

**Systemanalyse der Austrian Power Grid AG
zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs
im Zeitraum Q4 2023 - Q3 2025**



Erstellt von Austrian Power Grid AG (APG) am 21.12.2022

Auf Basis der Untersuchungen und Simulationen von:

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0
E-Mail: info@consentec.de
<http://www.consentec.de>

Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen University
Schinkelstraße 6
52066 Aachen
Deutschland
Tel. +49 (2 41) 809 7653
E-Mail: info@iaew.rwth-aachen.de

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.
Voltastr. 19-21
68199 Mannheim
Deutschland
Tel. +49 (621) 976807-10
E-Mail: fgh@fgh-ma.de
<http://www.fgh-ma.de>

FGH GmbH
Voltastr. 19-21
68199 Mannheim
Deutschland
Tel. +49 (621) 976807-10
E-Mail: info@fgh-ma.de
<http://www.fgh-ma.de>

Zusammenfassung

Hintergrund, Ziel und Ergebnis der Analysen

Sicher durch die Transformation des Energiesystems

Dekarbonisierung, Digitalisierung, Dezentralisierung und Demokratisierung sind die wesentlichen Treiber der Veränderung des Stromsystems. Um diese Herausforderungen zu meistern, und gleichzeitig die sichere Stromversorgung nachhaltig gewährleisten zu können, ist es notwendig das Stromsystem ganzheitlich zu entwickeln und leistungsfähig zu machen. Bis 2030 soll gemäß den klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Österreichischen Bundesregierung 100% des Stroms (bilanziell) aus Erneuerbaren Energien kommen. Gerade innerhalb des aktuell stattfindenden Transformationsprozesses sind besondere Maßnahmen (u.a. Redispatch, Flexibilisierung) notwendig, um die sichere Stromversorgung als Grundlage für den Wirtschafts- und Lebensstandort Österreich zu gewährleisten. In der vorliegenden Systemanalyse steht das Instrument des Redispatch im Fokus.

APG sichert Stromversorgung Österreichs

Die Austrian Power Grid AG (APG) ist Österreichs Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Regelpersonenführer. Sie leistet durch den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Stromversorgung Österreichs. Teil dieses gesellschaftlichen Auftrages ist die Ermittlung von potenziellen Netzengpässen und die Durchführung von Maßnahmen zu deren Beseitigung bzw. Vermeidung, um die sichere Stromversorgung für Industrie, Wirtschaft und Gesellschaft nachhaltig zu gewährleisten.

Redispatch als wesentlicher Baustein zur sicheren Stromversorgung während der Transformation

Um dies zu gewährleisten, setzt APG neben der effizientesten Maßnahme des Netzausbaus auch notwendige kurzfristige Maßnahmen – hier vor allem Redispatch – um. Unter Redispatch ist die Anpassung der Einspeisung (Erhöhung oder Absenkung) von Kraftwerken sowie die Nutzung von Flexibilitäten bei Stromverbrauchern durch Erhöhung oder Absenkung des Strombezugs auf Anweisung des ÜNB zu verstehen. Damit können nicht n-1 sichere Zustände, sogenannte Engpässe, vermieden und das Übertragungsnetz somit sicher betrieben werden. Die Durchführung von Redispatch setzt voraus, dass einerseits Engpässe prognostiziert werden und andererseits eine ausreichende Menge an wirksamer flexibler Kraftwerks- oder Stromverbrauchsleistung sicher verfügbar ist.

Stilllegung von Kraftwerken als Risiko

Immer mehr Betreiber thermischer Kraftwerke beabsichtigen ihre Anlagen temporär oder endgültig stillzulegen, womit diese auch für notwendige Redispatch-Maßnahmen nicht mehr zur Verfügung stünden. Aufgrund dieser Tatsache muss APG gemäß § 23b ElWOG 2010 mit Anbietern flexibler Kapazitäten (Kraftwerke, flexible Verbraucher, Aggregatoren) vertragliche Vereinbarungen abschließen, die sicherstellen, dass diese bei drohenden Netzüberlastungen zuverlässig als Redispatch-Maßnahme zur Verfügung stehen, um die sichere Stromversorgung Österreichs aufrecht zu erhalten.

Die Systemanalyse als gesetzlicher Auftrag der APG

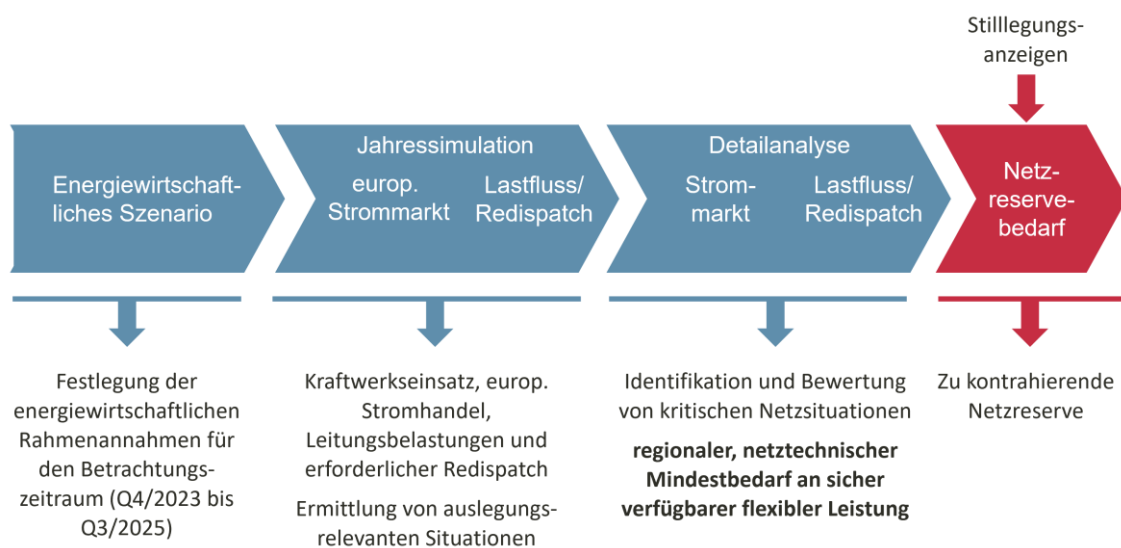
APG ist entsprechend ihrer gesetzlichen Aufgaben gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 dazu verpflichtet, auch für die Zukunft die Netzengpasssituation und den möglicherweise damit verbundenen zu sichernden Bedarf an wirksamer flexibler Leistung für Redispatch, d.h. den Netzreservebedarf jährlich im Rahmen einer Systemanalyse zu evaluieren. Der hier vorliegende Bericht

zur Systemanalyse betrachtet dabei den Zeitraum der nächsten möglichen Kontrahierungsperiode von zwei Jahren (4. Quartal 2023 bis einschließlich 3. Quartal 2025). Zusammen mit den gesetzlich vorgeschriebenen Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber ergibt sich aus den Untersuchungen des vorliegenden Berichts der durch APG zu kontrahierende Netzreservebedarf.

