

# Methode zur Durchführung der Systemanalyse

gemäß § 143 Abs. 3 EIWG

## **Anlage 2 – Berücksichtigung der Anregungen der Regulierungsbehörde**

E-Control hat mit Brief vom 01. Juni 2026 (GZ V EPV 01/26/4) Anregungen zur Anpassung des durch APG am 18. Februar 2026 zur Genehmigung beantragten Methodenentwurfs („Anregungen“) übermittelt.

**APG hat folgende Anregungen der E-Control in der diesem Eventualantrag beigelegten Methode berücksichtigt:**

- [1.2] Teilweise Anpassung der Saisonalität und Bedarfsableitung in einer höheren Granularität;
- [1.3] Anpassungen der Lastfluss- und Redispatchoptimierung;
- [1.4] Teilweise Anpassung der Ableitung des Bedarfs;
- [1.5.1] Anpassung der Wetterszenario-Auswahl der Jahresrechnung (Basislauf) bzw. Präzisierung des ausgewogenen Szenario Rahmens für den Basislauf;
- [1.5.2] Anpassung der Auswahl von kritischen Wochen;
- [1.5.3] Anpassung des Quantil-Niveaus (Konfidenzschranke);
- [1.5.4] Anpassung der Anzahl von Variationen und Ergänzung ihrer Begründung;
- [1.6] Ergänzung der Darstellung der Ergebnisse

Folgende Anregungen der Regulierungsbehörde können für den ersten Entwurf der Methode zur Durchführung der Systemanalyse aktuell nur teilweise von APG übernommen werden:

- [1.2] Anpassung der Saisonalität und zeitgranulare Auflösung in der Bedarfsableitung
- [1.4] Anpassungen bei der Ableitung des Netzreservebedarfs hinsichtlich Revisionen und Aufschlägen,
- [1.5.3] Anpassung der Ex-Ante bzw. Ex-Post Bestimmung des Quantil-Niveaus, vorbehaltlich weiterer Präzisierung der E-Control zur Herangehensweise

Eintrittswahrscheinlichkeiten im Kontext der Variationen bzw. deren Kombinationen sind wissenschaftlich fundiert nicht herleitbar. Eine Ausweisung von Eintrittswahrscheinlichkeiten ist dementsprechend aktuell nicht möglich.

**In Zusammenhang mit der Evaluierung und allfälligen Umsetzung der Anregungen von E-Control möchte APG darauf hinweisen, dass neben dem größtmöglichen Bemühen um Kosteneffizienz auch ein tragbares Absicherungs niveau bei Eintritt von netzkritischen Situationen durch die Netzreserve gewährleistet sein muss. Einige der Anregungen der E-Control wirken (teilweise stark) reduzierend auf das Absicherungs niveau der Netzreserve.** Die Umsetzung der Anregungen<sup>1</sup> erhöht die Wahrscheinlichkeit des Bedarfs von Eingriffen in den Markt, um die Netzsicherheit zu gewährleisten:

- **Häufigere Eingriffe in die Kapazitätsberechnungsmechanismen (DAVinCy-Validierung):** Es wäre im Betrachtungszeitraum verstärkt mit Anpassungen bzw. Korrekturen der Kapazitätsberechnung zu rechnen, konkret Reduktionen der zur Verfügung gestellten Kapazitäten.
- **Spannungsverhältnis mit europäischen Vorgaben (z. B. 70%-Mindestkapazitätsziel):** Die erhöhte Wahrscheinlichkeit der Notwendigkeit von Eingriffen in die Kapazitätsberechnungsmechanismen bedingt, dass auch die unionsrechtlich vorgegebenen Mindestkapazitäten für grenzüberschreitende Kapazitäten zeitweise nicht eingehalten werden können.
- **Häufigere Notwendigkeit von Entlastungsmaßnahmen** zum „Umgang mit Verstößen gegen die Betriebssicherheit“ außerhalb des Normalzustandes des Übertragungsnetzes gemäß Art. 20 SOGL. Dazu zählen als Notfallmaßnahmen Lastabschaltungen von Großverbrauchern oder großflächigen Gebieten bzw. Netztrennungen.

Mit den folgenden Punkten 1.1 bis 1.12 nimmt APG zu den Anregungen der E-Control Stellung.

---

<sup>1</sup> Wirkungsbezogen sind die folgenden Anregungen hervorstreichen: Anpassung der Lastfluss- und Redispatchoptimierung, die Anpassung der Ausweisung des Bedarfs, insb. die Nichtberücksichtigung von Revisionen und/oder eines etwaigen Ausfalls des größten Blocks in der Netzreservedimensionierung und die Anpassung des Quantil-Niveaus (Konfidenzschranke).

