die Einführung europäischer Plattformen zur grenzüberschreitenden Beschaffung und Aktivierung von Regelleistung. Daneben werden durch die EB Guideline Bestimmungen zur finanziellen Abrechnung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Regelreserveanbietern bzw. Übertragungsnetzbetreibern und Bilanzgruppenverantwortlichen (d. h. Ausgleichsenergie) festgelegt, die in einen nationalen Regulierungsrahmen übergeführt werden müssen. Entsprechend wurden bzw. werden in Österreich u. a. das Modell zur Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise (AEP) sowie die Bedingungen zur Beschaffung und zum Einsatz der Regelreserve angepasst. Die in diesem Zusammenhang aus Sicht der Windkraft besonders relevanten Aspekte sind im Folgenden Kapitel zusammenfassend dargestellt.

#### 3.1 Ausgleichsenergiepreismodell neu

Als grundsätzliche Anforderung der EB Guideline (insbes. Artikel 44 und 55) soll durch die Ausgleichsenergiepreise ein angemessenes wirtschaftliches Signal ausgesendet werden, das die herrschenden Bilanzkreisabweichungen widerspiegelt und dabei gleichzeitig verzerrende Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, Regelreserveanbieter und ÜNB vermeiden. Auch soll die Systematik Anreize für Bilanzkreisverantwortliche bieten, das Gleichgewicht aufrecht zu erhalten oder zur Wiederherstellung des Gleichgewichts im System aktiv beizutragen (sog. passive balancing). Mit dem seit 1. Jänner 2019 angewendeten „Ausgleichsenergiepreismodell neu“ (AEP-Modell neu, [5]) werden die Anforderungen der EB Guideline in Bezug auf die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise erfüllt. Auf die Einführung der optionalen Möglichkeit einer Anreizwirkung zum Bilanzgruppenausgleich durch einen zusätzlichen Preisaufschlag bei Knappheitssituationen (d. h. eine Art Trichterformel) wurde jedoch verzichtet. Die Weiterentwicklung des daher zum Teil auch als Übergangsmodell bezeichneten „AEP-Modell neu“ soll jedoch im Rahmen der anstehenden EIWOG-Novellierung berücksichtigt werden, so dass ab 2021 ein angepasstes AEP-Modell in Kraft treten könnte. Die konkrete Ausgestaltung des finalen Zielmodells ist jedoch noch offen und wird u. a. in der von der APG organisierten branchenübergreifenden Expertenrunde „Ausgleichsenergiepreismodell neu“ diskutiert. Entsprechend dem Vorschlag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zur Harmonisierung der Ausgleichsenergieverrechnung (Imbalance Settlement Harmonisation Proposal, ISHP [8]) wird hierbei zwischen drei AE-preisbildenden Elementen unterschieden.<sup>7</sup>

<sup>6</sup> Vgl. auch <https://www.e-control.at/eb-guideline>

<sup>7</sup> Eine weitergehende grundsätzlichen Darstellung der möglichen AE-preisbildenden Elemente findet sich bspw. in dem von Consentec für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellten Gutachten zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems [8].

- **Element 1 – Preis der aktivierten Regelenergie bzw. Wert der vermiedenen Aktivierung:**  
Das Element 1 bildet die Mindestanforderung der EB Guideline ab, dass der Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde mindestens durch den gewichteten Durchschnittspreis für aktivierte Regelarbeit bzw. den Wert der vermiedenen Aktivierung von Regelarbeit festgelegt wird. Konkret bedeutet dies für den Ausgleichsenergiepreis, dass dieser für negative Bilanzgruppenabweichungen mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für positive aktivierte Regelenergie bzw. für positive Bilanzgruppenabweichungen mindestens dem gewichteten Durchschnittspreis für negative aktivierte Regelenergie entsprechen muss. Die Kosten bzw. Preise aus dem Imbalance Netting werden dabei nicht berücksichtigt, da die EB Guideline ausdrücklich auf die aktivierte Regelenergie abstellt. Entsprechend werden die so ermittelten Kosten für Regelenergieabrufe auch für jene Energiemengen verrechnet, die durch den internationalen Ausgleich von Ungleichgewichten der nationalen Regelzonen günstiger beschafft werden können. Falls auf Grund eines vollständigen Imbalance Netting oder Ausgleichs zwischen den Bilanzgruppen einer Regelzone keine Aktivierung von Regelenergie erfolgt, ist der Wert der vermiedenen Aktivierung<sup>8</sup> für die Berechnung der viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise heranzuziehen (Element 1a). Entsprechend dem ISHP soll hierzu das erste Gebot in der österreichischen Merit Order für Sekundärregelleistung verwendet werden.
- **Element 2 – Börsenpreiskopplung:** Die EB Guideline sieht in Artikel 44 vor, dass Bilanzkreisabweichungen zu einem Preis abgerechnet werden, der den Echtzeitwert der Energie widerspiegelt. Allerdings ist der Begriff bzw. die Ermittlung des Echtzeitwerts in der EB Guideline nicht näher definiert, d.h. bei der Einbeziehung weiterer „marktnaher“ Elemente in den Ausgleichsenergiepreis besteht grundsätzlich ein Handlungsspielraum in der nationalen Umsetzung. Auch der Vorschlag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zur Harmonisierung der Ausgleichsenergieverrechnung spricht im Zusammenhang mit einer Anreizkomponente (incentivising component) in Artikel 5.5.b der ISHP von einer „kann“- und nicht „muss“-Bestimmung. Im aktuell gültigen „AEP-Modell neu“ ist jedoch bereits eine Referenz auf die stündlichen Day Ahead- und Intraday-Börsenpreise als zusätzlichen Mindestpreis berücksichtigt.<sup>9</sup> Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Ausgleichsenergiepreise aus Sicht der Bilanzgruppen immer ungünstiger als die Preise an den Strombörsen sind und damit keine Spekulationsmöglichkeiten gegenüber den Ausgleichsenergiepreisen bestehen.

