

Stellungnahme der APG zur Konsultation über die Methode zur Systemanalyse gemäß § 143 Abs. 3 ElWG, September 2026

APG nimmt nachfolgend im Rahmen der Konsultation der E-Control zum Entwurf einer Methode für die Durchführung der Systemanalyse gemäß § 143 Abs. 3 ElWG Stellung. Der Fokus liegt insbesondere auf den „Anmerkungen der Behörde zu den Vorschlägen des Regelzonenführers“.

Bei der Evaluierung der Anträge und dieser Stellungnahme sollten nachfolgend dargestellte Wirkungszusammenhänge zwischen den Anregungen der Regulierungsbehörde und der Netzsicherheit berücksichtigt werden, um sicherzustellen, dass die Netzreserve den gesetzlich intendierten Zweck erfüllt.

1. Bedeutung von Netzreserve und Systemanalyse

Notwendigkeit der Netzreserve für Netz- und Betriebssicherheit

Die Netzreserve ist eines der zentralen Instrumente zur Aufrechterhaltung von Netz- und Betriebssicherheit im österreichischen Übertragungsnetz. Durch die Netzreserve wird sichergestellt, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Erzeugungs- bzw. Verbrauchskapazitäten zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen.

Seit 2015 wurden rund 0,8 GW an flexibler Kapazität endgültig stillgelegt; dies entspricht in etwa 20 % des österreichischen thermischen Kraftwerkparks. Vor dem Hintergrund der weiter voranschreitenden Dekarbonisierung – getrieben durch ambitionierte Energie- und Klimaziele – ist in den kommenden Jahren mit weiteren endgültigen Stilllegungen thermischer Kraftwerke zu rechnen.

Strukturelle Maßnahmen wie die Entwicklung einer österreichischen Kraftwerkstrategie, spezielle Fördermaßnahmen für nicht-fossile Flexibilität sowie Anpassungen des österreichischen Marktdesigns benötigen lange Vorlaufzeiten und würden ihre Wirkung erst mittelfristig entfalten.

Bis dahin bleibt die Netzreserve ein unabdingbares Instrument, um ausreichend flexible Kapazitäten für das Engpassmanagement sicherzustellen und das gesetzlich intendierte Netzsicherheitsniveau zu gewährleisten.

Rolle und Ausgestaltung der Systemanalyse

Der Bedarf an Netzreserve wird im Rahmen der jährlichen Systemanalyse gemäß § 143 ElWG durch APG ermittelt (Dimensionierung der Netzreserve). In der Systemanalyse werden systemkritische Situationen identifiziert, bei deren Eintritt die Netzreserve zur Beseitigung von Netzengpässen und damit zur Aufrechterhaltung eines sicheren Betriebs eingesetzt werden soll.

Die letzten Jahre zeigen eindrücklich, dass ex-ante als unwahrscheinlich klassifizierte, systemkritische Situationen tatsächlich eintreten können:



- **Winter 2025:** Gleichzeitige (Teil-)Ausfälle von mehreren Großkraftwerken führten zu einer Unterdeckung von mehr als 1.300 MW, woraufhin APG die grenzüberschreitenden Kapazitäten für einige Tage anpassen musste.
- **Dürre 2026:** Gegenüber dem Vorjahr musste Österreich bis einschließlich August 2026 3,5 TWh zusätzlich importieren, um das Erzeugungsdefizit (-20 %) aus Wassererzeugung (Speicher- und Laufkraftwerke) auszugleichen – trotz erhöhter Erzeugung aus Wind und Solar.

Historisch ist eine stetige Zunahme solcher Situationen zu beobachten. Dieser Umstand wird in der von APG vorgeschlagenen Methode zur Systemanalyse angemessen berücksichtigt.