## **1.1 Zur Form und Ausführlichkeit des Methodendokuments**

Es wird bestätigt, dass in dem Methodenentwurf klare Vorgaben für die Durchführung der Systemanalyse beinhaltet sind und ausreichend beschrieben im Methodendokument bzgl. Teil der Eingangsdaten sind, insbesondere zum Thema wie der Bedarf an flexibler Leistung (BL) und der Netzreservebedarf (NRB) ermittelt wird.

Die Methode wurde um eine Executive Summary ergänzt.

## **1.2 Zur Saisonalität und zeitlichen Auflösung in der Bedarfsableitung, und der Ex-Post-Analyse**

Der Methodenentwurf von APG sieht im Hinblick auf die Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung („FBL“) vor, diesen saisonal differenziert nach Winter und Sommer zu ermitteln und auszuweisen. Dies trägt den Tatsachen Rechnung, dass (i) einerseits bisherige Systemanalysen ein ausgeprägtes saisonales Profil des Bedarfs an flexibler Leistung zeigen und (ii) andererseits auch die Stilllegungsmeldungen der Betreiber typischerweise saisonal geprägt sind. Es liegt bereits in der Natur der zugrunde liegenden Einflussgrößen, dass sich Veränderungen im Jahresverlauf nicht sprunghaft, sondern als Übergang vollziehen. Bestimmte Einflussgrößen vollziehen dabei ihre saisonalen Veränderungen in eher kurzen Übergängen, wie etwa der Beginn der Heizsaison, der für die für die Netzreserve wichtigen KWK-Anlagen wichtig ist.

Im konkreten Fall nutzt APG z.B. die Modellierung mehrerer Sommermonate, um damit eine bessere Datengrundlage zu schaffen, welche netzbetrieblich herausfordernden Situationen im Sommer grundsätzlich auftreten können. Eine in den Simulationen im Juni auftretende Situation könnte dabei aber in ähnlicher Form auch im Juli oder August auftreten. Es besteht aktuell aus der Sicht von APG keine vorhandene fundamentale Datengrundlage, um eine abgesicherte Differenzierung des Bedarfs zwischen den Monaten zu ermöglichen.

Auch schlägt diese allgemein anerkannte Saisonalität sich in den einschlägigen rechtlichen Normen wider: So definiert etwa das EIWG „saisonale Netzreserveverträge“ oder „temporäre saisonale Stilllegungen“; auch die aktuelle Netzreserveverordnung definiert eine Sommer- und eine Wintersaison. Die Seasonal Outlooks von ENTSO-E sind auch weitere nennenswerten Beispiele.

Die fachliche Eignung der saisonalen Auflösung in der Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung wurde gutachterlich bestätigt (Anlage 10).

Stilllegungsanzeigen hingegen sind, bis auf die Möglichkeit zu Toleranzmonaten bei temporär saisonalen Stilllegungsanzeigen, von den Betreibern fix vorgegebenen Zeiträume. Die monatliche Granularität der Stilllegungsanzeigen kann dafür verwendet werden den Netzreservebedarf (nicht den FBL), monatlich auszuweisen, sofern die abgegebenen Stilllegungsanzeigen dies widerspiegeln. So wäre es gemäß EIWG etwa möglich, temporäre Stilllegungsanzeigen für nur einen Monat abzugeben, dies würde dazu führen, dass in einem Monat der Saison die Leistung der verbleibenden Marktkraftwerke geringer ist, wodurch der Netzreservebedarf höher ist als in den verbleibenden Monaten.

Im Hinblick auf die Toleranzmonate ist insbesondere zu beachten, dass hier bereits implizit ein variabler Netzreservebedarf vorhanden ist. Anlagen können in den Monaten April, Mai, sowie September und Oktober am Markt bleiben, tragen jedoch dennoch zur Deckung des „Netzreservebedarfs“ bei, ohne dafür eine Vergütung zu erhalten. Anlagen, die Toleranzmonate nutzen, müssen dies für ihre Auswahl und die Gültigkeit des Angebots (Stichwort spezifischer Angebotswert / Referenzwert) auch entsprechend in den Kosten des Gebots widerspiegeln, wodurch sie bevorzugt gezogen werden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass der Netzreservebedarf entsprechend geringer ausfällt, wenn Anlagen mit temporär saisonaler Stilllegungsanzeige ihre Toleranzmonate nutzen.

