



Methode zur Durchführung der Systemanalyse

gemäß § 143 Abs. 3 EIWG

Anlage 6 – Ex-Post-Analyse und Variationsanalysen

Beilage 6 – Ex-Post-Analyse und Variationsanalysen

1.1 Umfang der Ex-Post-Analyse



Rahmenbedingungen

- Analyse der Handelsflüsse
- Stromgestehungskosten
- Ausbau Erneuerbarer
- Laufwassererzeugung
- Niederschlag & Temperatur



Netzreserve-Einsatz

- Leitungsauslastungen
- Redispatcheinsätze
- Maximaler Netzreserveabruf
- Häufigkeit, Höhe und Mengen von Redispatchabrufen
- Detailanalyse systemkritischer Situationen



Rückwirkungen auf Systemanalyse

- Annahmen der Systemanalyse (Kraftwerksverfügbarkeit, Leitungsabschaltungen, ...)
- Variationen zu Berechnung in synthetischen Wochen

Abbildung 1: Überblick zum Umfang der Ex-Post-Analyse

APG führt eine Ex-Post-Analyse über die Entwicklungen des Bedarfs und der Häufigkeit der Engpassmanagementabrufe des Vorjahres entsprechend der gesetzlichen Vorgaben (gemäß § 143 Abs. 3 Z 2 EIWG, der Netzreserve-Verordnung §7(2)¹ und allfällig zukünftig erlassenen Rechtsakten) durch. Im Zuge dessen werden neben den rahmengebenden Bedingungen des europäischen energiewirtschaftlichen und meteorologischen Umfelds im betrachteten Zeitraum auch der Einsatz der Netzreserve aus Markt- und Netzsicht evaluiert.

Der tatsächlich aufgetretene Redispatch- bzw. Netzreserve-Bedarf hängt von einer Vielzahl an energiewirtschaftlichen, klimatologischen und netztechnischen Situationen ab. Das energiewirtschaftliche Umfeld Europas hat erheblichen Einfluss auf den tatsächlichen Bedarf an flexibler Leistung und damit den Netzreservebedarf in Österreich. Auch die meteorologischen Voraussetzungen beeinflussen das Geschehen am österreichischen Energiemarkt stark. Wesentlich für die Engpasssituation und damit den Netzreservebedarf in Österreich ist auch die Netztopologie. Der Netzbetrieb gemäß SOGL² ist neben dem kurzfristigen Einsatz von Sonderschaltzuständen, Phasenschiebertransformatoren oder Redispatch eine langfristige und effektive Maßnahme zur Vermeidung von Engpässen. Die Ex-Post-Analyse evaluiert diese Faktoren, um ein detailliertes Verständnis des historischen Betrachtungszeitraums sowie einen Vergleich der Historie mit den in der Systemanalyse getroffenen Annahmen zu ermöglichen (siehe Abbildung 1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Im Kontext der Eingangsparameter werden der historische Einsatz von Redispatch und der Bedarf an flexibler Leistung sowie der Netzreservebedarf ermittelt. Dabei werden unter anderem die Höhe und Häufigkeit von Redispatcheinsätzen sowie der maximale Einsatz von Netzreserveleistung festgestellt und mit den Prognosen der Systemanalyse in Zusammenhang gebracht. Weiters werden systemkritische Stunden im Detail untersucht

¹ 35. Verordnung des Vorstandes der E-Control zu den Anzeigepflichten, zum Ausschreibungsverfahren und zu den Produkten der Netzreserve (Netzreserve-Verordnung), 27.02.2026.

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

und die Engpasssituation und charakteristische Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz anhand der Betriebsmittelauslastungen eruiert.

Die Ex-Post-Analyse wird der Regulierungsbehörde übermittelt und für zukünftige Prognosen und für die Feststellung des Bedarfes berücksichtigt.

1.2 Mögliche Variationen zur Ableitung aus der Ex-Post-Analyse

Gemäß § 143 Abs. 3 EIWG ist in der Methode der Systemanalyse die Berücksichtigung der Erkenntnisse einer Ex-Post-Analyse über die Entwicklungen und Häufigkeit der Engpassmanagementabrufe des Vorjahres sicherzustellen. Diese bieten die Grundlage zur Identifikation relevanter Variationsrechnungen.

Im Folgenden sind mögliche Variationen, die aus der Ex-Post-Analyse abgeleitet werden können, beschrieben.