Vorgehen bei der Systemanalyse

Die Methodik und Eingangsparameter, welche mit der Regulierungsbehörde abgestimmt wurden, basieren auf den gesetzlichen Vorgaben gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010. Im Zentrum steht dabei die Durchführung von Jahressimulationen von Markt- und Netzberechnungen für Europa, welche dazu dienen, die Belastungssituation im österreichischen Stromnetz für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse Q4 2023 bis inkl. Q3 2025 zu prognostizieren und etwaige Netzengpässe zu identifizieren. Aufgrund des Umfangs und der hohen Komplexität dieser Aufgabe hat APG unterstützend ein Konsortium – bestehend aus Consentec GmbH, dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University (IAEW) und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) sowie FGH GmbH – beauftragt die quantitativen Analysen und Modellsimulationen entsprechend dem aktuellen Stand der Wissenschaft durchzuführen.

Einen Überblick über das methodische Vorgehen zeigt folgendes Bild.



In einem ersten Schritt werden Annahmen zu wichtigen Rahmenparametern der europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklung im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse festgelegt. Diese Parameter bestimmen wesentlich, wie die Akteure des Stromsystems (insb. Betreiber von Stromerzeugungs-, Stromspeicher- und Stromverbrauchsanlagen) das Stromnetz zukünftig nutzen. Hierzu zählen zum Beispiel die Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wie Wind und Solar, zu den erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie zur Entwicklung der Stromnachfrage. Die Festlegung dieser Parameter wurde im Wesentlichen auf Basis des europaweit koordinierten European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vorgenommen. Für Österreich wurde zudem die aktuelle Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung abgebildet. Die zu erwartenden Brennstoff- und CO₂-Preise wurden anhand der Notierungen der Future-Preise des Betrachtungszeitraums zum Zeitpunkt des Beginns der quantitativen Analysen festgelegt.

Die gewählte Preissituation spiegelt bereits die gestiegenen Energiepreise und das seit dem russischen Angriff auf die Ukraine vorherrschende Verhältnis der Preise zwischen Erdgas und Kohle wider. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Wirkungsgrades bei der Stromgestehung ergibt sich mit den festgelegten Primärenergiepreisen, dass die Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke billiger ist als jene durch Gaskraftwerke. Anzunehmende Netzerweiterungen basieren auf dem österreichischen Netzentwicklungsplan sowie dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E. Die Festlegungen zu den internationalen Stromhandelskapazitäten berücksichtigen die Vorgaben der Regelungen aus der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU 2019/943).

Basierend auf diesen Annahmen wird dann das Geschehen am europäischen Strombinnenmarkt für den Zeitraum jeweils eines Jahres in stündlicher Auflösung – d.h. mit 8.760 energiewirtschaftlichen Situationen – modelliert. Dabei werden die realen Bedingungen des Strommarktes sowie die technischen Restriktionen des Stromsystems so genau wie möglich und erforderlich berücksichtigt.¹ Die sich aus dieser Simulation ergebende Prognose, insbesondere von Kraftwerkseinsätzen und Stromverbrauch, wird anschließend in ein Simulationsmodell des europäischen Stromnetzes eingesetzt. Mit Fokus auf das österreichische Übertragungsnetz kann dann ermittelt werden, zu welchen Stromflüssen („Lastflüssen“) und damit Leitungsbelastungen dies führen würde. Aus der Vielzahl der simulierten Stunden lassen sich kritische Situationen identifizieren, die ohne weitere Maßnahmen zu Engpässen bzw. zu n-1 Überlastungen des Stromnetzes führen würden. Für diese wird dann ermittelt, mit welchen Redispatch-Maßnahmen die Belastungen des Stromnetzes auf ein zulässiges Maß – im Sinne einer sicheren Stromversorgung – zurückgeführt werden können.

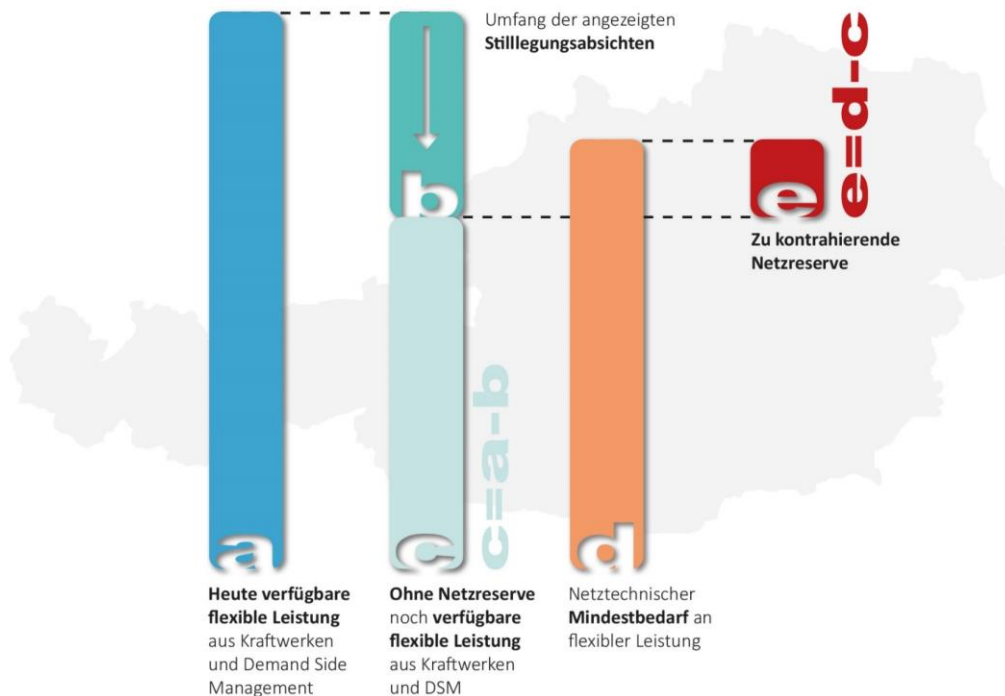
Auf diese Weise lassen sich die Zeitpunkte erkennen, welche in Zukunft besonders kritisch im Hinblick auf Redispatch und einen dafür notwendigen Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung zur Gewährleistung der Netzsicherheit sind. Diese ausgewählten Situationen werden in einem weiteren Schritt detailliert analysiert. Unter Berücksichtigung der erforderlichen Revisionszeiträume der flexiblen Anlagen sowie der Abhängigkeit der Erzeugungsleistung von der Außentemperatur wird der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung ermittelt, welcher für die Beseitigung der Netzengpässe notwendig ist.

