

2025

Netzreserve – Status und Ausblick

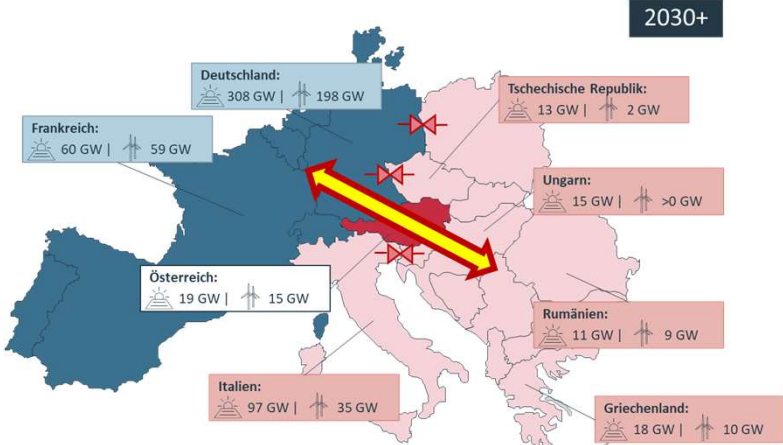
Jean-Yves Beaudeau, APG

Maximilian Rock, APG

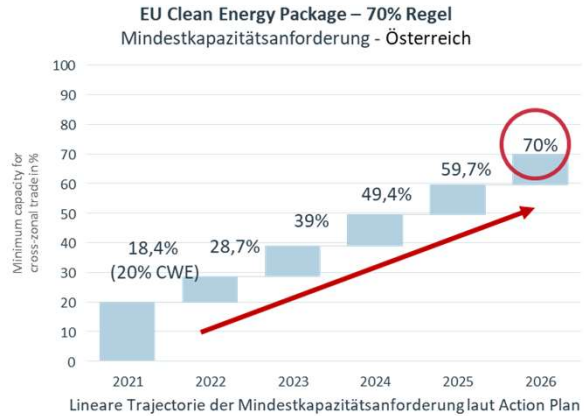
Internationales Umfeld – Die Herausforderungen steigen von Jahr zu Jahr! Haupttreiber:



- EE-Marktintegration schreitet voran, rd. +1.900 GW oder **+617 % von PV und Wind** Zubau in der EU laut TYNDP **24 bis 2040** im Vergleich zu rd. 370 GW von 2023
- Starker europäischer EE-Ausbau und CEP70% Handelserfordernisse führen immer mehr zu **hohen österreichischen Import-/Export-Flüssen**
- Keine PSTs auf den West <> Ost Korridoren**
PST- und Loop-Flows aus dem Ausland (Beispiel aus DE-CZ-POL Grenzen) mit geringer Möglichkeit darauf zu reagieren

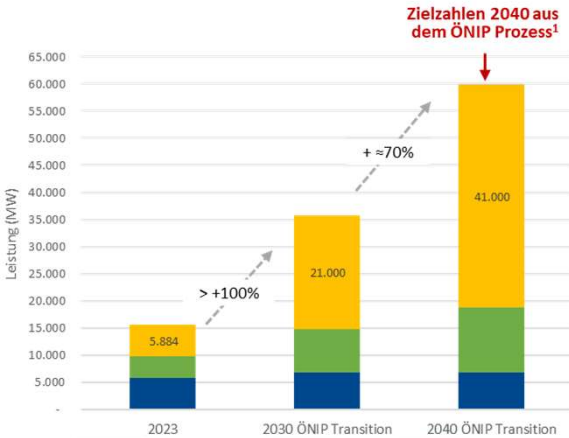


² Installierte PV und Wind, TYNDP 2024 NT Szenario, Extrapolation 2035



Resultierend: Verschärfung von Engpässen in Österreich

**Hoher Bedarf an Netzreserve
In Abhängigkeit von den Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken**



Netzreserve Neu-Notifizierung



- ▶ Die Netzreserve stellt **eine staatliche Beihilfe** dar
 - Der **neue Mechanismus** ist ein **wesentliches Element der Versorgungs- und Netzsicherheit Österreichs**
 - Verlängerung **samt Anpassungen** (z.B. Anpassungen des Produktdesigns, Beschaffungsprozess)
 - **EU-Kommission hat am 6.10.2025 die Notifikation der Netzreserve bis Ende 2030 neu genehmigt**

▶ Nationale Umsetzung

- Die nationale Legistik zum neuen Netzreserve-Regime wurde in enger Abstimmung zw. BMWET, ECA und APG finalisiert
- **Die nationale Umsetzung im Strom-Gesetz ist dringend notwendig**

Ansonsten kann die Netzreserve nicht kontrahiert werden

EPV altes Regime
Bis 2021

EK Genehmigung Jun.21
Netzreserve 2021-25

Neues Regime
Netzreserve 2026-30...

¹ Leitlinie für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen - 2022

European Resource Adequacy Assessment (ERAA)

Hintergrund



Was ist der ERAA?



Gemeinsame, europäische Abschätzung der ENTSO-E, ob Erzeugungskapazitäten ausreichen, um die Last mittelfristig (2 bis 10 Jahre) zu decken.



ERAA wird nach Abschluss von ACER überprüft und genehmigt.

Kennzahlen der Lastunterdeckung:*



Loss of Load Expectation (LOLE, h/yr): Durchschnittliche Anzahl von Stunden, in denen Lastunterdeckung auftritt.



Energy Not Served (ENS, GWh/yr): Durchschnittliche Energie, die während Lastunterdeckung nicht geliefert wird.



Zuverlässigkeitsstandard (h/yr): Festgelegtes Zielmaß, das angibt, wie viele Stunden modellierte Lastunterdeckung pro Jahr akzeptiert werden.

Zur besseren Einschätzung des Unterdeckungsrisikos wird allerdings ein Zuverlässigkeitsstandard und ein *Nationales Resource Adequacy Assessment* (beides im EIWG vorgesehen) benötigt.

European Resource Adequacy Assessment

Übersicht Ergebnisse für Österreich



Zukünftige mögliche Unterdeckung

LOLE für Österreich

- bis 2030 bei knapp 3 Stunden/Jahr
- für 2035 bei über 6 Stunden/Jahr

Knappheit ist überregional zu betrachten

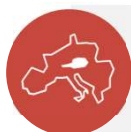
- Wenn kritische Situationen in AT auftreten, ist dies meist auch in DE, HU, CZ, etc. der Fall!

Angemessenheit der Ressourcen

- Fossile Kraftwerke sind in der EU kaum noch wirtschaftlich
- Variable Erneuerbare allein sind jedoch nicht ausreichend zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit



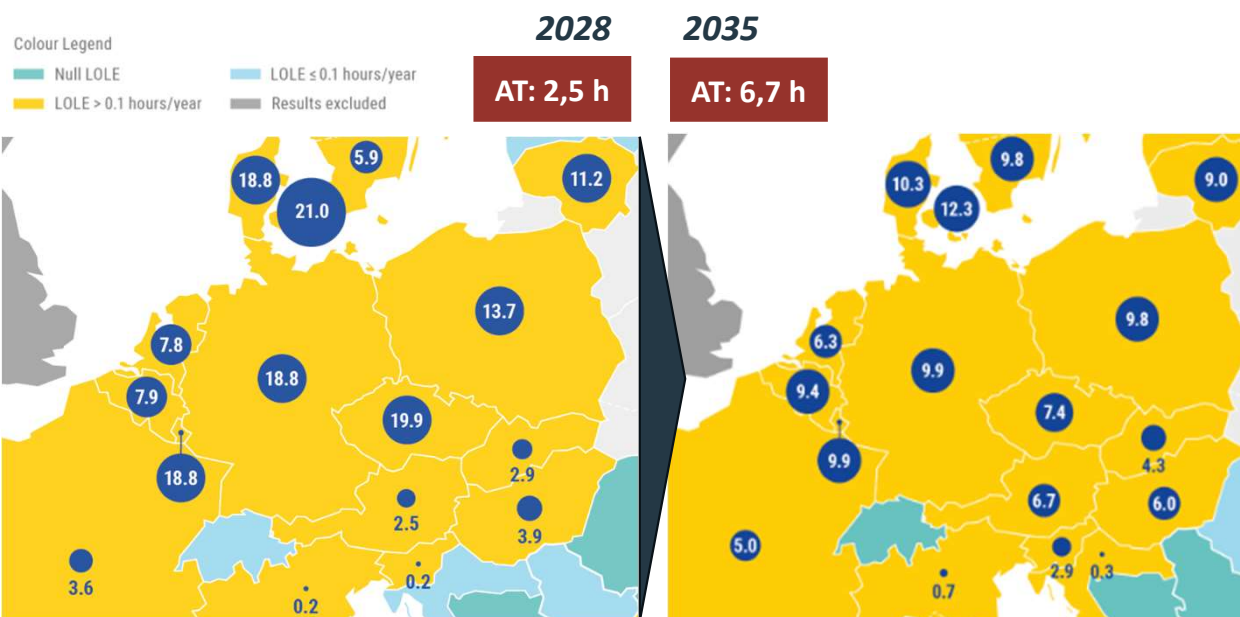
ERAA 2024 wurde im August 2025 von ACER genehmigt



Weitere Untersuchungen (NRAA, FNA) werden national gestartet

Versorgungssicherheit bleibt zentrales Thema für APG

ERAA 2024 Ergebnisse



In AT noch kein Zuverlässigkeitsstandard definiert, aber Werte für 2035 über den typischen europäischen Grenzwerten

¹ LOLE: Loss of Load Expectation; CISAF - Clean Industrial Deal State Aid Framework

Ausblick 2030+



Angekündigte und gestartete Initiativen sind dringend notwendig.