Im Zielmodell sollen neben den stündlichen Day Ahead- und Intraday-Preisen zusätzlich auch die viertelstündlichen Intraday-Preise zur Herleitung eines Referenzpreises berücksichtigt werden, wobei in Abhängigkeit von den gehandelten Volumina eine unterschiedliche Gewichtung mit dem Grundsatz, „je liquider und kurzfristiger umso höher die Gewichtung“ in die Berechnung des Referenzpreises einfließen soll. Als weiteren „Sicherheitspuffer“ soll Element 2 so angehoben werden, dass ein Mindestabstand zwischen dem Referenzpreis und dem Ausgleichsenergiepreis

<sup>8</sup> Häufig wird auch die englische Bezeichnung Value of Avoided Activation (VoAA) verwendet.

<sup>9</sup> Referenz auf den viertelstündlichen (ID-15) sowie stündlichen Intraday-Preis (ID-60; jeweils ID3, d. h. durchschnittlicher Intraday-Preise der letzten drei Stunden vor Handelsschluss) sowie bei Unterschreiten eines Schwellwertes des Handelsvolumens zusätzlich auf den stündlichen Day-Ahead-Spotmarktpreis an der EPEX SPOT jeweils für die österreichische Preiszone. [9]

besteht.<sup>10</sup> Dadurch wären die AE-Preise in jedem Fall höher als die Börsenpreise und es bestünde für die Bilanzgruppen ein monetärer Anreiz ihre Abweichungen vorrangig an den Spotmärkten und nicht über den Bezug bzw. die Lieferung von Ausgleichsenergie auszugleichen.

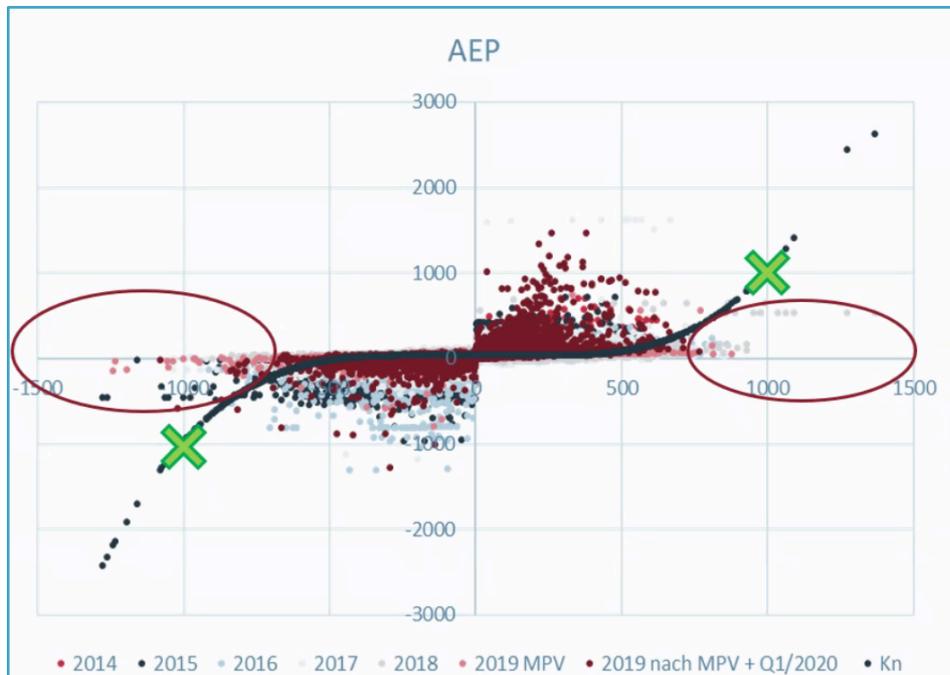
- **Element 3 – Knappheitselement:** Als dritte AE-preisbildende Funktion ist von der APG im Zielmodell des österreichischen „AEP-Modell neu“ ein sog. Knappheitselement als Aufschlagsfunktion vorgesehen, das im aktuell gültigen Übergangsmodell nicht zur Anwendung kommt. Das Knappheitselement soll in systemkritischen Situationen (d. h. hohen DRZ bzw. Regelenergieabrufen) den monetären Anreiz zum Ausgleich der Bilanzgruppen weiter verstärken, sofern dies über die Preise der Regelenergie und Börsenpreiskopplung nicht der Fall ist. Unabhängig von der möglichen konkreten Ausgestaltung eines Knappheitselements stellt ein solches jedoch keine aus der EB Guideline abzuleitende zwingende Notwendigkeit für ein nationales Ausgleichsenergiemodell dar.<sup>11</sup> Auch sieht das ISHP der europäischen Übertragungsnetzbetreiber die Knappheitskomponente (scarcity component) in Artikel 5.5.a der ISHP nicht als „muss“-, sondern lediglich als „kann“-Bestimmung vor.

Die bisherigen Diskussionen in der Expertenrunde „Ausgleichsenergiepreismodell neu“ haben gezeigt, dass insbesondere die Ausgestaltung bzw. grundsätzliche Notwendigkeit eines Knappheitselements sehr unterschiedlich gesehen wird. Während ein Knappheitselement aus Sicht der APG zur Sicherstellung eines ausreichend hohen AEP-Niveaus insbesondere in systemkritischen Situationen und damit zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs zwingend erforderlich ist, argumentiert ein Großteil der weiteren Marktteilnehmer der Expertenrunde (Kraftwerksbetreiber, Stromhändler, Vertreter der Windbranche, etc.), dass die historischen Daten der vergangenen Jahre keine Evidenz für die Notwendigkeit eines Knappheitselements zeigen und ein solches damit aus heutiger Sicht nicht notwendig erscheint (vgl. auch Position IG Windkraft zu Einführung Knappheitselement in Abschnitt 4.1). Auch kann ein Knappheitselement in Abhängigkeit von seiner konkreten Ausgestaltung einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der Ausgleichsenergiepreise und damit auf die Kosten der Bilanzgruppenbewirtschaftung haben. Abbildung 8 zeigt dies beispielhaft für den von der APG im Rahmen des Marktforum am 22. Juni 2020<sup>12</sup> präsentierten Vorschlag zur Ausgestaltung einer Knappheitsfunktion, der nach Auskunft der APG in dieser Form in den für Juli 2020 vorgesehenen Konsultationsprozess eingebracht werden soll.

<sup>10</sup> Von der APG wird ein „Aufschlag“ von 5 €/MWh auf den ID-15, 10 €/MWh auf den ID-60 und 15 €/MWh auf den Day Ahead-Preis, mindestens jedoch 10% vom Referenzpreis vorgeschlagen. Zusätzlich soll zur Vermeidung hoher Aufschläge bei niedrigen Delta-Regelzone der Aufschlag als lineare Rampe für ein Delta-Regelzone zwischen ±50MW umgesetzt werden.

<sup>11</sup> Die Ausgestaltung einer möglichen Anreizfunktion ist in der EB Guideline mit der Abrechnung der Beschaffungskosten für Regelleistung an die Bilanzgruppenverantwortliche über einen zusätzlichen, von den Bilanzgruppenabweichungen getrennten Abrechnungsmechanismus (ZAM) verknüpft. Zwar präferiert die Richtlinie die Einführung einer Funktion für die Knappheitspreisbildung zur Verrechnung der Regelleistungskosten. Jedoch muss ein solcher Anreiz nicht notwendigerweise auf den Kosten der Regelleistungsvorhaltung aufbauen, d. h. es sind grundsätzlich auch andere Mechanismen für eine optionale Anreizfunktion möglich.

<sup>12</sup> <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>



**Abbildung 8: Grundsätzliche Wirkungsweise des Knappheitselements Kn sowie Ausgleichsenergiepreise 2014 bis 1. Quartal 2020 (Quelle: APG)**

Das Knappheitselement soll dabei ab einem sog. Totband (Höhe der in Österreich vorgehaltenen Sekundärregelleistung von derzeit  $\pm 200$  MW) als Funktion 3. Grades angewendet werden, wenn der ermittelte AEP-Preis über dem AEP-Preis aus Element 1 und 2 liegt. Als Stützpunkt wird für ein DRZ von 1.000 MW standardmäßig ein Aufschlag von 1.000 €/MWh definiert. Ab einem DRZ von  $\pm 1.300$  MW erfolgt eine Deckelung des Aufschlages, der dadurch auf etwa 2.800 €/MWh „begrenzt“ wird. Auch wenn das Knappheitselement den Ausgleichsenergiepreis nur in verhältnismäßig wenigen Viertelstunden eines Jahres bestimmt, kann eine Knappheitsfunktion die jährlich von den Bilanzgruppen im Mittel aufzuwendenden Ausgleichsenergiekosten durchaus um mehr als 20% erhöhen. Durch die zukünftige Dominanz der Stromerzeugung aus Windkraft und PV ist jedoch zu erwarten, dass Bilanzgruppen mit einem hohen Anteil an Wind- und/oder PV-Stromerzeugung ein deutlich höheres Risiko für eine Erhöhung der Ausgleichsenergiekosten haben als bspw. Bilanzgruppen mit einem hohen Anteil an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Dies liegt zum einen daran, dass Bilanzgruppen mit einem hohen Anteil an Wind- und/oder PV-Stromerzeugung in einzelnen Viertelstunden tendenziell einen qualitativ ähnlichen Prognosefehler haben und damit das Delta-Regelzone in dieselbe Richtung beeinflussen werden. Zum anderen haben diese Bilanzgruppen bis auf das Abregeln der Windkraft- und PV-Anlagen häufig keine und nur geringe Möglichkeiten nach Handelsschluss im Intraday-Markt einen kurzfristigen Bilanzgruppenausgleich durchzuführen. In einer verhältnismäßig kleinen Regelzone, wie der österreichischen Regelzone, wären daher durch lokale abgeleitete Knappheitselement vor allem Wind- und PV-Strom vermarktende Bilanzgruppen mit ihrem