### **1.3 Zur Lastfluss- und Redispatchoptimierung**

APG hat die in der Zielfunktion der Redispatch-Optimierung abgebildeten Redispatchkosten für den Abruf der einzelnen Anlagen im Wesentlichen auf Basis der Engpassmanagementverordnung (EPM-V) abgeleitet. Für einige Terme der von E-Control angeführten Formeln liegen aufgrund der Kurzfristigkeit derzeit noch keine Datengrundlagen bei APG vor (z. B. für die Erbringung der Flexibilitätsleistung durch einen Verbraucher). Solche Terme werden bestmöglich abgeschätzt oder – sofern keine belastbare Schätzung möglich ist – vernachlässigt.

Hinzu kommt, dass die verschiedenen Maßnahmen nicht nur hinsichtlich ihrer direkten Kosten und ihrer Wirksamkeit, sondern auch hinsichtlich ihrer operativen Verfügbarkeit zu bewerten sind.

Die EPM-V enthält keine Vorgaben für die Berechnung der Kosten ausländischer Redispatchpotenziale. Für deren Einsatz wurde somit keine spezifische Vorgabe durch die österreichische Regulierungsbehörde festgelegt. Da die Aktivierung ausländischer Redispatchmittel nicht vollständig im unmittelbaren Einflussbereich der APG liegt und aus heutiger Sicht nicht als gesichert angenommen werden kann, werden die entsprechenden Grenzkosten konservativ bzw. höher angesetzt.

In den Eingangsdaten „7. Redispatch-Parametrierung“ wurden die Kostenkomponenten für Anpassungen von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen und Phasenschiebertransformatoren sowie für das Überschreiten der n-0- und n-1-Betriebsgrenzen von Netzbetriebsmitteln ergänzt und sind damit vollständig. Die Nebenbedingungen enthalten keine vorzugebenden Parameter (Leistungskonformität) oder sind durch die Kostenkomponenten der Zielfunktion sowie die Stromgrenzwerte der Netzbetriebsmittel (in Eingangsdaten enthalten) parametrisiert.

Die fachliche Eignung des Ansatzes mit der Parametrierung zur Lastfluss- und Redispatchoptimierung wurde gutachterlich bestätigt (Anlage 10).

### **1.4 Zum Umgang mit Revisionen bei Ableitung des Netzreservebedarfs bzw. 1.5. Ableitung des NR-Bedarfs in der Methode**

Die Komplexität im Umgang mit den geplanten Nichtverfügbarkeiten (=Revisionen) ergibt sich insbesondere aus der Zeitschiene an bekannten Informationen im Zusammenhang mit dem Zuschlag, sowie der nachvollziehbaren Voraussetzungen für Verschiebungen seitens der Anlagenbetreiber. So sind einerseits geplante Nichtverfügbarkeiten der Marktkraftwerke nicht zum Zuschlagszeitpunkt bekannt, beeinflussen jedoch stark die Deckung des FBL in den Sommermonaten, andererseits können beispielsweise die Revisionen eines Betreibers mehrerer Anlagen oft nicht frei verschoben werden, ohne dabei die Revisionen der anderen Anlagen zu beeinflussen (Hintergrund etwa nur eine Revisionsmannschaft des Betreibers). Zudem müssten für die Verschiebemöglichkeiten neben weiteren Einschränkungen beispielsweise auch Sonn- und Feiertage entsprechend berücksichtigt werden.

Die Informationen zu den, im Vergleich zum Zuschlag stundenscharfen, geplanten Nichtverfügbarkeiten der Netzreserveanlagen liegen erst direkt nach der Angebotsphase vor (Marktkraftwerke erst Monate später). Dadurch müssten mitunter sehr komplexe neue Randbedingungen innerhalb kürzester Zeit und ohne ausreichende Tests in den Optimierungsalgorithmus übernommen werden, was aus Sicht von APG aufgrund der Fehleranfälligkeit nicht vertretbar ist. Die stundenscharfe Auflösung der geplanten Nichtverfügbarkeiten erhöht zudem enorm die Größe und Komplexität des bisher monatsscharfen Optimierungsproblems.

Aus den bisherigen Netzreserve-Ausschreibungen ist bekannt, dass thermische Kraftwerke üblicherweise in den Sommermonaten eine Kraftwerksrevision benötigen. In einem solchen Fall fehlt die gesamte Leistung der Netzreserveanlage. Um auch in diesen Zeiträumen ausreichend gesicherte flexible Leistung (FBL) zur Verfügung zu haben wurde die Vorgehensweise zu maxBlock vorgeschlagen, welche im Methodendokument genauer präzisiert wird. Der bisher statistisch berechnete Zuschlag entfällt.