Das ElWG schafft die Grundlage für eine Vielzahl notwendiger Prozesse für Versorgungssicherheit

**Festlegung
Zuverlässigkeitsstandard**

**Nationales Ressource
Adequacy Assessment**

**Flexibility Needs
Assessment**

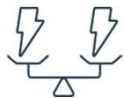
**Systemanalyse
(Netzreserve)**

**EU Ressource Adequacy
Assessment (ERAA)**



Ebenso positiv ist die im Regierungsprogramm angekündigte Kraftwerksstrategie, um frühzeitig Weichen zu stellen.

Denn: Herausforderungen bleiben auch nach 2030 bestehen:



Soeben genehmigte Netzreserve läuft 2031 aus.



ERAA24 zeigt mögliches Unterdeckungsproblem in Österreich spätestens 2035.



Mögliche Lösungen haben eine lange Vorlaufzeit, egal ob Netzausbau, Speicher, Kraftwerks(um-)bau, Genehmigungsprozesse bei EU-Kommission für Förderungen/Absicherungsmechanismen etc.

Zeitnahe Koordinierung hinsichtlich Risiken für die Versorgungssicherheit und gesamtheitliche, kosteneffiziente Lösungen unabdingbar!

Netzreserve Aktuell

- ▶ Nächste Ausschreibung 2026/27 erstmals nach Schema der neuen Genehmigung
- ▶ Aktueller Status:
 - ▶ Aktualisierung der Ausschreibungsunterlagen/Allgemeinen Bedingungen/FAQs
 - ▶ Finalisierung der Systemanalyse (Bedarfsbestimmung)

▶ Prozess:

**Systemanalyse
bis Jahresende**

**Interessensbekundung
Start: ca. Ende Februar**

**Angebotsphase
Start: ca. Mitte April**

**Genehmigung
Sommer**

**Verträge
ca. September**

- ▶ Teilnahmeberechtigte Anlagen:
 - ▶ Erzeuger, Speicher, Verbraucher (Demand Response) > 1 MW (*Erzeuger mit Stilllegungsanzeige*)
 - ▶ Aggregierte Anlagen > 1 MW
- ▶ Öffentliche Version der Genehmigung zeitnah verfügbar: Beihilfenummer SA.113090

Die Vorbereitungen für die nächste Ausschreibung, erstmals nach neuem Schema, laufen bereits auf Hochtouren. Parallel dazu muss von Österreich noch der passende Rechtsrahmen geschaffen werden (EIWG, Verordnung).

Genehmigte Änderungen und neue Anforderungen im Ausschreibungsmodus I/II



Monatsprodukte:

Zusätzlich zum Jahres-, Winter-, und Sommerprodukt in jährlicher Ausschreibung

De-Rating von Anlagen:

*Wegfall der Mindestlaufzeit; stattdessen De-Rating der Nennleistung basierend auf maximaler Laufzeit
– Anforderung der EU-Kommission*

Möglichkeit zur kostenbasierten Beschaffung:

*Bei unzureichendem Verhältnis von Stilllegungsanzeigen zu Bedarf (durch E-Control definiert); bei
pivotalem Anbieter; bei weniger als drei Geboten von drei Anbietern*

Nicht-Veröffentlichung des Netzreservebedarfs:

Zur Sicherstellung der Effizienz des Marktes wird der Bedarf nicht veröffentlicht

Genehmigte Änderungen und neue Anforderungen im Ausschreibungsmodus II/II



Neue Berechnungsweise von Vertragsstrafen:

Werden zukünftig in Abhängigkeit von VoLL berechnet (Details folgen in Allg. Bedingungen.)

Reduktion der Mindestleistung für Stilllegungsanzeigen:

Verpflichtung zur Abgabe von Stilllegungsanzeigen für Erzeuger ab 1 MW

Opt-Out aus Netzreserve:

Weiterhin nur einmalig mit Begründung; ein mehrmaliger Wechsel aufgrund der Gefahr der Marktverzerrung nicht genehmigt

In späteren Ausschreibungen: Flex-Produkt (gemäß ElWG – Plattform)

*Regelmäßige, z.B. monatliche Beschaffung einer eigens dafür reservierten Netzreservemenge.
Zugänglich für kleine Erzeuger (<1MW), Speicher und DSR, um flexible Teilnahme zu ermöglichen.
Status: in Entwicklung*

Noch Fragen?



- ▶ Fragen zur Netzreserve gerne auch an: netzreserve@apg.at
- ▶ Website (wird bis zur Ausschreibung noch laufend aktualisiert): <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/>
- ▶ Webinare für Marktteilnehmer im Jänner:
 - ▶ Deutsch: Mittwoch, 28.01.2026 15:00-17:00 Uhr
 - ▶ Englisch: Freitag, 30.01.2026 9:00 – 11:00 Uhr