technologieimmanent höheren Prognoserisiko betroffen.<sup>13</sup> Im Ergebnis können dadurch für diese Bilanzgruppen deutlich höhere Vermarktungskosten entstehen.

### 3.2 Regelreservemarkt –kurzfristiger und grenzüberschreitend

Auch wenn die von der EB Guideline ausgelösten Entwicklungen im österreichischen Regelreservemarkt im Vergleich zu den Änderungen im Ausgleichsenergiemarkt deutlich umfassender sind, haben diese insgesamt einen doch geringen unmittelbaren Effekt auf die Windbranche. Indirekt kann die Windkraft jedoch vom stärkeren Wettbewerb an den Regelreservemärkten profitieren, wenn dadurch die Preise für Regelleistung und damit auch für Ausgleichsenergie sinken. Daneben sollte der Zugang für Windkraftanlagen zum Regelreservemarkt zukünftig einfacher werden, wodurch nicht nur zusätzliche Erlöspotenziale erschlossen werden können, sondern insbesondere auch ein stärkerer Anreiz für eine netzdienliche Erzeugung von Windkraftanlagen geschaffen wird.

Konkret bringt die Umsetzung der EB Guideline neben der Standardisierung der Regelleistungsprodukte vor allem einen weiteren Ausbau der internationalen Kooperationen bei der Beschaffung und Aktivierung der Regelreserve, wie bspw. die europäischen Plattformen für Sekundärregelreserve (PICASSO) und Tertiärregelreserve (MARI) sowie für das Imbalance Netting. Bei der Abrechnung von Regelleistung und -energie erfolgt – sofern nicht bereits erfolgt – eine Umstellung von „pay-as-bid“ auf „marginal pricing“.<sup>14</sup> Daneben wird die Primärregelleistung ab 01. Juli 2020 kalendertäglich in 4h Produktzeitscheiben ausgeschrieben.

Die nicht nur aus Sicht der Windkraft wichtigste Entwicklung betrifft jedoch die Einführung eines ergänzenden Regelarbeitsmarkts (RAM) für Sekundär- und Tertiärregelreserve. Durch den Regelleistungsmarkt (RLM) wird weiterhin der komplette Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelleistung gedeckt. Im Regelleistungsmarkt bezuschlagte Anbieter sind verpflichtet im anschließenden Regelarbeitsmarkt entsprechende Gebote einzustellen, wobei die Arbeitspreise bis zum Handelsschluss angepasst werden können. Zusätzlich können von allen präqualifizierten Anbietern sog. „free bids“ – also Angebote nur mit Arbeitspreis – abgegeben werden. Die Anbieter der „free bids“ erhalten jedoch keinen Leistungspreis, sondern nur den Arbeitspreis bei einer Aktivierung.

Der Regelarbeitsmarkt für Sekundär- und Tertiärregelreserve soll nach aktuellen Planungen der Übertragungsnetzbetreiber Anfang November 2020 mit 4-Stunden-Produkten und Handelsschluss eine Stunde vor Beginn der jeweiligen Produktzeitscheibe eingeführt werden. Nach dem Start des Regelarbeitsmarkts erfolgt bis zur Umsetzung der europäischen Plattformen 2021/2022 eine kontinuierliche Weiterentwicklung, um das von der EB Guideline vorgegebene Zielmodell mit 15 min-Produkten erreichen zu können. Die Regelarbeitsmärkte verschieben also den Handelsschluss der für den Ausgleichsenergiemarkt relevanten Preisbildung von heute Day-Ahead auf eine Stunde bzw.

<sup>13</sup> Im Vergleich zu Österreich haben in einer geographisch größeren Regelzone räumlich begrenzte Wetterphänomene (z. B.: Windfronten, Wolkenfelder) deutlich geringere Auswirkungen auf die gesamten Prognoseabweichung innerhalb der Regelzone. Für Österreich bzw. die Regelzone der APG ist zusätzlich relevant, dass die geeigneten Flächen zur Errichtung von Windkraftwerken aufgrund der in weiten Landesteilen alpin geprägten Topographie stark begrenzt sind.

<sup>14</sup> Bei einem pay-as-bid-Verfahren erhält der bezuschlagte Anbieter (Regelleistung) bzw. abgerufene Anbieter (Regelleistung) den von ihm angebotenen Preis. Hingegen erhalten beim marginal pricing alle bezuschlagten bzw. abgerufenen Anbieter den sog. Grenzpreis oder marginal clearing price, d.h. den Gebotspreis des letzten bezuschlagten bzw. abgerufenen Angebots.

perspektivisch unter eine Stunde vor der physischen Erfüllung. Dadurch erfolgt praktisch eine Preisbildung in Echtzeit, d. h. die auf Basis der Regelenergiepreise gebildeten Ausgleichsenergiepreise (Element 1) spiegeln dann grundsätzlich auch ohne Börsenpreiskopplung (Element 2) den Echtzeitwert der Energie wider.