## **1.5 Zu Szenarien, Netznutzungsfälle und Quantilbildung**

### **1.5.1 Zur Auswahl eines ausgewogenen Szenariorahmens für den Basislauf**

**Für die Erarbeitung der energiewirtschaftlichen Eingangsdaten** der Jahresrechnung werden grundsätzlich historische Daten, Zielwerte-Daten (aus ERAA, NRAA, NEP) und Daten aus Markterhebungen, wissenschaftlichen Studien und Netzzutrittsanfragen herangezogen. **APG hat ein Szenario für die Jahresrechnung bereits bis Q3 2025 fertigausgearbeitet und E-Control frühzeitig übermittelt.** Die vorgegebenen Aspekte der E-Control entsprechen der Vorgehensweise

Szenarien sind naturgemäß von der Unsicherheit der Marktentwicklung geprägt, da 2 bis zu 3 Jahren zwischen der Genehmigung der Eingangsdaten von E-Control bis zur Lieferperiode der Netzreserve liegen. Die Methode soll eine gewisse Flexibilität anbieten, wenn die wirtschaftliche Situation bzw. der Zweck der Studie es verlangt. Im Rahmen des ERAA-Prozesses wurde z.B. zuletzt neben dem Basis-Szenario (Basis dafür sind die NEKP) auch an einem „Trend and Projection“-Szenario gearbeitet.

**Bei der Auswahl des Wetterszenarios für die Jahresrechnung (Basislauf)** schlägt E-Control vor, dasjenige Wetterjahr heranzuziehen, das „hinsichtlich des Dargebots und der Temperaturentwicklung am stärksten mit dem dreijährigen historischen Mittelwert korreliert“.

In Übereinstimmung mit den gesetzlichen Vorgaben (§ 143 Abs 4 EIWG) ist die Interpretation von APG, die Systemanalyse gerade darauf zu richten, kritische energiewirtschaftliche und netztechnische Situationen in Österreich zu untersuchen. Für die Dimensionierung der Netzreserve ist daher nicht maßgeblich, welches Wetterjahr einem historischen Mittelwert besonders nahekommt, sondern ob die betrachteten Wetterkonstellationen geeignet sind, für die Netzreserve auslegungsrelevante Netzsituationen abzubilden. Ein ausschließlich oder vorrangig auf die Abbildung von historischen Durchschnitten – im Hinblick auf welche Kenngröße auch immer – ausgerichtetes Wetterjahr könnte solche Situationen unter Umständen gerade weniger gut erfassen. Dementsprechend hatte APG im Antrag vom 18.02.2026 „die Auswahl der Wetterszenarien sinngemäß so festgesetzt, dass diese in der Jahressimulation tendenziell zu einer möglichst hohen Zahl an für die Auslegung der Netzreserve besonders relevanten Situationen führen.“

Für die Systemanalyse 2026 wird die Auswahl des Wetterszenarios nach der Vorgabe von E-Control getroffen.

### **1.5.2 Zu Kritische und synthetische Wochen**

Der Wunsch nach einer Ausweitung der Anzahl kritischer Wochen ist zwar nachvollziehbar, ist aber der Zielsetzung und operativen Machbarkeit gegenüberzustellen. Jede zusätzlich ausgewählte kritische Woche erhöht den Berechnungsaufwand, da für sie ebenfalls Sensitivitäten und ggf. Kombinationen von Sensitivitäten untersucht werden müssen. Bei begrenzten Berechnungsressourcen bedeutet eine Ausweitung der Zahl kritischer Wochen zwangsläufig, dass an anderer Stelle Rechenaufwand eingespart werden muss, etwa durch eine geringere Zahl betrachteter Sensitivitäten, eine geringere Zahl von Kombinationen oder eine reduzierte Modellierungstiefe, was der Zielsetzung entgegenwirkt. Eine Erweiterung der Zahl kritischer Wochen darf nicht dazu führen, dass wesentliche Sensitivitäten vernachlässigt werden.

Für die Systemanalyse 2026 wird aufgrund der operativen Machbarkeit die maximale Anzahl auf 1 pro Saison festgelegt. Für die Systemanalyse 2027 wird eine Ausweitung der Rechenressourcen angestrebt, welche nach Umsetzung sowohl eine Erhöhung der Anzahl sowohl an kritischen Wochen je Saison als auch an Variationen ermöglichen sollte.