Abschließend wird überprüft, inwiefern der zuvor identifizierte Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung durch zukünftig im Markt befindliche, verfügbare Anlagen gedeckt ist (siehe nachstehendes Bild). Ausgehend von der heute sicher verfügbaren flexiblen Leistung aus Kraftwerken und Verbrauchern (DSM) werden die Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 entsprechend berücksichtigt. Die tatsächlich, durch entsprechende Verträge, abzusichernde Netzreserve ergibt sich aus der Differenz zwischen dem ermittelten Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung und der abzüglich der Stilllegungsanzeigen noch im Markt verfügbaren flexiblen Leistung.

¹ Insbesondere wird im Strommarktmodell für die sogenannte „Core“ Kapazitätsberechnungsregion ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell abgebildet („Flow-Based Market Coupling“). Die Bestimmung der sog. Flow-Based Domain erfolgt unter Beachtung der „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM-Verordnung) und der für die Region Core ausgearbeiteten Methode zur Kapazitätskalkulation für den Day-Ahead Zeitbereich (Decision 02/2019 of ACER).

Prinzipdarstellung

Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs



Ergebnisse der Systemanalyse

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die daraus resultierenden Belastungen des Übertragungsnetzes sind durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren wie Wetterbedingungen, installierter Kraftwerkspark, Verbrauch und deren örtliche Verteilung, Brennstoff- und CO₂-Preise, Netzausbau und internationale Stromhandelskapazitäten bestimmt.

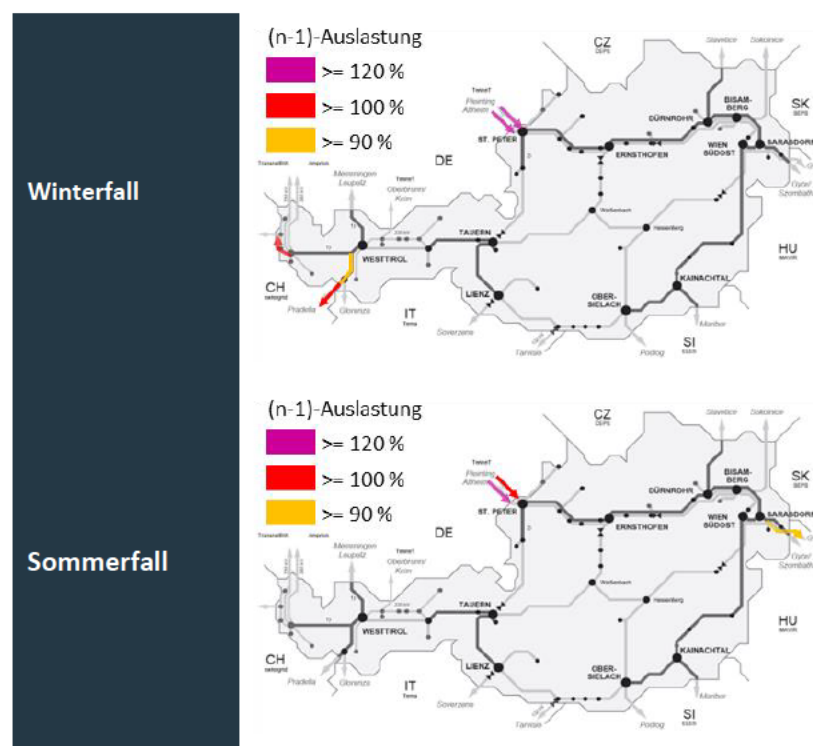
Gemäß den Ergebnissen der Strommarktsimulation ist die energiewirtschaftliche Situation in Europa im Betrachtungszeitraum Q4 2023 bis inkl. Q3 2025 dieser Systemanalyse charakterisiert durch einen weiteren Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern (EE) im Sinne der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen. Die erzeugten Energiemengen aus nicht erneuerbaren Energien hingegen sinken bedingt durch einen Kapazitätsrückbau in vielen Marktgebieten. Angesichts der sehr hohen Gaspreise ergibt sich bezüglich der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken ein uneinheitliches Bild verglichen mit dem Referenzjahr 2021: Teilweise geht die Erdgasnutzung zur Stromerzeugung aufgrund der Kostensituation zurück. In einigen Ländern, insbesondere solchen mit vergleichsweise neuer und damit effizienter Flotte an Gaskraftwerken, steigt die Erzeugung, um fehlende Erzeugung aus stillgelegten Kraftwerken und tlw. auch steigende Stromnachfrage zu kompensieren, wenn nicht allein durch zusätzliche EE-Erzeugung möglich. Im Vergleich zur letztjährigen Systemanalyse geht die Erdgaserzeugung in den simulierten Jahren aber deutlich zurück.

Die Auswirkungen der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden in umfassenden Netzsimulationen analysiert. Den Ergebnissen zufolge bestehen weiterhin interne Engpässe in der österreichischen Regelzone. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, der von APG verfolgten Netzausbauvorhaben. Der volle Nutzen dieser bereits in Umsetzung befindlichen Netzausbauprojekte schlägt sich allerdings im Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse noch

nicht nieder, da die wichtigsten Vorhaben nach dem betrachteten Zeitraum vollständig in Betrieb genommen werden. Die Zusammenhänge im europäischen Strommarkt und im eng vermaschten europäischen Übertragungsnetz sind komplex und vielschichtig, so dass in der Regel nicht einzelne Faktoren für die hohen Netzbelastungen identifiziert werden können.

Die Simulationsrechnungen zeigen auch, dass diese potenziellen Netzüberlastungen grundsätzlich durch Redispatch-Maßnahmen mit den modellierten Anlagen behoben werden können. Für einen Teil der Situationen werden jedoch flexible Anlagen in Regionen benötigt, in denen aufgrund der angezeigten Stilllegungen ohne entsprechende Netzreserveverträge nicht ausreichend flexible Leistung zur Verfügung steht. Dies betrifft Situationen mit Netzengpässen, zu deren Behebung das Hochfahren von Kraftwerksleistung bzw. das Absenken von Verbrauch in Ost-Österreich oder im netztechnisch wirksamen Ausland erforderlich ist. Das ist dann der Fall, wenn Engpässe in Nord-Süd- bzw. in West-Ost-Richtung, vor allem an den deutsch-österreichischen Kuppelleitungen im Raum St. Peter und/oder auf innerösterreichischen Leitungen auftreten.