Durch die Einführung der kurzfristigen Regelarbeitsmärkte wird erwartet, dass sich die Zahl der Regelenergieanbieter und damit der Wettbewerb am Regelreservemarkt erhöht. Dies sollte zu insgesamt günstigeren Abrufpreisen mit weniger häufigen Extrempreisen für Regelenergie und damit auch zu günstigeren Ausgleichsenergiepreisen führen. Gerade für Wind- und PV-Strom vermarktende Bilanzgruppen kann sich dadurch das wirtschaftliche Risiko bei der Vermarktung reduzieren. Durch die Einführung der Regelarbeitsmärkte mit kurzen Vorlaufzeiten und Produktzeitscheiben ergeben sich für die Windkraft jedoch auch neue Möglichkeiten an den Regelenergiemärkten teilzunehmen und damit netzdienliche Flexibilität bereitzustellen.

## 4 Ein Regel- und Ausgleichsenergiemarkt für 100% Erneuerbare

Eine wesentliche Maßgabe zur weiteren Ausgestaltung des österreichischen Regel- und Ausgleichsenergiemarkts sollte die Unterstützung des übergeordneten energiepolitischen Ziels einer Umstellung der Stromversorgung auf 100% erneuerbare Energien bis 2030 sein. Die nationalen Ausgestaltungsmöglichkeiten der europäischen Vorgaben sollten daher so genutzt werden, dass die Weiterentwicklung des Regel- und Ausgleichsenergiemarkts insbesondere auch auf die technologieimmanenten Eigenschaften von Windkraft und PV abgestimmt wird und damit den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich nicht behindert. In diesem Zusammenhang sind aus Sicht der IG Windkraft insbesondere die schrittweise Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreismodells, die verursachergerechte Rückführung von Mehrerlösen aus der Ausgleichsenergieverrechnung sowie die Beseitigung der für die Windkraft verbleibenden Hürden im österreichischen Regelreservemarkt zu berücksichtigen.

### 4.1 Schrittweise Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreismodells

Als Mindestanforderung der EB Guideline muss der Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde dem gewichteten Durchschnittspreis der aktivierten Regularbeit bzw. dem Wert der vermiedenen Aktivierung von Regularbeit entsprechen sowie den Echtzeitwert der Energie widerspiegeln. Dementsprechend muss eine Börsenpreiskopplung (Anreizkomponente) insbesondere jedoch eine zusätzliche Knappheitskomponente (Aufschlagsfunktion) nicht zwingend bei der Ausgestaltung eines nationalen Ausgleichsenergiepreismodells berücksichtigt werden. Während eine Börsenpreiskopplung durch deren Bezug auf den Echtzeitwert der Energie nachvollziehbar erscheint, wurde in den bisherigen Diskussionen zur Ausgestaltung des österreichischen „AEP-Modells neu“ die grundsätzliche Frage, ob und wenn ja in welcher Form eine Anreizfunktion überhaupt erforderlich ist, weitgehend ausgeklammert. Zwar argumentiert die APG mit einer aus betrieblicher Sicht gegebenen Notwendigkeit für eine Aufschlagsfunktion zur Stärkung der Anreize für Bilanzgruppen zur Fahrplantreue. Allerdings zeigen die Analysen der Ausgleichsenergiepreise, dass durch das zum 1. Jänner 2019 implementierte Übergangsmodell in Bezug auf die Ausprägungen des Delta-Regelzone sowie der Höhe der Ausgleichsenergiemengen eine spürbare Verbesserung eingetreten ist. Insbesondere seit Beendigung des sog. Mischpreisverfahrens im Juli 2019<sup>15</sup> sind die Ausgleichsenergiepreise vor allem bei einem über den von der APG vorgehaltenen Regelleistungsmengen liegenden Delta-Regelzone deutlich angestiegen<sup>15</sup>. **Insofern lässt sich die betriebliche Notwendigkeit einer Knappheitskomponente bisher nicht quantitativ bestätigen.** Neben der fehlenden empirischen Evidenz für eine Knappheitskomponente sprechen jedoch noch eine Reihe weitere Punkte gegen eine Einführung zum jetzigen Zeitpunkt:

- Eine Knappheitsfunktion **spiegelt den „Echtzeitwert der Energie“ nicht wider** und steht somit einer der wesentlichen Anforderungen für die Abrechnung der Ausgleichsenergie entgegen.
- Ein in Abhängigkeit des nationalen (lokalen) Delta-Regelzone abgeleitetes Knappheitselement **entspricht nicht dem Grundgedanken eines einheitlichen europäischen**

<sup>15</sup> Vgl. hierzu auch Präsentation der APG „Ausgleichsenergiepreismodell NEU“ im Rahmen des Webinar-Marktforum am 200. Juni 2020 (<https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum>)

**Strombinnenmarkts**, der sich nicht zuletzt auch in den Regelungen der EB Guideline in Bezug auf eine grenzüberschreitende Kooperation bei der Beschaffung und dem Einsatz von Regelreserve widerspiegelt. Konsequenterweise sollten sich die Vorteile einer ÜNB- und damit systemübergreifenden Optimierung im Bereich der Regelreserve daher auch im nationalen AEP-Modell wiederfinden.