### 1.5.3 Zum Quantil

**Die Kriterien zur Ermittlung des finalen Bedarfs an flexibler Leistung (FBL) und der Höhe der Netzreserve werden durch die folgenden Dokumente näher bestimmt:**

- **Beihilferechtliche Genehmigung (SA.113090 – „EU-Genehmigung“):** Die Netzreserve soll demnach u.a. sicherstellen, dass das Stromnetz mit einem hohen Maß an Zuverlässigkeit betrieben werden kann, wobei das „n-1“-Sicherheitskriterium einzuhalten ist;<sup>2</sup>
- **EIWG:** „die Eingangsdaten bzw. Annahmen für Szenarien müssen zur Untersuchung von kritischen energiewirtschaftlichen und netztechnischen Situationen geeignet sein [...]“.<sup>3</sup>

Auf Basis der durch § 143 Abs 3 Z 1 EIWG vorgegebenen Durchführung der „*rechengestützten Analyse unter der Variation der Eingangsdaten*“ hat APG die Auflistung von Variationen und deren Kombinationen auf Basis von historischen (multiplen) aufgetretenen Faktoren (aus Ex-Post Analyse) oder aus etablierten zu erwarteten Klimaprognosen aus den EU-Prozessen (sog. PECD-Daten) vorgenommen. Diese Variationen und deren Kombinationen bilden die Grundlage für die Ermittlung des FBL in Vermerk der obengenannten festgesetzten Kriterien der EU-Genehmigung bzw. des EIWG. **Diese Auflistung wurde im Methodenentwurf präzisiert, um der dahingehenden Anregung von E-Control Rechnung zu tragen.**

Entsprechend der Vorgabe der E-Control wird vorgeschlagen, je Saison ein festes 99,7 %-Quantil der empirischen Verteilung des stündlichen Bedarfs an flexibler Leistung heranzuziehen. **Dieses Quantil sollte vorab methodisch festgelegt werden, um eine nachvollziehbare, reproduzierbare und saisonübergreifend konsistente Bemessung zu ermöglichen.**

Das 99,7 %-Quantil bedeutet, dass 99,7 % der betrachteten stündlichen Bedarfswerte auf oder unterhalb dieses Werts liegen. Die Verteilung bezieht sich dabei auf die simulierten Stundenwerte innerhalb der kritischsten Wochen je Saison sowie der fachlich ausgewählten Variationen und Sensitivitätskombinationen. Es handelt sich somit nicht um ein Jahresquantil aller möglichen Netznutzungsfälle, sondern um ein Bemessungsquantil im relevanten kritischen Zustandsraum. **Bei 168 Stunden je synthetischer Woche liegen beim 99,7 %-Quantil rund 0,5 Stunden je kritischster Woche und Saison oberhalb des Quantils.** Bei Sommer- und Winterwoche zusammen entspricht dies näherungsweise einer Stunde<sup>4</sup>.

Zu einer Ex-Ante vs. Ex-Post Betrachtung verweisen wir auf Kapitel 04.04 der Anlage 11, worin die Begründung des Quantils bestätigt wurde.

**Die Vorgehensweise zur Bestimmung des Quantil-Niveaus erfolgt methodisch auf Grundlage vorab definierter, regelbasierter und üblicher Kriterien und Herangehensweisen, welche dem Stand der Wissenschaft vergleichbarer Sektoren und der Statistik entsprechen.** Es ist aktuell auf Basis der gesetzlichen Anforderungen (probabilistischer Ansatz, große Mengen an rechengestützte Analyse unter Variation der Eingangsdaten) kein besser geeigneterer Ansatz bekannt (s. auch die Definition der nationalen Zuverlässigkeitsstandard). **In einer Ex-Post Betrachtung würde (und kann APG) dieselben rahmensetzenden Kriterien zur Ermittlung des FBL heranziehen.**

---

<sup>2</sup> Rz 8 und 37. In Rz 8 wird weiters die Einhaltung des 70% Mindestkapazitätsziel gemäß Art. 16(8) VO 2019/943 als Zielsetzung der Netzreserve ausgewiesen. Diese Zielsetzung wird unter Punkt 1.10.2 näher behandelt.

<sup>3</sup> § 143 Abs 3 zweiter Satz EIWG.

<sup>4</sup> Ein 95 %-Quantil würde demgegenüber rund 8,4 Stunden je Woche bzw. 16,8 Stunden für kritischste Sommer- und Winterwoche oberhalb des Quantils belassen und wäre daher weniger auf den relevanten oberen Rand der Bedarfsverteilung fokussiert.

Zu diesem Aspekt verweisen wir auf dem Kapitel 04.05 der Anlage 11, worin gutachterlich bestätigt wird, dass die Ex-Ante Bestimmung eines Quantil-Niveaus dem Stand der Wissenschaft entspricht.

Unbeschadet der fachlichen Meinung von APG (s. vorangehende Ausführungen) wird von der Umsetzung einer Konfidenzschranke abgesehen.

### **1.5.4 Kombinationen von Variationen und Eintrittswahrscheinlichkeit**

Die fachliche Eignung der im Hinblick auf die Berücksichtigung der Erkenntnisse der Ex-Post Analyse im Entwurf zur Methode beschriebenen Vorgehensweise wurde gutachterlich bestätigt (Anlage 8). Die Kombinationen von Variationen wurden gemäß der Anregung von E-control angepasst und weiter begründet.