Aus der Jahressimulation wurden für die Detailanalysen Situationen ausgewählt, in denen solche Netzengpässe auftraten. Dabei wurde jeweils ein potenziell auslegungsrelevanter Fall identifiziert, der entsprechend den klimatologischen und sonstigen Parametern der Sommerperiode zuzuordnen ist, sowie ein weiterer, der der Winterperiode zuzuordnen ist. Die Fälle kennzeichnen sich durch Netzengpässe insb. an den deutsch-österreichischen Kuppelleitungen im Raum St. Peter. Die Netzbelastungssituation in den ausgewählten Fällen sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.



Ausgehend von diesen Fällen wurde unter Berücksichtigung auslegungsrelevanter Einflussfaktoren ein Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MBL) unter Berücksichtigung von Revisionen und Temperaturabhängigkeit der technischen Einheiten von 4030 MW in der Winterperiode 2023/24 und 3540 MW im Sommer 2024 ermittelt.

Zusätzlich zu den Berechnungen für die Kontrahierungsperiode Q4 2023 – Q3 2024 wurde auch das Betrachtungsjahr 2025 im Hinblick auf die mögliche Kontrahierungsperiode Q4 2024 – Q3

2025 analysiert. [REDACTED]

[REDACTED]

Feststellung des Netzreservebedarfs

Ausgehend vom oben genannten Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für Redispatch, sowie den marktbedingt verfügbaren flexiblen Potenzialen aus Kraftwerken (unter Berücksichtigung der Stilllegungen²) und Demand-Side Management, lässt sich der Netzreservebedarf für die Kontrahierungsperiode wie nachfolgend dargestellt feststellen.

[MW]	Winter 2023/24	Sommer 2024
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	4.030	3.540
Leistung der Stilllegungsanzeigen ³	650	2.625
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	3.465	1.490
Netzreservebedarf	565	2.050

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Der festgestellte Netzreservebedarf ist gemäß den Vorgaben von §23b ElWOG 2010 zu beschaffen, um den sicheren Netzbetrieb in Österreich zu gewährleisten. Die Entscheidung über die zu beschaffende Leistung für die Kontrahierungsperiode Q4 2023 bis Q3 2025 wird in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde auf Basis dieser Systemanalyse, dem Bericht der Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß §23b Abs. 10 ElWOG 2010 und gegebenenfalls ergänzenden Analysen bis zum Aufruf zur Interessensbekundung getroffen.

² Gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 sind Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW verpflichtet jährlich bis 30. September Stilllegungen verbindlich anzuzeigen.

³ Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war.

Abkürzungsverzeichnis

AL	Albanien
AT	Österreich
BE	Belgien
BA	Bosnien und Herzegovina
BG	Bulgarien
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
DK	Dänemark
EE	Estland
ES	Spanien
FR	Frankreich
FI	Finnland
GR	Griechenland
HR	Kroatien
HU	Ungarn
IE	Irland
IT	Italien
ME	Montenegro
MK	Nordmazedonien
NL	Niederlande
PL	Polen
RO	Rumänien
RS	Serbien
SE	Schweden
SI	Slowenien
SK	Slowakei
TR	Türkei
UA	Ukraine
UK	Vereinigtes Königreich
XK	Kosovo
APG	Austrian Power Grid AG
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
CCR	Capacity Calculation Region
CEP	Clean Energy Package (Legislativpaket der EU: "Clean Energy for all Europeans")
CNEC	Critical Network Element and Contingency
CWE	Central Western Europe (zentralwesteuropäische Kapazitätsberechnungsregion)
DSM	Demand-side Management
EE	Erneuerbare Energien
ELI	Extended LTA inclusion
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
ERAA	European Resource Adequacy Assessment

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetzes
FB	Flow-Based
FRM	Flow Reliability Margin
GSK	Generation Shift Key
LSK	Load Shift Key
LTA	Long-Term Allocation
MAF	Mid-Term Adequacy Forecast
MbL	Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung
minMACZT	Minimum Margin Available for Cross-Zonal Trade
MNCC	Margin from non-coordinated capacity calculation
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NTC	Net Transfer Capacity
OPF	Optimal Power Flow
P2G	Power-to-Gas
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factor
RAM	Remaining Available Margin
RAO	Remedial Action Optimization
RD	Redispatch
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VÜN	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH

Inhalt

Zusammenfassung	i
Abkürzungsverzeichnis	i
1 Hintergrund und Zielsetzung der Systemanalyse	5
2 Vorgehen im Rahmen der Systemanalyse und eingesetzte Modelle	7
2.1 Grundsätzliches methodisches Vorgehen	7
2.2 Grundlegende Prämissen der Untersuchungen und der Parametrierung der Simulationsmodelle	11
2.2.1 Marktsimulationsmodell	12
2.2.2 Netzbezogene Modelle	15
3 Annahmen zur Entwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens	20
3.1 Erzeugungskapazitäten und flexible Lasten	20
3.2 Stromverbrauch	21
3.3 Brennstoff- und CO ₂ -Preise	23
3.4 Netzinfrastruktur	24
3.5 Lastflussbasierte Handelskapazitäten	26
4 Situation am Strommarkt im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse	27
5 Netzanalysen und Ermittlung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung	30
5.1 Überblick zum Vorgehen und Beschreibung relevanter Einflussfaktoren zur Ermittlung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung	30
5.2 Ergebnisse der Simulation der Netzsituation in Österreich (Jahreslauf)	33
5.3 Auswahl der dimensionierenden Netzsituationen und Beschreibung	34
5.3.1 Ausgewählter Sommerfall	39
5.3.2 Ausgewählter Winterfall	40
5.3.3 Feststellung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)	42

5.4	Berücksichtigung einer reduzierten Langfriskapazität an der Grenze Österreich-Deutschland	44
5.5	Ausblick auf 2025	48
6	Ableitung des Netzreservebedarfs	49
6.1	Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für den Betrachtungszeitraum Q4 2023 bis Q3 2025	49
6.2	Netzreservebedarf in Abhängigkeit der Stilllegungsanzeigen	51
	Ausführliche Modellbeschreibungen und Annahmen	55

1 Hintergrund und Zielsetzung der Systemanalyse

Die Ermittlung von Netzengpässen und die Durchführung von Maßnahmen zur Beseitigung und Vermeidung von Netzengpässen ist eine gesetzliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Einerseits werden hierfür netztechnische Maßnahmen, wie die Steuerung von Phasenschiebertransformatoren und netztopologische Anpassungen durch Sonderschaltzustände eingesetzt. Andererseits zählen insbesondere auch die Anpassung der Einspeisung (Erhöhung oder Absenkung) von thermischen oder hydraulischen Kraftwerken sowie die Nutzung von Flexibilitäten bei Stromverbrauchern durch Erhöhung oder Absenkung des Strombezugs zu diesen Maßnahmen. Dies wird gemeinhin als „Redispatch“ bezeichnet.