- Durch die zukünftige Dominanz der Stromerzeugung aus Windkraft und PV ist zu erwarten, dass Bilanzgruppen mit einem hohen Anteil an Wind- und/oder PV-Stromerzeugung in einzelnen Viertelstunden einen qualitativ ähnlichen Prognosefehler und damit einen ähnlichen Ausgleichsenergiebedarf haben werden. Damit würden in der verhältnismäßig kleinen österreichischen Regelzone lokal abgeleitete **Preisaufläge vor allem bei unvermeidlichen Prognosefehler der Windkraft und PV** zur Wirkung kommen, wodurch sich Wettbewerbsnachteile für österreichische Bilanzgruppen mit einem hohen Anteil an Wind- und PV-Strom ergeben können.
- Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist der Ausgleich von Abweichungen in einem Gesamtsystem (Regelzone) in der Regel deutlich effizienter als der Ausgleich in einer Vielzahl an kleineren Subsystemen (Bilanzgruppen). Durch das Knappheitselement und dem dadurch **de facto einzementierten Mindestpreisniveau auf dem Ausgleichsenergiemarkt** besteht jedoch das Risiko, dass Bilanzgruppen ihren eigenen Kraftwerkspark stärker und damit weniger effizient für den Ausgleich der eigenen Bilanzgruppe nutzen (bspw. durch Abregeln von Windkraftanlagen).

Die bisherigen Erfahrungen mit dem zum 1. Jänner 2019 implementierten AEP-Übergangsmodells haben gezeigt, dass auch ohne Knappheitselement ausreichend Anreize für ein systemdienliches Verhalten der Bilanzgruppen bestehen (vgl. auch Abbildung 3, Abschnitt 2.3). Weiterentwicklungen des „AEP-Modells neu“ sollten daher nur erfolgen, wenn die Notwendigkeit einer Anpassung empirisch begründet werden kann. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der anstehenden Einführung eines Regelarbeitsmarkts für Sekundär- und Tertiärregelenergie. Durch den Regelarbeitsmarkt kommt es zu einer Verschiebung des Handelsschlusses der für den Ausgleichsenergiemarkt relevanten Regelarbeitspreise von Day-Ahead auf eine Stunde bzw. perspektivisch unter eine Stunde und damit praktisch zu einer Preisbildung am Regelarbeitsmarkt in Echtzeit. In einem wettbewerblichen Strommarkt sollten Knappheitssituation daher auch durch hohe Preise am Regelarbeitsmarkt widergespiegelt werden. Zusätzliche „künstliche“ Aufschläge auf den Regelenergiepreis als Referenz für den Ausgleichsenergiepreis wären dadurch bis auf Weiteres nicht notwendig.

Aus Sicht der IG Windkraft ist daher ähnlich wie in Deutschland eine **schrittweise Einführung des AEP-Zielmodells** sinnvoll. Im **ersten Schritt** ist eine Bildung der Ausgleichsenergiepreise aus dem Preis der aktivierten Regelenergie bzw. Wert der vermiedenen Aktivierung (Element 1/1a) mit Börsenpreiskopplung ohne Mindestabstände zwischen dem Referenzpreis und dem Ausgleichsenergiepreis (Element 2 „light“) ausreichend. Dabei ist Schritt 1 durch Maßnahmen zur Stärkung der Liquidität des Intraday-Markts zu flankieren. Hierzu zählt insbesondere die Bereitstellung ausreichender Informationen über das Delta-Regelzone und des Ausgleichsenergiepreises in bzw.

möglichst nahe an Echtzeit.<sup>16</sup> Nach Evaluierung eines Zeitraums von zumindest 12 Monaten kann über die Einführung von Mindestabständen zwischen dem Referenzpreis und dem Ausgleichsenergiepreis entschieden werden. Sollte die Einführung von Mindestabständen in einem **zweiten Schritt** als notwendig erachtet werden, kann anschließend – nach einer weiteren Evaluierungsphase von mindestens 12 Monaten – über die mögliche Notwendigkeit eines Knappheitselements in einem **dritten Schritt** entschieden werden.