## **1.6 Zur Ergebnisdarstellung**

Entsprechend der Anregung der Regelungsbehörde wurde das Methodendokument angepasst. Es werden die aufgezählten Ergebnisgrößen inklusive des Bedarfs an flexibler Leistung für alle Stunden aller betrachteten kritischen Wochen und Variationen (synthetischen Wochen) übermittelt.

Ebenso wurde im Dokument präzisiert, wie die einzelnen Stunden bei der Bestimmung des finalen Bedarfs an flexibler Leistung sowie des Netzreservebedarfs einbezogen werden.

## **1.7 Zum Umsetzungsplan und Weiterentwicklung der Methode (letzter Punkt)**

APG evaluiert kontinuierlich gemeinsam mit der E-Control die Weiterentwicklung der Methode. Bei Änderungen wird eine Aktualisierung der Methode gemäß EIWG § 143 Punkt 3 eingeleitet. Die gegenständliche Methode zur Durchführung der Systemanalyse wird erstmals für die Systemanalyse 2026 angewandt. Aufgrund des Umfangs der von E-Control angeregten Anpassungen und des äußerst engen Zeitkorsetts für die Durchführung der Systemanalyse 2026 werden zumindest die folgenden Punkte des durch E-Control angeregten Umsetzungsplan umgesetzt:

- Teilweise Anpassung der Saisonalität und Bedarfsableitung in einer höheren Granularität (vgl. § 1.2);
- Die Redispatch-Einsatz-Reihenfolge wird gemäß EPM-VO<sup>5</sup> festgelegt (vgl. § 1.3).
- Anpassung der Wetterszenario-Auswahl der Jahresrechnung (Basislauf) bzw. Präzisierung des ausgewogenen Szenariorahmens für den Basislauf (vgl. § 1.5.1);
- Anpassung der Anzahl von Variationen und Ergänzung ihrer Begründung (vgl. § 1.5.4);
- Teilweise Anpassung der Ableitung des Bedarfs. Es werden keine statistische Berücksichtigung von Revisionen anhand der historischen Nichtverfügbarkeitstage im Rahmen der Netzreservebedarfsableitung (vgl. § 1.4).
- Anpassung des Quantil-Niveaus (Konfidenzschranke) (vgl. § 1.5.3);
- Ergänzung der Darstellung der Ergebnisse (vgl. § 1.6)
- Die angeregte erweiterte Ergebnisdatenübermittlung für alle kritischen und synthetischen Wochen für alle Stunden könnte sich auf Grund der operativen Durchführbarkeit als eng noch im Jahr 2026 gestalten.

---

<sup>5</sup> 169. Verordnung des Vorstandes der E-Control über das angemessene Entgelt für Engpassmanagementmaßnahmen (Engpassmanagementverordnung – EPM-V), 02.07.2026.

(vgl. § 1.6). Diese wird für 2026 angestrebt, könnte dennoch sich zwangsweise auf Beginn 2027 verschieben.

Erst ab der Systemanalyse 2027 werden folgende Aspekte umgesetzt:

- Es wird in Abhängigkeit der verfügbaren Ressourcen, z.B. Rechenressourcen, angestrebt, mehr als 1 kritische Woche je Saison im Rahmen der Variationsrechnungen zu berücksichtigen (vgl. § 1.5.2).

Für die Umsetzung der weiteren Aspekte sollen noch fachliche Diskussionen zwischen APG und E-Control geführt werden, um die technische Machbarkeit, auch in Anbetracht des Rechenaufwands und der wachsenden Komplexität, zu evaluieren.

## **1.8 Zur Berücksichtigung der Ex-Post Analyse gemäß § 143 Abs. 3 Z 2 EIWG:**

APG hat 2025 eine Ex-Post-Analyse über die Entwicklungen und Häufigkeit der Engpassmanagementabrufe des Vorjahres erstellt. Die Ergebnisse der Ex-Post-Analyse wurden E-Control am 01.12.2025 vorgestellt und übermittelt. Der Umfang der Ex-Post Analyse wurde in der „Methode“ beschrieben.

Die Ex-Post-Analysen identifizieren – dem Versicherungsprinzip der Netzreserve entsprechend – Netzfälle, die kritisch für die Versorgungs- und Netzsicherheit waren. Dadurch wird sichtbar gemacht, welche energiewirtschaftlichen und klimatologischen Randbedingungen den Redispatch-Bedarf in der Realität tatsächlich maßgeblich beeinflusst haben. Der Entwurf zur Methode stützt sich auf diese Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse, um die Modelle zu parametrieren und die Eingangsdaten für die Simulationen festzulegen.