Bei einem Redispatch wird auf Anweisung des ÜNB die Einspeisung eines Kraftwerks „hinter dem Engpass“ im Vergleich zu dessen – entsprechend dem Strommarktergebnis – geplanter Einspeisung erhöht (bzw. wird bei einem flexiblen Verbraucher der Strombezug abgesenkt). Zur Aufrechterhaltung des Systembilanzgleichgewichts (jederzeitige Gleichheit von erzeugter und bezogener Strommenge) ist zeitgleich die Einspeisung eines anderen Kraftwerkes (dann „vor dem Engpass“) zu reduzieren. Um derartige Redispatch-Maßnahmen umsetzen und damit letztlich den sicheren Betrieb des Stromsystems gewährleisten zu können, ist es erforderlich, dass ausreichend flexible Leistung, d.h. Kraftwerkskapazität oder Demand-Side Management (Flexibilität bei Stromverbrauchern), „hinter dem Engpass“ für die Einspeiseerhöhung oder die Verbrauchsreduktion vorhanden und auch entsprechend kurzfristig für Abrufe durch den ÜNB verfügbar ist.

In Österreich muss sich die Austrian Power Grid AG (APG) als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer regelmäßig dieser Form des Engpassmanagements bedienen, um drohenden Netzengpässen in ihrem Verantwortungsbereich entgegenzuwirken.⁴ Ein kritischer Faktor hierbei ist die ausreichende Verfügbarkeit von flexibler Leistung, um den für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Redispatch durchführen zu können. Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der letzten Jahre haben dazu geführt, dass v.a. Betreiber thermischer Erzeugungsanlagen beabsichtigten ihre Kraftwerke stillzulegen bzw. einzumotten. Bereits in der Vergangenheit war es daher für APG erforderlich, mit Betreibern von Kraftwerken vertragliche Vereinbarungen zu schließen, um sicherzustellen, dass diese Kraftwerke zu Zeiten von drohenden Netzüberlastungen als „Hochfahrpotenzial“ (also „hinter dem Engpass“) für Redispatch-Einsätze zur Verfügung stehen.

APG ist entsprechend ihrer gesetzlichen Aufgaben gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 dazu verpflichtet, auch für die Zukunft die Netzengpasssituation und den möglicherweise damit verbundenen Netzreservebedarf jährlich im Rahmen einer Systemanalyse zu evaluieren.

Für die nächsten Jahre ist aktuell zu erwarten, dass weiterhin ein Bedarf an sicher verfügbarer Erzeugungs- bzw. flexibler Verbrauchsleistung in Ost-Österreich oder Regionen im Ausland mit netztechnisch vergleichbarer Wirkung bestehen wird. Einerseits werden wesentliche Netzausbauprojekte zur Entlastung bestehender Engpässe, wie die Deutschlandleitung, gemäß aktueller Umsetzungspläne nach dem betrachteten Analysenzeitraum umgesetzt. Andererseits bringt die

⁴ Dies gilt zumindest kurzfristig, denn langfristig können Netzengpässe durch entsprechenden Ausbau der Netzinfrastruktur vermieden werden. Dies ist im Allgemeinen nicht nur volkswirtschaftlich kostengünstiger, sondern erhöht auch die Systemsicherheit insgesamt. Die von APG geplanten und teilweise bereits in Umsetzung befindlichen Netzausbauprojekte, wie die 380-kV-Salzburgleitung und die Leitungsprojekte im Raum St. Peter Richtung Deutschland, stellen einen wichtigen Beitrag hierzu dar.

Umsetzung der europarechtlich bindenden Vorgaben des sogenannten „Clean Energy Package“ (CEP) fundamentale Änderungen für das Management von grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten mit sich. Die von APG in Abstimmung mit VÜN durchgeführten Analysen dazu zeigen, dass bei einer unmittelbaren Umsetzung der gemäß CEP geforderten Mindestkapazität für den grenzüberschreitenden Stromhandel (70%-Vorgabe gemäß Art. 16 VO (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt) massive und teils strukturelle Netzüberlastungen im österreichischen Netz die Folge wären.⁵ Die österreichische Bundesregierung hat angesichts dessen im Dezember 2020 einen nationalen Aktionsplan gem. Art. 14 der Elektrizitätsbinnenmarkt Verordnung (VO (EU) 2019/943) erlassen.⁶

Vor diesem Hintergrund und entsprechend der Verpflichtung gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 hat APG eine Systemanalyse durchgeführt, deren Ergebnisse in diesem Bericht dokumentiert sind. Unterstützend hat die APG ein Konsortium bestehend aus der Consentec GmbH, dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen University (IAEW) und der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) sowie FGH GmbH im Zuge eines Ausschreibungsverfahrens mit der Durchführung von detaillierten Markt- und Netzanalysen als Grundlage der Ermittlung des Netzreservebedarfs für den Zeitraum von Q4/2023 bis inkl. Q3/2025 beauftragt.

Die vorliegende Systemanalyse fokussiert demgemäß auf den Betrachtungszeitraum 2024/25 und greift dabei die wesentlichen, bis dahin zu erwartenden, Veränderungen im Strommarkt und im Übertragungsnetz in detaillierten Simulationen und Analysen auf. Im Rahmen der Untersuchungen wird der netztechnische Mindestbedarf an sicher verfügbarer, flexibler Leistung (MbL) in bestimmten Regionen Österreichs und ggf. Regionen im galvanisch verbundenen Ausland mit vergleichbarer netztechnischer Wirkung quantitativ ermittelt. Basierend darauf wird v.a. unter Berücksichtigung der verbindlichen Stilllegungsanzeigen für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 20 MW gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 der Netzreservebedarf ermittelt.

Der im Rahmen der Systemanalyse festgestellte Netzreservebedarf ist in der Folge mittels eines Ausschreibungsverfahrens gemäß § 23b ElWOG 2010 zu beschaffen.

