



Methode zur Durchführung der Systemanalyse

gemäß § 143 Abs. 3 EIWG

Anlage 5 – Eingangsdaten und Annahmen zu Szenarien

Beilage 5 – Eingangsdaten und Annahmen zu Szenarien

1.1 Eingangsdaten zur Einreichung

APG hat jährlich die Eingangsdaten bzw. Annahmen für Szenarien sowie die Auswahl der Variationsrechnungen zur Berechnung in synthetischen Wochen bei der Regulierungsbehörde einzureichen. Die Datenlieferung an E-Control erfolgt dabei durch das Dashboard und umfasst die im Folgenden gelisteten Datensätze und Datenquellen.

Datensätze	Perimeter	Verweis in Dashboard
Marktdaten	AT	1. Kraftwerks- und Anlagenpark AT 1.1 Thermische 1.2 Erneuerbare 1.3. Hydraulische 1.3.1. Laufwasser 1.3.2. Schwellkraft 1.3.3. Pumpspeicher 1.3.3. Speicherkraft 1.4. Speicherbecken 1.4.1. Schwellkraftbecken 1.4.2. Pumpspeicherbecken 1.4.3. Speicherbecken 1.5. Flexible Lasten 1.5.1. Batteriespeicher 1.5.2. Elektrolyseure 1.5.3. Demand-Side-Response
Lastdaten	AT	2.1. Nachfrage
Wetterdaten	AT	2.2. Wetterszenarien
Energiewirtschaftliche Parameter	EU	3.1. Preisannahmen
Andere Länder	EU	4.1. Ausländische Daten 4.1.1. Energiewirtschaftliche Mantelzahlen 4.1.2. Nachfrage 4.1.3. Wetterszenario¹
Kapazitätsberechnungen	AT	5.1. NTCs 5.2. Flow Based Domains
Netzdaten	AT	6.1. PST-Übersicht 6.2. Netzausbauprojekte 6.5. Verortung
Fluss und Redispatch-Netzberechnung	AT	6.3. Schaltzustände 6.4. CNE-Spezifika 7.1. Redispatch-Parametrierung
Regelreserve	AT	8.1. Regelreserve
Synthetische Wochen	EU	9.1. Variationenkatalog 9.2. Ermittlung Bedarfsleistung

¹ Punkt 4.1.3. bezeichnet hier die dem gewählten Wetterszenario zugrundeliegenden Daten und Zeitreihen für das andere Länder. Punkt 2.2. bezieht sich auf die dem gewählten Wetterszenario zugrundeliegenden Daten und Zeitreihen für AT.

1.2 Variationsrechnung in synthetischen Wochen

Zur Aufspannung eines möglichst umfassenden Analyserahmens bestimmt APG jährlich eine Auswahl an Variationsrechnungen zur Berechnung in synthetischen Wochen. Die Auswahl stützt sich auf die Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse sowie weiterer Variationsanalysen und wird als Teil der Datenlieferung im Dashboard zur Genehmigung an die Regulierungsbehörde eingereicht.

Zu den möglichen Variationen zählen sowohl markt- als auch netzbasierte Variationsrechnungen sowie Kombinationen mehrerer Anpassungen. Beispiele für Marktvariationen sind die Anpassung der Erzeugung oder der installierten Kapazität Erneuerbarer in Österreich und anderen Marktgebieten, die Anpassung von Lastannahmen, oder die Anpassung der Merit Order. Unter Netzvariationen fallen beispielsweise die zusätzlichen Abschaltungen einer oder mehrerer Betriebsmittel (Leitungen oder Transformatoren), die Anpassung der Redispatch-Parametrierung, oder die Nichtverfügbarkeit einzelner oder mehrerer Kraftwerke für Redispatch. Die folgende Tabelle listet mögliche Variationsrechnungen und ihre Ableitungsmethodik auf.

Variationsrechnung	Anpassung
Energiewirtschaftliche Parameter	• Parameter: Anpassung der Primärenergiepreise • Ableitung: Auswahl Kohle-vor-Gas-Szenario oder Gas-vor-Kohle-Szenario anhand Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse bzw. Prognosen durch energiepolitische Faktoren
[Jahr] Verbrauch	• Parameter: Erhöhung / Reduzierung des Zielwerts „Native Demand“ um [%] Prozent • Ableitung: [1] Analyse der Abweichungen zwischen den historischen Nachfrage-Prognosen aus Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) und dem Ist-Stand zu den Annahmen einer entsprechenden Systemanalyse. [2] Aus aktuellen bekannten NZA zuzüglich des Ist-Standes Stromlast bis zum Zieljahr der Systemanalyse
[Wochen] Verbrauch	• Parameter: Erhöhung / Reduzierung des wöchentlichen Verbrauchs um [%] Prozent • Ableitung: [1] Aus wärmeren bzw. kälteren Woche bekannter Wetterszenarien aus statistischer Analyse der Last-Eingangsdaten [2] Szenario z.B. 10 GWh +/- 10%, basierend auf historischer Auswertung (z.B. Quantilsanalyse) der Prognoseunsicherheit zwischen D-1 und Ist-Erbringung
[Kapazität] PV (z.B. AT, DE)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen installierten Leistung um [%] Prozent • Ableitung: Szenario z.B. 9 GW +/- 10%, [1] Analyse der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der entsprechenden Systemanalyse
[Erzeugung] PV (z.B. AT, DE)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen Produktion um [%] Prozent