Kosten- und Risikoaspekte bei unzureichender Netzreserve

APG weist darauf hin, dass – unbeschadet größtmöglicher Kosteneffizienz – die Dimensionierung der Netzreserve sicherstellen muss, dass bei Auftreten kritischer Netzsituationen ein angemessenes Netzsicherheitsniveau gewährleistet ist. Nach Einschätzung von APG würden einige der von E-Control angeregten Änderungen zu einer signifikanten Herabsetzung des Absicherungslevels führen. Dies kann im ersten Schritt die Kosten für die Netzreserve senken, führt jedoch in weiterer Folge zu anderen Kosten- und Risikoaspekten, welche aus Sicht der APG nicht ignoriert werden sollten:

- **Häufigere Eingriffe in europäische Kapazitätsberechnungsmechanismen (DAVinCy-Validierung):**

Bei unzureichender Netzreserve ist verstärkt mit Anpassungen bzw. Korrekturen der Kapazitätsberechnung – konkret mit Reduktionen der zur Verfügung gestellten Kapazitäten für den Stromhandel – zu rechnen. Geringere Handelskapazitäten limitieren die Importmöglichkeiten und können dadurch zu deutlich höheren Strompreisen führen.

- **Spannungsverhältnis zu europäischen Vorgaben (z.B. 70%-Mindestkapazität):**

Häufigere Eingriffe in die Kapazitätsberechnungsmechanismen erhöhen das Risiko, dass unionsrechtlich vorgegebene Mindestkapazitäten für grenzüberschreitende Kapazitäten („70%-Regel“) zeitweise nicht eingehalten werden können. Dies hätte Rückwirkungen auf den internationalen Stromhandel und die Strompreise in Österreich und Europa und könnte den internationalen Druck auf Österreich hinsichtlich alternativer Engpassmanagement-Maßnahmen (z.B. Gebotszonen-Konfiguration) erhöhen.

- **Häufigere Entlastungsmaßnahmen außerhalb des Normalbetriebs (Art. 20 SOGL):**

Bei unzureichender Netzreserve nimmt die Wahrscheinlichkeit zu, dass Entlastungsmaßnahmen zum „Umgang mit Verstößen gegen die Betriebssicherheit“ außerhalb des Normalzustands des Übertragungsnetzes gem. Art. 20 SOGL erforderlich werden. Dies kann im Extremfall zur Einleitung von Energielenkungsmaßnahmen führen (z.B. Abschaltung von Großverbrauchern).

Vor diesem Hintergrund weist APG darauf hin, dass bei der Dimensionierung der Netzreserve auch die oben genannten Kosten- und Risikoaspekte angemessene Berücksichtigung finden sollten.

2. Stellungnahme zu den Fragestellungen der E-Control

Zur Frage der E-Control, inwiefern der von APG angedachte probabilistische Ansatz eine „realistische Risikoabschätzung“ darstellt:

APG wurde im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung der Netzreserve (Ende 2025) aufgefordert, die bis dahin angewandte Methodik hin zu einem probabilistischen Ansatz weiterzuentwickeln. Dieser Aufforderung ist APG im Rahmen der Erstellung der nunmehr zur Konsultation stehenden Methode zur Systemanalyse nachgekommen. Auch das EIWG trägt dieser Aufforderung bereits Rechnung (vgl. § 143 Abs. 3 Z 1 EIWG). Die von APG entwickelte und eingereichte Methodik, sowie die Ableitung eines adäquaten Netzreservebedarfs, wurden auch von externen Gutachtern evaluiert und bestätigt.

Ein probabilistischer Ansatz ermöglicht es, die Volatilitäten im Stromsystem sowie das Auftreten meteorologischer Extremereignisse besser abzubilden und bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs adäquat zu berücksichtigen. Dem Grunde nach wurden probabilistische Ansätze bereits in anderen regulatorischen Verfahren behördlich als geeignete Methode zur Abschätzung der Versorgungssicherheit anerkannt (z.B. ACER-Genehmigung von ERAA und Seasonal Outlook; nationales NRAA nach EIWG).

Aus Sicht der APG ist ein probabilistischer Ansatz zur Bestimmung des Netzreservebedarfs allerdings nur dann geeignet, wenn identifizierte kritische Netzsituationen im Rahmen der Analysen auch tatsächlich Berücksichtigung finden. Ein bewusstes „Weglassen“ von systemkritischen Fällen würde einen solchen Ansatz ad absurdum führen.

Zur Frage der E-Control, ob gegenüber dem APG-Methodenentwurf zusätzliche Maßnahmen zur Risikomitigation in Betracht kommen:

In der Systemanalyse berücksichtigt APG sämtliche technisch relevanten Entlastungsmaßnahmen, insbesondere die in Art. 20 SOGL genannten Maßnahmen. Dies ist in der Anlage 7 zum Antrag von APG dokumentiert. Berücksichtigt wurden unter anderem Redispatch-Potenziale nationaler und ausländischer Flexibilitätsanbieter sowie mögliche netztechnische Änderungen. **Diese Maßnahmen wirken dämpfend auf die Höhe des Bedarfs an flexibler Leistung.**

Weitere Notfallmaßnahmen (Lastabwurf, Netztrennungen) sind von APG als absolutes „Measures of Last-Resort“ eingestuft und daher für eine ex-ante Betrachtung nicht geeignet.

3. Sonstige Anmerkungen

APG weist darauf hin, dass die Fristen für die Fertigstellung der Systemanalyse nach EIWG – insbesondere im ersten Durchlauf – sehr knapp bemessen sind. Es besteht das Risiko, dass die Übermittlung der Systemanalyse aufgrund der noch ausstehenden Genehmigungen der Methode und

Österreich braucht Strom.



der Eingangsdaten erst nach dem 01.12.2026 erfolgen kann. Diese Verzögerung birgt Risiken für eine fristgerechte Ausschreibung der Netzreserve, welche im 2. Quartal Februar 2027 vorgesehen ist, und in der Folge für die rechtzeitige Kontrahierung der notwendigen Netzreserven für die Periode Winter 27/28 und Sommer 28.

ANHANG: Detaillierte Stellungnahme zu den Anmerkungen der Behörde zu den Vorschlägen des Regelzonenführers

APG hat im Primär- und Eventualantrag die Anregungen der Regulierungsbehörde weitgehend berücksichtigt und verweist auf folgende Beilagen:

- I.2_Beilage Berücksichtigung der Anmerkungen der E-Control
- II.2_Beilage Berücksichtigung behördlicher Anmerkungen

Im Folgenden werden ausgewählte Themen der Behörde kommentiert.

Thema 1: Form und Ausführlichkeit des Methodendokuments

E-Control kritisiert, der Entwurf zur Methode enthalte nicht hinreichend klare Vorgaben für die Durchführung der Systemanalyse und eröffne damit einen unangemessenen Entscheidungsspielraum bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs.

Die Methode ist so ausgestaltet, dass:

- die wesentlichen Schritte der Systemanalyse nachvollziehbar beschrieben,
- die relevanten Parameter und Eingangsdaten definiert und
- die Ableitung des Netzreservebedarfs methodisch transparent dargestellt werden.

Aus Sicht von APG ist daher nicht ersichtlich, in welcher Weise die aktuelle Form der Methode einen unangemessenen Entscheidungsspielraum eröffnen sollte.

Thema 2: Saisonalität und zeitliche Granularität in Bedarfsableitung und Ex-Post-Analyse

E-Control regt an, den über das Jahr variierenden Bedarf an flexibler Leistung und Netzreservebedarf stärker zu adressieren (z.B. durch Ausweisung eines monatlich gestaffelten Netzreservebedarfs).

Die **Winter-/Sommer-Saisonalität** des Energiemarktes spiegelt sich in einschlägigen rechtlichen Vorgaben wider (z.B. ENTSO-E Seasonal Outlooks, Netzreserve-Verordnung). Stilllegungsmeldungen von Flexibilitätsanbietern sind saisonal geprägt. Systemkritische Situationen entstehen jedoch aus energiewirtschaftlichen und meteorologischen Konstellationen, deren konkreter Eintritt innerhalb einer Saison **nicht monatsgenau vorhersagbar** ist. Beispiele:

- Ist eine Kombination aus sehr hoher Offshore-Winderzeugung in der Nordsee und Extremdürre in Europa (Sommer 2026) für Juni oder für September zu erwarten?



- Ist ein erneuter gleichzeitiger Ausfall von mehreren österreichischen Großkraftwerken (wie im Dezember 2025) für Oktober oder Februar zu erwarten?

Kritische Situationen können in jedem Monat einer Saison auftreten bzw. wiederkehren und lassen sich ex-ante nicht spezifischen Monaten zuordnen!

Gleichwohl können solche Fälle heute **probabilistisch abgeschätzt** und durch geeignete Dimensionierung der Netzreserve **abgesichert werden**. Diese Unsicherheiten in der Vorhersage systemkritischer Situationen rechtfertigen den gewählten probabilistischen Ansatz.

Thema 3: Lastfluss- und Redispatchoptimierung

E-Control kritisiert, dass der Einsatz von Netzreserveanlagen im Modell zur Redispatchoptimierung nicht mit den höchsten Straf- und Grenzkosten belegt wurde.

APG hat die in der Zielfunktion der Redispatch-Optimierung hinterlegten Redispatchkosten für den Abruf der einzelnen Anlagen auf Basis der Engpassmanagement-Verordnung der E-Control abgeleitet. Ein Abweichen von diesen behördlichen Vorgaben wäre aus Sicht von APG unsachlich.

Zusätzlich möchten wir darauf hinweisen, dass im aktuellen europäischen Strommarktdesign, die Kosten für Kapazitätsreservierungen bei Abrufen nicht eingepreist werden (z.B. Regelreservemärkte).

Die jüngst durch E-Control erlassene Engpassmanagement-Verordnung und deren Vorgaben hinsichtlich der Vergütung unterschiedlicher Anlagentypen wurden in der Parametrierung der Redispatch-Kosten vollständig berücksichtigt.

Thema 4: Umgang mit Revisionen und Ableitung des Netzreservebedarfs

E-Control regt an, die Berücksichtigung des Ausfalls des größten Angebots (z.B. eines Kraftwerksblocks) zu streichen und Revisionen direkt im Rahmen der Ausschreibung beim Zuschlag der Angebote zu berücksichtigen.

Wie in der Methode dargestellt, geht es hierbei nicht um die Berücksichtigung ungeplanter Ausfälle, sondern um den Umgang mit **geplanten Nichtverfügbarkeiten** (z.B. Revisionen) im Ausschreibungsmechanismus. Der Umgang mit Kraftwerksrevisionen ist eine unvermeidbare Herausforderung bei der Deckung des Netzreservebedarfs. Insbesondere thermische Kraftwerke benötigen historisch meist in den Sommermonaten mehrwöchige Revisionen. Auch während dieser Revisionen muss der Netzreservebedarf vollumfänglich gedeckt sein, um Netzsicherheit kontinuierlich zu gewährleisten.

Zum Zeitpunkt des Zuschlags sind nicht alle notwendigen Informationen zu den Kraftwerksrevisionen vorhanden, um diese im Zuge des Zuschlags gesamtheitlich zu optimieren. So fehlen insbesondere die



Informationen zu den Revisionen der Marktkraftwerke, die im Gesamtbild einen integralen Bestandteil in der Sicherstellung von ausreichend Kraftwerksleistung darstellen. Es besteht beim von E-Control vorgeschlagenen Vorgehen ein erhebliches Risiko, dass der Zuschlag weder korrekt noch kostenoptimal durchgeführt wird und dass der Netzreservebedarf – insbesondere während Revisionen von Marktkraftwerken – nicht gedeckt ist.

Der von APG unterbreitete Vorschlag, nur die größte zugeschlagene Anlage mit Revisionsbedarf gesondert zu berücksichtigen, stellt einen gangbaren Mittelweg zwischen Risikoabsicherung und effizienter Zuschlagsgestaltung dar.