Das für die Systemanalyse gewählte methodische Vorgehen sowie die wesentlichen Prämissen, die den Untersuchungen zugrunde liegen, werden nachfolgend in Kapitel 2 ausführlich erläutert. Die getroffenen Annahmen für die Entwicklung von Erzeugung, Nachfrage und Stromhandel in Europa sowie den Ausbauzustand des europäischen Übertragungsnetzes sind in Kapitel 3 dargestellt. Die Ergebnisse der durchgeführten Markt- und Netzsimulationen finden sich in Kapitel 4 und Kapitel 5. Die Ableitung der erforderlichen Netzreserve-Leistung erfolgt in Kapitel 6 in dem abschließend auch die Ergebnisse und wesentlichen Erkenntnisse der Systemanalyse zusammengefasst werden.

⁵ Die Ergebnisse hierzu finden sich im Hotspot Bericht der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst, welcher per Bescheid von E-Control angenommen wurde (siehe: <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Beilage+1+-+Hot-spot+Bericht+gem+Art+14+Abs+7+EU-VO.pdf/cc107b19-4ad5-2404-1521-4afe3f268f1f?t=1601447284360>).

⁶https://www.bmk.gv.at/themen/energie/europ_int/eu/action_plan.html

2 Vorgehen im Rahmen der Systemanalyse und eingesetzte Modelle

2.1 Grundsätzliches methodisches Vorgehen

Die sich für einen ÜNB stellende Aufgabe einer angemessenen Dimensionierung der Netzreserve, also der Festlegung der notwendigen abzusichernden sicher verfügbaren flexiblen Leistung, ist aufgrund des Zusammenspiels vieler Einflüsse im gesamten europäischen Netzgebiet – im Wesentlichen das Lastverhalten, Wettereinflüsse für erneuerbare Stromerzeuger, Marktverhalten, Entwicklung der Stromnachfrage und der installierten Erzeugungs- und Speicherleistungen sowie Netzentwicklungen – komplex.

Der Gesetzgeber sieht für die Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 zur Feststellung des Netzreservebedarfs die Berücksichtigung der folgenden Punkte vor:

1. Differenzierungen nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen;
2. die angezeigten temporären, temporären saisonalen und endgültigen Stilllegungen gemäß §23a Abs. 1;
3. Einsätze ausländischer Kraftwerke und die resultierenden Handelsflüsse zwischen den Gebotszonen;
4. Ausbauprojekte auf Basis des aktuellen Netzentwicklungsplans;
5. Besonderheiten aufgrund spezieller Wetter- oder anderer klimatologischer Situationen, Nachfragesituationen, Kraftwerksverfügbarkeiten (z.B. Revisionen) und geplante und nicht geplante Nicht-Verfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Netzgebiet des Regelzonenführers oder im benachbarten Ausland;
6. Potenziale flexibler Verbrauchsanlagen, die geeignet sind, den Netzreservebedarf zu minimieren;

Auf Basis dieser gesetzlichen Vorgaben wurde für die Simulationen und Berechnungen im Rahmen der Systemanalyse das nachfolgend beschriebene methodische Vorgehen gewählt. Wesentliche Prämissen für die Untersuchungen und grundlegende Eigenschaften der von Consentec/IAEW/FGH eingesetzten Simulationsmodelle finden sich in Abschnitt 2.2. Eine ausführliche Modellbeschreibung ist im Anhang enthalten.

Das grundsätzliche Vorgehen lässt sich anhand nachfolgender Grafik beschreiben. Es gliedert sich in fünf wesentliche Schritte. Dieses Vorgehen und die getroffenen Annahmen wurden während des gesamten Erstellungsprozesses dieser Studie mit der Regulierungsbehörde abgestimmt.

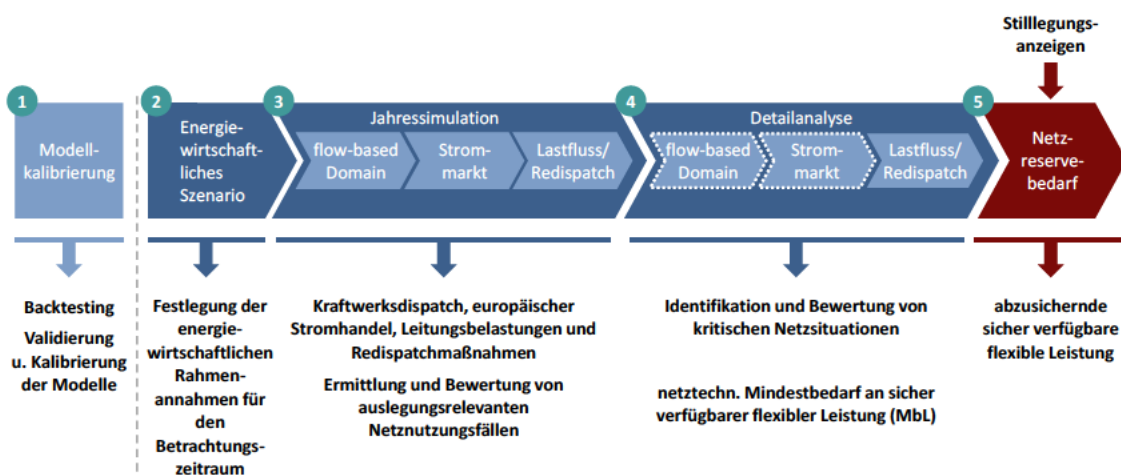


Bild 2.1 Überblick zum methodischen Vorgehen in dieser Studie

Der erste Schritt (❶, **Modellkalibrierung**) dient der Validierung und Kalibrierung der von Consentec/IAEW/FGH eingesetzten Modelle. Dazu wird ein sogenanntes „Backtesting“ durchgeführt, bei dem mit den verwendeten Modellen und Verfahren historische Situationen „nachgerechnet“ werden. Die eingesetzten Modelle kamen bereits bei der Systemanalyse 2021 und 2020 zum Einsatz und wurden während der Studie 2020 einem Backtesting unterzogen. Dieses basierte auf dem Jahr 2018, welches zum Zeitpunkt der Durchführung dieses Verfahrensschritts das aktuellste historische Jahr war, für das ein vollständiger Datensatz im Hinblick auf meteorologische Daten, Kraftwerksbestand, Brennstoffpreise, etc. vorlag. Aus dem Abgleich simulierter und tatsächlich beobachteter Werte wurden Rückschlüsse auf notwendige Kalibrierungsschritte (Modellparametrierung) gezogen und letztlich die Validität der Modelle und Verfahren in enger Abstimmung mit ECA bestätigt. Im Rahmen der vorliegenden Systemanalyse wurden punktuelle Re-Kalibrierungsarbeiten durchgeführt, wodurch die Modellkette kontinuierlich verbessert und an aktuelle Entwicklung angepasst wird.