	• Ableitung: [1] Szenario z.B. 10 GWh +/- 10%, basierend auf statistischer Auswertung (z.B. Quantilsanalyse) der PECD-Datensätze [2] Szenario z.B. 10 GWh +/- 10%, basierend auf historischer Auswertung (z.B. Quantilsanalyse) der Prognoseunsicherheit zwischen D-1 und Ist-Erbringung.
[Kapazität] Wind (z.B. AT, DE)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen installierten Leistung um [%] Prozent • Ableitung: Szenario z.B. 6,8 GW +/- XX%, z.B. basierend auf [1] Analyse der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der entsprechenden Systemanalyse [2] Entwicklungsdynamik auf Basis von Förderzuschlägen,
[Erzeugung] Wind (z.B. AT, DE)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen Produktion um [%] Prozent • Ableitung: [1] Szenario z.B. 145,0 GWh +/- XX%, z.B. basierend auf Förderzuschlägen oder der statistischen Auswertung (z.B. Quantilsanalyse) der PECD-Datensätze [2] Szenario z.B. 10 GWh +/- 10%, basierend auf historischer Auswertung (z.B. Quantilsanalyse) der Prognoseunsicherheit zwischen D-1 und IST-Erbringung.
[Kapazität] Laufwasser (z.B. AT, DE)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen installierten Leistung um [%] Prozent • Ableitung: Szenario z.B. 6.8 GW +/- XX%, z.B. [1] Analyse der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der Systemanalyse
[Erzeugung] Laufwasser (z.B. AT)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen Produktion um [%] Prozent • Ableitung: [1] Minimale Laufwasser-Verfügbarkeit der PECD durch Wetterszenario- bzw. Wochenvariation, und/oder aus historischer Fluktuation des RAV festgesetzte Reduktion in [%] [2] Szenario z.B. 10 GWh +/- 10%, basierend auf historischer Auswertung (z.B. Quantilsanalyse) der Prognoseunsicherheit zwischen D-1 und IST-Erbringung.
[Kapazität] Speicherkraftwerke (z.B. AT, DE)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen installierten Leistung um [%] Prozent • Ableitung: Szenario z.B. 6.2 GW +/- XX%, z.B. [1] Analyse der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der Systemanalyse
[Erzeugung] Speicherkraftwerke (z.B. AT)	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der landesspezifischen Zuflüsse um [%] Prozent • Ableitung:

	[1] Minimale Speicherzuflüsse der PECD durch Wetterszenario- bzw. Wochenvariation, Reduktion in [%]
Nichtverfügbarkeit Revisionen oder Ausfall	• Parameter: Variation der verfügbaren KW-Leistung aufgrund potenzieller Nichtverfügbarkeit • Ableitung: [1] Ex-Post Analyse historischer Nichtverfügbarkeiten und Ausfälle [2] Schlüsselrolle von KW Timelkam als wirksamstes KW für aktuelle Dimensionierungsfälle
Leistungsabschaltungen	• Parameter: Leistungsabschaltungen im Inland und Ausland • Ableitung: Ex-Post-Analyse historischer Abschaltungen bekannter geplanter Abschaltungen im wirksamen In- oder Ausland zur Berücksichtigung als zusätzliche Leistungsabschaltungen
Redispatch-Parameter	• Parameter: Grenzkosten der thermischen bzw. hydraulischen Redispatch-Ressourcen • Ableitung: Die Grenzkosten thermischer und hydraulischer Redispatch-Ressourcen werden anhand einer historischen Auswertung festgesetzt. Durch eine Variation der Grenzkosten kann eine Technologie im Redispatch anders eingestellt werden
Redispatch-Potenzial	• Parameter: Reduzierung bzw. Erhöhung der für Redispatchzwecke vorhandenen Leistung bzw. Energiemenge pro Flexibilitätstechnologie in [MW] und [MWh] • Ableitung: [1] Ex-Postanalyse über historische vorhandene Leistung und Energiemengen pro Flexibilitätstechnologie in [MW] und [MWh] [2] Information von Marktteilnehmern über historische vorhandene Leistung und Energiemengen pro Flexibilitätstechnologie in [MW] und [MWh]

1.3 Technisch mögliche und üblicherweise verfügbare kurz- und mittelfristige betriebliche Maßnahmen

Folgende Maßnahmen werden von APG als technisch mögliche und üblicherweise verfügbare kurz- und mittelfristige betriebliche Maßnahmen, die in der Systemanalyse berücksichtigt werden können. Andere nicht qualifizierte betriebliche Maßnahmen werden hier nicht angeführt.

Redispatch gemäß Art 13 der EU Reg, beziehungsweise SOGL Art. 22

- Redispatch von Netznutzern

Aktive Einflussnahme auf die Leistungsflüsse gemäß SOGL Art. 22:

- Änderung der Topologien, bei deren Betriebsmittel zugeschaltet, abgeschaltet oder anders verschaltet werden.
- Optimierung von Phasenschiebertransformatoren

1.4 Weitere Eingangsdaten

Weitere Eingangsdaten werden hier aufgelistet:

Datensätze	Perimeter	Verweis in Dashboard
Nachgelagerte Einflussfaktoren [NV]	AT	9.2.1 Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken
Die zum Konfidenzniveau Y% obere Schranke des Quantils [Obere_Konfidenzschranke (Y%)]	AT	9.2.2 Quantil zur Dimensionierung des Finalen Bedarfes an flexibler Leistung
Quantil zur Dimensionierung des finalen Bedarfs an flexibler Leistung [Quantil (X%)]	AT	9.2.2 Quantil zur Dimensionierung des Finalen Bedarfes an flexibler Leistung
MaxBlock	AT	9.2.1 Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken
Tage _{NV}	AT	9.2.1 Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken