

Netzreserve in Österreich: Systemanalyse zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs

Energie-/Klimapolitik, Versorgungssicherheit
Dr.-Ing. Thomas RUMP⁽¹⁾, DI Dr. Verena SCHAMBÖCK⁽¹⁾, DI Felix HEMBACH⁽¹⁾, Vaska DIMITROVA-JURIC MSc⁽¹⁾, DI Dr. Christian TODEM⁽¹⁾
⁽¹⁾Austrian Power Grid AG

Motivation und zentrale Fragestellung

Die zentrale Aufgabe von APG ist es, die sichere Stromversorgung Österreichs zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Dafür ist es notwendig, potenzielle Engpässe im Netz zu prognostizieren und Maßnahmen zu deren Vermeidung zu treffen. Eine dieser Maßnahmen ist Redispatch, wobei flexible Kapazität, hauptsächlich auf Erzeugungsseite, zur Vermeidung von Netzengpässen abgerufen werden. Durch den stetigen Ausbau der Erneuerbaren werden konventionelle Kraftwerke aus dem Markt verdrängt und stillgelegt, wodurch es zu einer Reduktion an flexibler steuerbarer Erzeugungskapazität kommt.

Um die erforderliche flexible Kapazität mittelfristig für Redispatch sicherzustellen, wurde in Österreich die Netzreserve implementiert. Dabei werden Anlagen kontrahiert [1] und stehen damit für die Behebung von Engpässen im Netz zur Verfügung. Im Folgenden werden der Prozess und die Methodik zur Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung, der nicht durch marktverfügbare Einheiten gedeckt werden kann, vorgestellt.

Methodische Vorgangsweise

Laut Bestimmung des Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes 2010 (EiwOG 2010) [2], hat der Regelzonenführer eine jährliche Systemanalyse durchzuführen, die den Bedarf an Netzreserve für die nächsten zwei Jahre bestimmt [3]. Die Methodik und Eingangsparameter werden in engem Austausch mit der Regulierungsbehörde festgelegt.



Abbildung 1: Methodische Vorgehensweise der Netzreservestudie

In einem ersten Schritt werden Annahmen zu wichtigen Rahmenparametern der europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklung festgelegt, wie Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, zu den erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisen, zur Entwicklung der Stromnachfrage, zu Netzerweiterungen, Handelskapazitäten zwischen den Ländern Europas, usw... Basierend auf diesen Annahmen wird das Geschehen am europäischen Strombinnenmarkt sowie im europäischen Stromnetz für den Zeitraum jeweils eines Jahres in stündlicher Auflösung modelliert. Daraus lassen sich kritische Situationen identifizieren, die ohne weitere Maßnahmen zu Engpässen bzw. zu n-1 Überlastungen des Stromnetzes führen würden. Für diese wird ermittelt, mit welchen Redispatchmaßnahmen die Belastungen des Stromnetzes auf ein zulässiges Maß - im Sinne einer sicheren Stromversorgung - zurückgeführt werden können. Nach Sensitivitätsanalysen dieser kritischen Situation wird der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung ermittelt, welcher

für die Beseitigung der Netzengpässe notwendig ist. Unter Berücksichtigung von Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber ergibt sich die tatsächlich abzusichernde Netzreserve.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse für das Jahr 2023 zeigen, dass sowohl im Sommer als auch im Winter unzureichend flexible Kapazitäten am Markt verfügbar sind und die Notwendigkeit zur Kontrahierung von Kraftwerken als Netzreserve.

Für das Szenariojahr 2023, das im Rahmen der Systemanalyse 2021 gerechnet wurde, ist der Verlauf des Kraftwerkseinsatzes in Österreich in Abbildung 2 zu sehen. Dargestellt ist eine Auswahl an Stunden des Jahres, die durch eine hohe Auslastung einer Auswahl an Netzelementen im österreichischen Netz in relevanter Lastflussrichtung gekennzeichnet sind. Dies betrifft im Wesentlichen einen vorherrschenden Lastfluss von West nach Ost bzw. von Nord nach Süd, der potenziell zu einem Bedarf an Kraftwerkseinsatz im Osten führt. Basierend darauf wurden zwei kritische Stunden im Sommer (1) und Winter (2) mit besonders hohem Bedarf an flexibler Leistung identifiziert. Für diese zwei Stunden ist in Abbildung 2 die Netzkarte dargestellt. Die Überlastungen treten auf den Grenzleitungen nach Deutschland bei St. Peter sowie auf der 220-kV-Donauschiene auf.

Für diese zwei Lastflusssituationen wurde der Bedarf an flexibler Leistung mit 3595MW im Winterfall und 3990MW im Sommerfall bestimmt. Unter Berücksichtigung verschiedener Sensitivitätsanalysen, Korrekturen und der eingelangten Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber ergibt sich ein Netzreservebedarf von 695MW im Winter und 3400MW im Sommer.

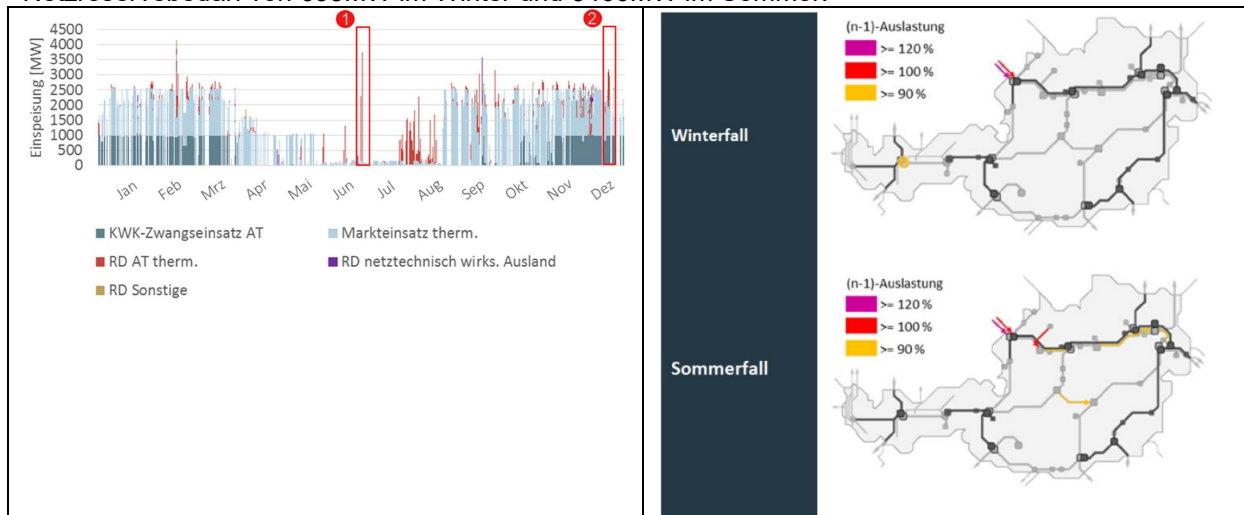


Abbildung 2:(links) Markt- & Redispatcheinsatz von Kraftwerken, (rechts) Netzsituation im dimensionierenden Winter- und Sommerfall

Literatur

[1] § 23b ELWOG 2010

[2] § 23a ELWOG 2010

[3] Austrian Power Grid AG (23.12.2021). Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2022 – Q3 2024. https://pb1-medien.apg.at/im/dl/apg-744650750/APG_Systemanalyse%20Q4%202022%20-%20Q3%202024.pdf