Variation*	Parameter	Mögliches Szenario	Ableitung aus Ex-Post-Analyse
Markt	Installierte Kapazitäten	Erhöhung bzw. Reduzierung der installierten Kapazitäten einer oder mehrerer Technologien in AT und/oder DE um [%]	Analyse der Abweichungen der historisch beobachteten installierten Kapazitäten beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Seasonal Outlook) von Prognosen der Systemanalyse, z.B. Ausbau der Erneuerbaren in AT/DE, Ausstieg aus Thermischen, Dynamik von Förderzuschlägen, etc.
	Last	Erhöhung bzw. Reduzierung der Last in AT oder anderen Ländern um [%]	Analyse der Abweichungen der historischen Nachfrage aus den Vorjahren beziehungsweise anderer kurzfristigerer Szenarien (z.B. aus Seasonal Outlook) zu Annahmen der Systemanalyse
	Energiemengen	Erhöhung bzw. Reduzierung der Energiemengen einer oder mehrerer Technologien in AT und/oder anderen Ländern um [%]	Analyse der historischen Energiemengen der Erzeugung- oder Flexibilität-Quellen aus den Vorjahren beziehungsweise anderer kurzfristigerer Szenarien (z.B. Analyse der historischen Energiemengen der Erzeugung- oder Flexibilität-Quellen aus den Vorjahren beziehungsweise anderer kurzfristigerer Szenarien (z.B. aus Seasonal Outlook) zu Annahmen der Systemanalyse.
	Merit Order	Anpassung der Primärenergiepreise („Kohle-vor-Gas“- oder „Gas-vor-Kohle“-Szenario)	Analyse der Abweichung der historischen Merit Order im Vorjahr zu Annahmen aus der Systemanalyse, z.B. durch Analyse des energiepolitischen und -wirtschaftlichen Umfelds (Gaskrise, Ukraine-Krieg, etc.)
Netz bzw.-Redispatch	Leitungsabschaltungen	Berücksichtigung mehrerer Abschaltungen von	Analyse der historischen Häufigkeit von Freischaltungen ausländischer und österreichischer Leitungen und ihrer

		Leitungen im wirksamen Bereich	Gleichzeitigkeit, Vergleich mit Annahme aus Systemanalyse
	Grenzkosten	Erhöhung bzw. Reduzierung der Redispatch-Grenzkosten	Analyse des historischen Hydro-Markteinsatzes und der Verfügbarkeit und Preisgefüge von hydraulischen und thermischen KWs für Redispatch
	Prognoseabweichungen		Analyse der Abweichungen der historischen D-2 und/oder D-1-Prognosen zum Ist-Stand
	Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken (Revisionen, Ausfall)	Erhöhung bzw. Reduzierung der verfügbaren Kraftwerke	Analyse der historischen Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken.

* Solche Aspekte können beliebig durch die Ex-Postanalyse oder die Variationsanalyse untersucht werden.

1.3 Mögliche Variationen zur Ableitung aus Variationsanalysen

§ 143 Abs. 3 EIWG sieht außerdem vor, dass die Methode insbesondere sicherzustellen hat, dass bei der Systemanalyse eine rechengestützte Analyse unter Variation der Eingangsdaten durchgeführt wird.

Variationsanalysen wie die statistische Analyse der PECD-Wochen oder von historischen Daten bieten neben der Ex-Post-Analyse eine weitere Grundlage zur Identifikation von Variationen zur Berechnung in synthetischen Wochen.

Im Folgenden sind mögliche weitere Variationsszenarien, die aus Variationsanalysen für Variationsrechnungen auch herangezogen werden können, beschrieben.

Variation	Parameter	Mögliches Szenario	Ableitung aus Variationsanalyse
Markt - Erneuerbare	PV-Erzeugung bzw. installierte Kapazitäten	Reduzierung (AT) bzw. Erhöhung (DE) der Produktion bzw. installierten Kapazität um [%] Prozent	[Energie] Basierend auf statistischer Auswertung der PECD-Eingangsdaten, z.B. Quantilsanalyse, und/oder historischen Prognoseunsicherheiten. [Leistung] Basierend auf Analysen der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu

			Annahmen der entsprechenden Systemanalysen.
	Wind-Erzeugung bzw. installierte Kapazitäten	Reduzierung (AT) bzw. Erhöhung (DE) der Produktion bzw. installierten Kapazität um [%] Prozent	[Energie] Basierend auf statistischer Auswertung der PECD-Eingangsdaten (Quantilsanalyse) und/oder historischen Prognoseunsicherheiten. [Leistung] Analyse von Förderzuschlägen. Basierend auf Analysen der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der entsprechenden Systemanalysen.
	PV- und Winderzeugung bzw. installierte Kapazitäten	„Hellbrise“-Szenario bzw. „Dunkelflaute“-Szenario in AT oder DE	[Energie] Basierend auf statistischer Auswertung (Quantilsanalyse) und Korrelationsanalyse der PECD-Eingangsdaten und/oder historischen Prognoseunsicherheiten. [Leistung] Basierend auf Analysen der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der entsprechenden Systemanalysen.
	Speicher-erzeugung bzw. installierte Kapazitäten	Reduzierung (AT) der Produktion bzw. installierten Kapazität um [%] Prozent	[Energie] Wetterszenario- bzw. Wochenvariation der PECD mit minimaler Laufwasser-Verfügbarkeit, und/oder aus historischer Fluktuation des RAV. [Leistung] Basierend auf Analysen der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristigeren Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der entsprechenden Systemanalysen.

	Laufwasser- erzeugung bzw. installierte Kapazitäten	Reduzierung (AT) der Produktion um [%] Prozent	[Energie] Wetterszenario- bzw. Wochenvariation der PECD mit minimaler Laufwasser-Verfügbarkeit, und/oder aus historischer Fluktuation des RAV und historischen Prognoseunsicherheiten. [Leistung] Basierend auf Analysen der Abweichungen der historischen installierten Leistung im Vorjahr beziehungsweise anderer kurzfristiger Szenarien (z.B. aus Saisonal Outlook) zu Annahmen der entsprechenden Systemanalysen.
Markt-Last	Last	Erhöhung bzw. Reduzierung des Native Demand in AT oder anderen Ländern um [%]	[Energie] Aus wärmeren bzw. kälteren Woche bekannter Wetterszenarien aus statistischer Analyse der Last-Eingangsdaten und/oder historischen Prognoseunsicherheiten. Analyse der Abweichungen zwischen den historischen Nachfrage-Prognosen aus Szenarien (z.B. aus Seasonal Outlook) und dem Ist-Stand zu den Annahmen einer entsprechenden Systemanalyse. Aus aktuellen bekannten NZA zuzüglich des Ist-Standes Stromlast bis zum Zieljahr der Systemanalyse

1.4 Parametrierung der synthetischen Wochen aus der Variationsanalyse

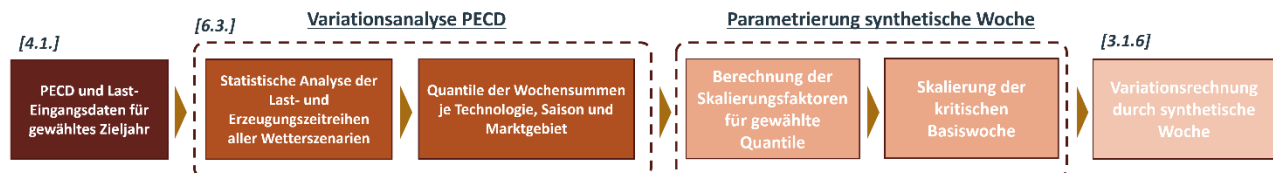


Abbildung 2: Ableitung der Parametrierung der synthetischen Woche aus der Variationsanalyse

Die statistische Auswertung der Wetterszenarien-Datensätze aus der PECD, die unter den Eingangsdaten für die Marktsimulationen sind, ist eine mögliche Variationsanalyse zur Ableitung von synthetischen Wochen. Dabei werden unter anderem die Quantile der Wochensummen der Wind-, PV-, und Laufwassererzeugung sowie der

Last je Marktgebiet für Sommer und Winter berechnet. Diese Wochensummen ergeben die Basis der Parametrierung der Variationen (Abbildung 22).

Ziel der Variationsrechnungen ist, die Auswirkungen von angespannten Eingangsbedingungen auf das System zu evaluieren. Aus diesem Grund werden aus der statistischen Analyse der PECD-Daten z.B. die 1%- und 99%-Quantile für die Parametrierung der Variationen gewählt.

Aus dem Verhältnis der Wochensummen aus der Quantilsanalyse und den Wochensummen der aus dem Jahreslauf ausgewählten kritischen Basiswoche werden Skalierungsfaktoren für die Energie- und Lastmengen berechnet. Zur Erstellung der synthetischen Woche, welche die Grundlage für die Variationsrechnung bildet, werden die Erzeugungs- bzw. Lastzeitreihen der Basiswoche anhand dieser Skalierungsfaktoren angepasst. Um zu gewährleisten, dass die Erzeugung bzw. Last nach der Skalierung in Einzelstunden nicht die durch die installierte Leistung begrenzten Maximalwerte übersteigen, werden die Zeitreihen in diesen Stunden auf die installierte Leistung begrenzt. So wird sichergestellt, dass das Profil der angepassten Zeitreihe sowie die Kritikalität in der Variationsrechnung verglichen mit der Basiswoche erhalten bleiben.