

Methode zur Durchführung der Systemanalyse

gemäß § 143 Abs. 3 EIWG

Anlage 2 – Berücksichtigung der Anmerkungen der Regulierungsbehörde

1.1 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).

1.2 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 SOGL¹ und (ii) im EIWG² aufgelisteten potenziellen betrieblichen Maßnahmen wurden für die Zwecke der Methode näher ausgewertet. Die Analyse, ob und welche üblicherweise verfügbare kurz- und mittelfristige

¹ Verordnung (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABI L 220/2017, 1.

² bspw. beschränkbare Netzzugänge, Spitzenkappung

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).

1.2.1 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“).³ 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.**

1.2.2 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 Übertragungs-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

³ Art 18 Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region (2023).

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.

1.3 Zur Berücksichtigung dynamischer Eingangsdaten

Die jeweils ausgewählten Szenarioannahmen⁴ 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.

1.4 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.

1.5 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

⁴ bspw die PV-Kapazitäten oder der Stromverbrauch eines ausgewählten Zieljahres.

gemäß § 5 Abs. 1 Z 6 ElWG gefährden könnten. §143 Abs. 2 ElWG 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).