Der zweite Schritt (❷, **Energiewirtschaftliches Szenario**) dient der Festlegung der energiewirtschaftlichen Rahmenparameter für den jeweiligen Betrachtungszeitraum. Dieser Schritt stellt den Ausgangspunkt für die durchzuführenden Markt- und Netzsimulationen dar und ist wesentlich, um einen für den Betrachtungszeitraum möglichst realistischen Kraftwerkeinsatz und die daraus resultierenden Handelsflüsse zu ermitteln (vgl. § 23a Abs. 2 Z.3 ElWOG 2010). Hierbei werden die wesentlichen, für die Modelle exogen vorzugebenden Rahmenparameter festgelegt. Dies betrifft etwa Annahmen zur Entwicklung des konventionellen und auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftwerksparks, der Brennstoffpreise und der Stromnachfrage. Darüber hinaus sind Annahmen zum Ausbauzustand des Übertragungsnetzes in Österreich und im europäischen Umfeld, sowie Annahmen zu gesetzlichen bzw. regulatorischen Vorgaben bezüglich der Allokation von Übertragungskapazitäten im europäischen Strombinnenmarkt (z.B. Umsetzung des CEP, nationale Aktionspläne / Freistellungsanträge) zu treffen. Die Festlegungen folgen dem Ziel, ein „best-estimate“-Szenario – d.h. eine zum Zeitpunkt der Durchführung der Analysen möglichst wahrscheinliche Entwicklung für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse abzubilden. Die getroffenen Annahmen sind in Kapitel 3 dargestellt und wurden umfassend mit der

Regulierungsbehörde und in Teilaspekten⁷ mit dem zuständigen Bundesministerium⁸ abgestimmt.

Im dritten Schritt (🔴, **Jahressimulation**) erfolgt die Ermittlung einer zunächst möglichst großen Zahl an zu erwartenden Netznutzungssituationen im Betrachtungszeitraum dieser Systemanalysen. Hierfür wird der Zeitraum eines gesamten Jahres im Stundenraster über eine mehrstufige Kette von Modellsimulationen errechnet, wodurch 8.760 Stunden bzw. Situationen für die Analysen verfügbar gemacht werden.

Dies ist insbesondere erforderlich, da ex-ante nicht unmittelbar und zuverlässig absehbar ist, zu welchen Zeitpunkten bzw. in welchen Situationen zukünftig potenziell kritische Netzbelastungen für das österreichische Übertragungsnetz auftreten können. Mit dem Jahreslauf wird daher zunächst eine Vielzahl zukünftig zu erwartender Netznutzungssituationen simuliert, die sich insbesondere aus den in den Eingangsdaten der Marktsimulationen abgebildeten verschiedenen Wetterkonstellationen sowie der Stromnachfrage und den sich daraus im europäischen Strommarkt unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten ergebenden Kraftwerkseinsätzen einstellen. Anhand der Netz- und Redispatch-Simulationen des Jahreslaufs lässt sich analysieren, welche der zuvor genannten Konstellationen grundsätzlich zu kritischen Netzsituationen führen können, für die zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit die Vorhaltung einer Netzreserve erforderlich sein könnte. Für diese Situationen erfolgt dann im nächsten Schritt eine Detailanalyse.

Die Jahressimulation ist in folgende Teilschritte gegliedert:

- Die Ermittlung der **Flow-Based Domain** (lastflussbasiertes Kapazitätsmodell) stellt den Startpunkt der eigentlichen Modellierungskette für die in dieser Studie durchgeführten Markt- und Netzsimulationen dar. In diesem Schritt erfolgt die Ermittlung eines lastflussbasierten Kapazitätsmodells für die sogenannte Core-Kapazitätsberechnungsregion sowie von NTC-Kapazitäten für die Handelsgrenzen im europäischen Strommarkt außerhalb der Core-Region. Dies wird für die Durchführung der europäischen Strommarktsimulationen (nachfolgender Schritt) benötigt. Um die zukünftige Situation bestmöglich abzubilden, erfolgt die Berechnung des Flow-Based Kapazitätsmodells, soweit wie im Rahmen von Simulationen möglich, entsprechend den regulatorischen Vorgaben. Hier ist insbesondere die von ACER genehmigte Methodik zur Kapazitätsberechnung im Day-Ahead und Intraday Zeitbereich für die Core-Region gemäß „Decision 02/2019 of ACER“ relevant. Im Rahmen der gemäß „First amendment of the Day-Ahead Capacity Calculation Methodology of the Core Capacity Calculation Region“ vorgenommene Änderungen der Methodik wie beispielsweise die Anwendung der Extended LTA-Inclusion (ELI) finden ebenfalls Berücksichtigung.
- Dann erfolgt die Durchführung einer **europäischen Strommarktsimulation**. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz – und damit letztlich auch der Bedarf für Redispatch-Maßnahmen sowie ein ggf. erforderlicher Bedarf an Netzreservekapazitäten – wird durch die Erzeugungs-, Nachfrage- und Handelssituation in Österreich und dem europäischen Umfeld bestimmt. Der Einsatz österreichischer und ausländischer Kraftwerke und resultierend der Stromhandel zwischen den Gebotszonen ergeben sich dabei aus der Funktionsweise des europäischen Strommarktes. Das im vorherigen Schritt ermittelte Flow-Based Kapazitätsmodell stellt hier eine wichtige Randbedingung dar, da es die zulässigen Kombinationen aus

⁷ Anzunehmender Ausbau von Erneuerbaren Energieträgern, Power2Gas und Lastentwicklung

⁸ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Handelsflüssen (genauer: Imports-/Exportbilanzen bzw. Nettopositionen von Gebotszonen) bestimmt. Zudem wurde die Strommarktsimulation dahingehend angepasst, zusätzliche Freiheitsgrade aus der LTA-Domain nun mittels des Extended LTA Inclusion Verfahrens (ELI) zu berücksichtigen. Eine Erläuterung des ELI-Verfahrens befindet sich in Kapitel 2.2 und im Anhang. Flow-Based Domain und LTA-Domain bilden netztechnische Restriktionen in der Strommarktsimulation ab und werden als Eingangsdaten der Simulation benötigt. Die für die Netzbelastung entscheidenden Konstellationen aus Erzeugung, Nachfrage und Stromhandel nehmen im Jahresverlauf sehr unterschiedliche Ausprägungen an. Gründe hierfür sind z.B. die zeitvariable Stromnachfrage sowie die (zum Teil stochastischen) Schwankungen der Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen. Dem wird in diesem Schritt durch den Einsatz eines praxiserprobten und dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Marktsimulationsverfahrens Rechnung getragen, das es ermöglicht, zeitlich und räumlich hoch aufgelöste (stündliches Zeitraster, räumliche Auflösung auf Ebene von Übertragungsnetzknoten) Datensätze zur Erzeugungs-, Nachfrage- und Handelssituation im gesamten europäischen Strommarkt zu erzeugen⁹. Eine ausführliche Beschreibung des für die Strommarktsimulation eingesetzten Modells und der angenommenen Prämissen findet sich in Kapitel 2.2 und im Anhang.