#### 4.2 Verursachergerechte Rückführung von Mehrerlösen aus AE-Verrechnung

Als Besonderheit der EB Guideline-konformen Ausgleichsenergieverrechnung können gegenüber den aus dem Regelreservemarkt zu verrechnenden Kostenanteilen Mehr- bzw. theoretisch auch Mindereinnahmen entstehen, die derzeit von der APG in einem Sonderkonto verwahrt werden (vgl. Abschnitt 2.1)<sup>17</sup>. Für den Fall, dass im finalen „AEP-Modell neu“ eine um einen Mindestabstand zum Ausgleichsenergiepreis erweiterte Börsenpreiskopplung sowie ein zusätzliches Knappheitselement eingeführt werden, kann davon ausgegangen werden, dass die Mehrerlöse zu Lasten der Bilanzgruppen weiter ansteigen werden. Aus diesem Grund muss im Rahmen der EIWOG-Novelle bzw. Novelle des Verrechnungsstellengesetzes eine aus Sicht der kostentragenden Bilanzgruppen faire Lösung zur Rückführung der Mehrerlöse aus dem Sonderkonto bzw. zum generellen Umgang mit Mehrerlösen bei der AE-Verrechnung gefunden werden. Aus Sicht der IG Windkraft sollte dabei eine verursachergerechte Rückführung der Mehrerlöse aus der Verrechnung der Ausgleichsenergiemengen an die Bilanzgruppen im Fokus einer rechtskonformen Ausgestaltung stehen. Prinzipiell wäre – unter Berücksichtigung ggf. einschränkender rechtlicher Randbedingungen – jedoch auch eine (vorherige) Saldierung mit den Kosten für Regelleistung möglich:

- **Pro rata-Rückführung an die Bilanzgruppen** entsprechend der monatlich saldierten Ausgleichsenergiemengen, wobei der Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie jeweils als Absolutbetrag addiert wird. Mögliche Mindererlöse werden ebenfalls auf Monatsbasis an die Bilanzgruppen anhand der saldierten Ausgleichsenergiemengen verrechnet. Vorteil einer monatlichen Rückführung von Mehrerlösen ist der fehlende unmittelbare Bezug zu den auf Viertelstundenbasis verrechneten Bilanzgruppenabweichungen und damit eine weiterhin gegebene EB-Guideline-konforme Bepreisung von Bilanzabweichungen (Echtzeitwert der Energie). Gleichzeitig würden jedoch vor allem jene Bilanzgruppen mit einem höheren Prognoserisiko und damit einem überproportional hohen Anteil an den Mehrerlösen von einer direkten Rückführung an die Bilanzgruppen am meisten profitieren.
- **Saldierung mit Kosten für Regelleistung**, die derzeit über das Entgelt für Primärregelung sowie Systemdienstleistungsentgelt bzw. den zusätzlichen Abrechnungsmechanismus (ZAM) verrechnet

<sup>16</sup> Die von APG für 2021 angekündigte Veröffentlichung der 5-minütigen DRZ-Mittelwerte mit 3 Minuten Verzögerung geht dabei in die richtige Richtung. Es muss sich in der Praxis jedoch zeigen, ob dies für die Marktteilnehmer ausreichend oder eine weitere Anpassung erforderlich ist.

<sup>17</sup> Für 2019 liegen die Mehrerlöse bei rd. 14,9 Mio. €, wobei hiervon rd. 8,2 Mio. € einer Rückvergütung für das Jahr 2017 zuzurechnen sind. Damit liegen die eigentlichen Mehrerlöse aus der Ausgleichsenergieverrechnung für das Jahr 2019 bei rd. 6,7 Mio. € und damit bei knapp 17% der der gesamten Einnahmen aus der Ausgleichsenergieverrechnung (Quelle: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Ausgleichsenergiebilanz>).

werden.<sup>18</sup> Dabei sollte auf Monatsbasis zuerst eine Saldierung mit den über den ZAM gewälzten Kosten der Tertiärregelung durchgeführt werden und ggf. noch verbleibende Mehrerlöse mit den über das Systemdienstleistungsentgelt verrechneten Kosten der Sekundärregelung sowie über das Entgelt für Primärregelung verrechneten Kosten der Primärregelung saldiert werden. Sollten auch nach dem zweiten Saldierungsschritt Übererlöse verbleiben, können diese wie oben beschrieben an die Bilanzgruppen rückgeführt werden.

Wesentlich ist im Zusammenhang mit der Verrechnung möglicher Mehr-/Mindererlöse, dass hiervon nur Kostenpositionen aus der Verrechnung der Energiemengen (Sekundärregelenergie, Ausfallsreserveenergie, Tertiärregelenergie, Ungewollter Austausch, Imbalance Netting) und keine weiteren derzeit im Sonderkonto verwahrten Kosten/Erlöse für Pönalen und Nichtvergütungen sowie Kosten gemäß §77a EIWOG (Ersatzversorgung mit Energie) berücksichtigt werden.

#### 4.3 Verbleibende Hürden für Windkraft im Regelreservemarkt beseitigen

Auch wenn in Österreich 2015 erstmals ein Windpark für negative Tertiärregelung erfolgreich präqualifiziert wurde, haben Windkraftanlagen nicht zuletzt auf Grund der verhältnismäßig langen Vorlaufzeiten in den Ausschreibungen (Gate Closure am Vortag) sowie langen Produktzeitscheiben (Lieferzeitraum Sekundär- und Tertiärregelreserve vier Stunden) bisher praktisch keine Rolle im österreichischen Regelreservemarkt gespielt. Die Einführung des Regelarbeitsmarkts Ende 2020 mit einer perspektivischen Verkürzung von Handelsschluss und Produktzeitscheiben auf 15 Minuten stellt daher eine wesentliche Verbesserung im Regelreservemarkt dar, um zukünftig das systemdienliche Potenzial der Windkraft zur Bereitstellung negativer Regelenergie erschließen zu können.