Thema 5: Ableitung des Netzreservebedarfs in der Methode

Siehe vorangehende Ausführungen zum Thema 4.

Thema 6: Szenarien, Netznutzungsfälle und Quantilbildung

E-Control kritisiert, dass das verwendete Quantil ex-ante festgelegt wird, und regt an, die Festlegung ex-post nach Vorliegen der Ergebnisse der Systemanalyse vorzunehmen.

Aus Sicht von APG ist für die methodische Belastbarkeit der Systemanalyse entscheidend, dass das Quantil bzw. der Absicherungswert ex-ante festgelegt wird. **Eine ex-post-Festlegung würde einen weitreichenden Ermessensspielraum eröffnen, der methodisch nicht begründbar wäre.**

Die ex-ante Festsetzung des Absicherungswerts entspricht der üblichen Vorgehensweise bei simulationsbasierten Verfahren wie Quantils-, Value-at-Risk-, Bemessungs- oder Sicherheitsreserveverfahren. APG hat vorgeschlagen, ein 99,7%-Quantil als Absicherungsniveau zu verwenden und dies auch extern begutachten und bestätigen lassen. Da im vorgeschlagenen Ansatz jeweils eine kritischste Woche pro Sommer- bzw. Wintersaison maßgeblich ist und detailliert untersucht wird, entspricht dies etwa einer Stunde (1h), in welcher nicht ausreichend Redispatch-Kraftwerke zur Behebung von Netzengpässen zu Verfügung stünden.

Da aber auch in den nicht untersuchten 50, als weniger kritisch identifizierten, anderen Wochen Redispatchbedarf in hohem Ausmaß erforderlich sein kann, ist somit faktisch von mehreren Stunden mit Unterdeckung von Redispatchpotenzial auszugehen.

Die ex-ante Festlegung des Quantils:

- orientiert sich an Best-Practice in Finanz- und Energiemärkten (analog zu Zuverlässigkeitsstandards),
- schafft einen klaren Rahmen und stellt Transparenz, Nachvollziehbarkeit und Reproduzierbarkeit sicher und
- verhindert einen nicht nachvollziehbaren Ermessensspielraum für den Antragsteller.



Ein ex-ante festgelegtes Quantil muss dem Absicherungszweck der Netzreserve ausreichend Rechnung tragen.

Erkenntnisse aus der Ex-Post-Analyse ([Link : Ex-Post-Analyse - Austrian Power Grid](#))

Die jährlich gemäß § 143 Abs. 3 ElWG und § 7 Abs. 2 Netzreserve-Verordnung durchgeführte Ex-Post-Analyse des historischen Engpassmanagements und Netzreservebedarfs dient der Qualitätssicherung der komplexen Dimensionierung der Netzreserve. APG hat in der Ex-Post Analyse mehrere kritische Fälle pro Saison untersucht und festgestellt, dass historisch gesehen die in der Systemanalyse betrachteten kritischen Situationen durchaus auftreten: Im Zeitraum Juli 2025 – Juni 2026 wurde die Netzreserve zur Engpassvermeidung ganzjährig in 1.190 Stunden eingesetzt.

Die Häufigkeit, das Volumen und die Wirksamkeit des Einsatzes der Netzreserve sowie die energiewirtschaftlichen Haupttreiber wurden analysiert und werden gemäß dem vorliegenden Methodenentwurf auch in der nächsten Systemanalyse 2027 berücksichtigt.

Die Analyseergebnisse bestätigen damit unverändert:

- **die Notwendigkeit** von Absicherungsmaßnahmen in Form sicher verfügbarer flexibler Leistung und
- **die hohe Qualität und Zielgenauigkeit** der bisherigen Systemanalysen durch APG.

Die Ex-Post-Analyse zeigt, dass der tatsächliche Einsatz an Netzreserve gut mit dem im Rahmen der Systemanalyse von APG ermittelten Netzreservebedarf übereinstimmt.