Eine Fortschreibung historischer Netzreserveeinsätze würde hingegen die Vornahme von vorausschauenden, szenariobasierten Simulationen und die Abbildung von sich potenziell ändernden Rahmenbedingungen ausschließen. Damit würde der Zweck der Netzreserve als Versicherung unterlaufen werden.

Die fachliche Eignung der im Hinblick auf die Berücksichtigung der Erkenntnisse der Ex-Post Analyse im Entwurf zur Methode beschriebenen Vorgehensweise wurde gutachterlich bestätigt (Anlage 8).

## **1.9 Zur Berücksichtigung der technisch möglichen und üblicherweise verfügbaren kurz- und mittelfristigen betrieblichen Maßnahmen gemäß § 143 Abs. 2:**

Gemäß § 143 Abs. 2 EIWG „[...] ist in der Systemanalyse festzustellen, welche netztechnisch relevanten Situationen auftreten können, die die Netz- und Versorgungssicherheit gemäß § 5 Abs. 1 Z 6 gefährden könnten. Überdies sind alle technisch möglichen und üblicherweise verfügbaren kurz- und mittelfristigen betrieblichen Maßnahmen, die den Systembetrieb in besonders kritischen Situationen unterstützen können, zu definieren und zu bewerten. [...]“.

APG arbeitet kontinuierlich an der Weiterentwicklung des bestehenden Engpassmanagements sowie an der Entwicklung alternativer und ergänzenden Maßnahmen zur kurz- und mittelfristigen Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs. Die in (i) Art 22 SOGLOF<sup>6</sup> und (ii) im EIWG<sup>7</sup> aufgelisteten potenziellen betrieblichen Maßnahmen wurden für die Zwecke der Methode näher ausgewertet. Die Analyse, ob und welche üblicherweise

---

<sup>6</sup> Verordnung (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl L 220/2017, 1.

<sup>7</sup> bspw. beschränkbare Netzzugänge, Spitzenkappung



verfügbare kurz- und mittelfristige betriebliche Maßnahmen bei der Bewältigung kritischer Situationen helfen könnten und ihre Berücksichtigung in der Systemanalyse, findet sich in der Anlage 7 dieses Antrags.

Die fachliche Eignung der im Hinblick auf die Berücksichtigung der betrieblichen Maßnahmen im Entwurf zur Methode beschriebenen Vorgehensweise wurde gutachterlich bestätigt (Anlage 8).

### **1.9.1 Allfällige Reduktion der langfristigen Kapazitätsvergaben (LTA)**

Die LTA werden in den europäischen Day-Ahead Market Coupling Prozess übergeführt: Verfügbare Kapazitäten im Day-Ahead Market müssen mindestens den Langfristkapazitäten entsprechen („LTA-Inclusion“).<sup>1F8</sup> Mittels des LTA-Inclusion Prozesses wirken die LTA als Finanzprodukt auch auf die physische Realität ein, was wiederum zu Überlastungen der kritischen Netzelemente führen kann.

Die Systemanalyse berücksichtigt bei der Modellierung des europäischen Day-Ahead Market Coupling die für ein betrachtetes Zieljahr erwarteten LTA an jeder relevanten Gebotszonengrenze in einer Ex-Ante Betrachtung, damit diese durch die simulierten Markterfordernisse auch in der Dimensionierung der Netzreserve Eingang finden. Die etwaige Änderung der LTA-Kapazität ist eine politische/volkswirtschaftliche Entscheidung. Falls es die LTA-Kapazität geändert werden sollte, wird dieser Aspekt in der Systemanalyse berücksichtigt werden.

Die erste Abänderung (first Amendment) der regional koordinierten Langfristkapazitätsberechnungsmethode in der CCR Core wurde Mitte Dezember 2025 bei den NRAs zur Genehmigung eingereicht. Der angestrebte Entfall der LTA-Inklusion im Day-Ahead Kapazitätsberechnungsprozess **ab 1. Jänner 2027** wird parallel dazu im Zuge der Einreichung der vierten Anpassung der Day-Ahead Kapazitätsberechnungsmethode (*fourth Amendment*) beantragt. **Unter der Voraussetzung, dass die beantragte Abänderung der Methode betreffend den Entfall der LTA-Inklusion genehmigt wird, sind die vorangehenden Ausführungen unter Punkt 2.1 hinfällig.**

### **1.9.2 Zur Berücksichtigung einer allfälligen Kapazitätsreduktion mittels Validierung und deren Verhältnis zum 70%-Mindestkapazitätskriterium**