Neben Gate Closure und Lieferzeitraum erschweren jedoch auch die technischen und organisatorischen Anforderungen im Rahmen der Präqualifikation eine breitere Beteiligung der Windkraft im österreichischen Regelreservemarkt. Im Rahmen der Präqualifikation müssen Anbieter von Regelreserve u. a. nachweisen, dass die Regelreserve für einen bezuschlagten Zeitraum jederzeit geliefert werden kann. Um die geforderte Zuverlässigkeit des Angebots von 100% erreichen zu können, ist daher eine Besicherung innerhalb des eigenen Anbieterpools oder durch Dritte erforderlich, wobei der Ausfall des größten präqualifizierten Kraftwerks bzw. Kraftwerksblocks im Pool zu besichern ist (sog. n-1 Fall). Diese Anforderung stellt für Windparkbetreiber eine unverhältnismäßig hohe Einstiegshürde in den Regelreservemarkt dar, da eine Vermarktung in der Regel nur in einem Regelreservepool mit bspw. Speicher- oder Gaskraftwerken nicht jedoch in einem „reinen“ Windparkpool möglich ist.

In einem zukünftig von Windkraft und PV geprägten österreichischen Erzeugungssystem sollten daher **bei der Weiterentwicklung der Präqualifikationsbedingungen die technologie-spezifischen Eigenschaften fluktuierender erneuerbarer Energien besonders berücksichtigt** werden, um Wind- und Solarparks eine effiziente Teilnahme an den Regelreservemärkten zu ermöglichen. Bspw. wurde in Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern ein Leitfaden zur

---

<sup>18</sup> Grundsätzlich ist aus Sicht der IG Windkraft eine vollständige Abschaffung des Entgelts für Primärregelung sowie Systemdienstleistungsentgelts anzustreben, um die bestehenden Wettbewerbsnachteile von österreichischen Erzeugern über 5 MW Engpassleistung im europäischen Strombinnenmarkt beseitigen zu können.

Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase entwickelt und angewendet [10].<sup>19</sup>

Für die Weiterentwicklung der Präqualifikationsanforderungen in Österreich ist aus Sicht der IG Windkraft insbesondere zu berücksichtigen, dass eine Forderung nach einer 100%-igen Zuverlässigkeit des Angebots auf Wind- und Solarparks nicht anwendbar ist, da technologieimmanent eine gewisse Prognoseungenauigkeit hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Leistung besteht. Daher sind alternative Erbringungskonzepte für Regelreservepools aus Wind- und/oder PV-Anlagen in den Präqualifikationsanforderungen zu ergänzen, die bspw. auf Grundlage statistischer Parameter und probabilistischer Methoden eine risikobasierte Angebotserstellung zulassen<sup>20</sup>. Gerade für Angebote im zukünftigen Regelarbeitsmarkt mit kurzen Vorlaufzeiten und Lieferzeiträumen können Regelreservepools aus Windkraftanlagen ihre Verfügbarkeit sehr gut einschätzen, so dass eine Besicherung durch konventionelle Kraftwerke oder Speicherkraftwerke zumindest für dieses Marktsegment nicht erforderlich ist.

---

<sup>19</sup> Die Pilotphase für die Vermarktung von Minutenreserveleistung durch Windkraftanlagenbetreiber wurde zum 31.12.2019 beendet und in den normalen Markt für Minutenreserve übergeführt. Die allgemein gültigen Präqualifikationsbedingungen [11] werden nach einer Übergangsfrist um die zusätzlichen Windkraftanlagen spezifischen Anforderungen (bspw. Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung) ergänzt.

<sup>20</sup> Vgl. u. a. Forschungsprojekt von Fraunhofer-IWES zur Entwicklung von risikobasierten Angebotsstrategien am Regelleistungsmarkt für einen Pool fluktuierender Erzeuger [12]

## 5 Literatur

- [1] Die neue Volkspartei/Die Grünen, Hrsg., „Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020-2024“. 2020.
- [2] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, „Österreichische Klima- und Energiestrategie #mission2030“, 2018.
- [3] E-Control, „Versorgungssicherheit“. <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit> (zugegriffen Mai 06, 2020).
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“, Berlin, 2014.
- [5] APG und APCS, „Explanatory Document zur Kostentragung der Regelreservekosten gemäß Electricity Balancing Guideline (EBGL) - Ausgleichsenergiepreismodell neu und Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus für Tertiärregelleistungskosten“. 2018.
- [6] OeMAG, „Ausgleichsenergie Ökobilanzgruppe“. <https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ausgleichsenergie/oekobilanzgruppe/> (zugegriffen Mai 07, 2020).
- [7] E-Control, „Gutachten laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2020 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2019“, Wien.
- [8] Consentec, „Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems - Gutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 2019.
- [9] APCS, „Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO V 18.00“. 2018.
- [10] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase (Version 1.3)“. 2018.
- [11] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“) - Stand: 23. Mai 2019“. 2019.
- [12] R. Mackensen et al., „Regelenergie durch Wind- und Photovoltaikparks - Abschlussbericht zu Projekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2017.