Gemäß Art. 16(8) VO 2019/943 sind die ÜNB verpflichtet, für den grenzüberschreitenden Stromhandel eine Mindestkapazität von 70% auf ihren Netzelemente zur Verfügung zu stellen („**70%-Mindestkapazitätsziel**“). Diese Anforderung gilt unabhängig davon, ob die Übertragung-Kapazität physisch tatsächlich vorhanden ist. In der täglichen Day-Ahead Kapazitätsberechnung (basierend auf D-2 Prognosen), genauer im Validierungsschritt, wird **durch Netzberechnungen seitens der ÜNBs bereits unter Berücksichtigung der verfügbaren Entlastungsmaßnahmen (samt Redispatch inkl. Netzreservekapazität)** geprüft, ob die zonenübergreifende (Mindest-)Kapazität dem Markt unter gleichzeitiger Einhaltung der Betriebssicherheit zur Verfügung gestellt werden kann. Dieser Validierungsschritt wird in der CCR Core im Zuge der „DAVinCy“ Kooperation zusammen mit den ÜNBs von DE und NL durchgeführt. Art. 16(3) VO 2019/943 regelt, dass die Vorgaben zur Mindestkapazität für den zonenübergreifenden Handel als „*letztes Mittel*“ unterschritten werden können, wenn die verfügbaren Entlastungsmaßnahmen (inkl. Redispatch auch aus den Netzreserven) nicht ausreichen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten („**Kapazitätsreduktion**“).

Das im Entwurf der Methode berücksichtigte Vorgehen, im Hinblick auf Kapazitätsreduktionen, wird durch ein Rechtsgutachten gestützt, das nach Antragstellung durch APG nachgereicht wird.

---

<sup>8</sup> Art 18 Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region (2023).

### **1.10 Zur Berücksichtigung dynamischer Eingangsdaten**

Die jeweils ausgewählten Szenarioannahmen<sup>9</sup> spiegeln – gleichläufig mit der Vorgehensweise bei anderen Produkten wie ERAA, TYNDP oder NEKP – einen repräsentativen Szenariowert für ein Zieljahr wider. Diese Zielwerte werden dann zu stündlichen, dynamischen Zeitreihen runtergebrochen, um bspw. meteorologischen oder Nicht-Verfügbarkeitseffekten Rechnung zu tragen. Der durch die Methode neu eingeführte probabilistische Ansatz bringt eine hohe Dynamisierung der Variationen von Eingangsdaten, entsprechend den Vorgaben des § 143 Abs. 3 Z 3 EIWG.

APG arbeitet kontinuierlich an der Weiterentwicklung und Qualitätssteigerung der Szenariowerte sowie Eingangsdaten zur Systemanalyse.

### **1.11 Zur Ableitung eines dynamischen Bedarfs über einen bestimmten Zeitraum**

Der im Entwurf der Methode enthaltene probabilistische Ansatz entsprechend der Vorgaben des § 143 Abs. 3 Z 3 EIWG führt bereits zu einer hohen Dynamisierung der Variationen von Eingangsdaten. Damit wird die Betrachtung einer größeren Anzahl an kritischen Fällen und Bedarfe an flexibler Leistung ermöglicht.

Aktuell erfolgen die Stilllegungsanzeigen saisonal; dem trägt die Systemanalyse Rechnung. Sollten sich diesbezüglich Änderungen ergeben, ist der gewählte Ansatz grundsätzlich dazu in der Lage, bei Weiterentwicklungen darauf einzugehen.

### **1.12 Zur kumulativen Annahme von Kriterien**

Gemäß § 143 Abs. 4 EIWG müssen die Eingangsdaten bzw. Annahmen für Szenarien zur Untersuchung von kritischen energiewirtschaftlichen und netztechnischen Situationen geeignet sein. Weiters ist in der Systemanalyse gemäß § 143 Abs. 2 EIWG festzustellen, welche netztechnisch relevanten Situationen auftreten können, die die Netz- und Versorgungssicherheit gemäß § 5 Abs. 1 Z 6 EIWG gefährden könnten. § 143 Abs. 2 EIWG sieht die Durchführung einer rechengestützten Analyse unter Variation der Eingangsdaten vor.

Aus diesen Gründen hat APG bei der Systemanalyse die Verpflichtung, Netzfälle für eine Vielfalt an kritischen Markt- und Netzsituationen, auch aus Kombinationen von mehreren für das Stromsystem belastenden Faktoren, zu identifizieren und genau hierfür eine ausreichende Dimensionierung der Netzreserve sicherzustellen.

Die fachliche Eignung der im Hinblick auf die Variationsanalyse im Entwurf zur Methode beschriebenen Vorgehensweise wurde gutachterlich bestätigt (Anlage 8).

---

<sup>9</sup> bspw die PV-Kapazitäten oder der Stromverbrauch eines ausgewählten Zieljahres.