- In einem nächsten Teilschritt der Jahressimulation (**Lastfluss- und Redispatch-Simulation**) werden die mittels der Marktsimulation ermittelten Datensätze zur Last- und Einspeisesituation in ein Modell des europäischen Übertragungsnetzes integriert, um so die Belastungen der Elemente des Übertragungsnetzes zu berechnen und darauf aufbauend grundsätzlich kritische Netzsituationen zu identifizieren. In der Marktsimulation werden kraftwerksblockschaff für jede der betrachteten 8.760 Stunden die Einsätze der Kraftwerke im europäischen Strommarkt sowie der grenzüberschreitende Stromhandel bestimmt. Zusammen mit den zeitlich und räumlich differenzierten Annahmen zur Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich hieraus „Netznutzungsfälle“ (NNF). Für diese werden dann in Lastfluss- und Redispatch-Simulationen errechnet, welche Netzbelastungen entstehen und in welchem Umfang ggf. Redispatch-Maßnahmen erforderlich sind, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Auf diese Weise werden potenziell kritische Situationen für den sicheren Übertragungsnetzbetrieb identifiziert, die in einem weiteren Schritt einer Detailanalyse zugeführt werden (siehe Schritt ④). Für die Lastfluss- und Redispatch-Berechnungen wird auf das gleiche Übertragungsnetzmodell zurückgegriffen, welches auch Grundlage der Bestimmung des Flow-Based Kapazitätsmodells ist. Die hohe zeitliche und räumliche Auflösung der eingesetzten Modelle stellt sicher, dass später eine Differenzierung nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen vorgenommen werden kann (vgl. § 23a Abs. 2 Z.1 ElWOG 2010).

Die im Rahmen der Jahressimulation identifizierten, potenziell kritischen Situationen werden im vierten Schritt (**④, Detailanalysen**) einer Detailanalyse unterzogen. Als potenziell kritische Situationen werden grundsätzlich solche ausgewählt, die im Rahmen der Jahressimulation auf einen hohen Mindestbedarf von sicher verfügbarer, flexibler Leistung und somit potenziell auf einen hohen Netzreservebedarf hindeuten. Diese Situationen sind i.W. durch einen hohen Einsatz der österreichischen (thermischen) Kraftwerke bei gleichzeitig hoher Auslastung österreichischer Stromleitungen (einschließlich Grenzkuppelleitungen) gekennzeichnet. Dabei sind die Auslastungen auf denjenigen Leitungen und in der Flussrichtung maßgeblich, für welche eine stärkere Einspeisung der thermischen Kraftwerke auslastungsmindernd wirkt. In solchen Situationen

⁹Entsprechend der Forderung § 23a Abs. 2 Z. 3 ElWOG 2010

könnte ein Wegfall dieser Einspeiseleistung (durch Nichtverfügbarkeit in Folge von temporären oder endgültigen Stilllegungen) die Auslastung der Leitungen kritisch verschärfen. In den Detailanalysen wird ermittelt, welche zusätzlichen Faktoren, die im Jahreslauf noch keine Berücksichtigung finden, einen relevanten Einfluss auf die identifizierten kritischen Situationen haben. Im Jahreslauf wird beispielsweise noch die jahresdurchgängige volle Verfügbarkeit sämtlicher Betriebsmittel im Übertragungsnetz unterstellt; in den Detailanalysen werden dann die in der Realität notwendigen Freischaltungen von Betriebsmitteln – z.B. im Zusammenhang mit Netzausbauvorhaben – untersucht, um das Bild der tatsächlich zu erwartenden Netzsituationen zu vervollständigen. Die Detailanalysen erfordern hierfür weitere Redispatch-Simulationen und ggf. auch Marktsimulationen einschließlich Neuberechnungen der Flow-Based Domain¹⁰. Abschließend kann der aus netztechnischer Sicht in bestimmten Regionen erforderliche vorläufige Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung¹¹ ermittelt werden, welcher durch Einspeiseerhöhungen oder Verbrauchsreduktion (Demand-Side-Management) erbracht werden kann. Damit greifen die Detailanalysen – auf die in Kapitel 5.4 näher eingegangen wird – insbesondere die Anforderungen an die Systemanalyse nach § 23a Abs. 2 Z. 5 ElWOG 2010 auf. Inwiefern sich hieraus ein Netzreservebedarf ableitet, wird im nachfolgenden Schritt ⑤ ermittelt.

In einem fünften und letzten Schritt (⑤, **Ermittlung Netzreservebedarf**) wird überprüft inwiefern der im Zuge der ersten vier Schritte identifizierte Mindestbedarf an regional sicher verfügbarer flexibler Leistung über die marktbedingt verfügbaren flexiblen Kraftwerks- bzw. Demand-Side-Management Kapazitäten gedeckt werden kann und welche Netzreserveleistung zusätzlich notwendig ist, um den sicheren Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten. Die Ermittlung des Netzreservebedarfs erfolgt dabei entsprechend § 23a Abs. 2 Z. 2 ElWOG 2010 insbesondere unter Berücksichtigung der gesetzlich verpflichtenden Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010. Zudem sind auch weitere Informationen ins Kalkül zu ziehen, welche den Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung beeinflussen. Dies betrifft erforderliche Revisionszeiträume der Kraftwerke sowie die Abhängigkeit der Erzeugungsleistung von der Außentemperatur. Kapitel 6 geht im Detail auf diese Abhängigkeiten und die daraus folgende Ermittlung des Netzreservebedarfs ein.

2.2 Grundlegende Prämissen der Untersuchungen und der Parametrierung der Simulationsmodelle

Im vorhergehenden Abschnitt wurde das für diese Systemanalyse gewählte methodische Vorgehen beschrieben. Die bei der Umsetzung dieser Methodik eingesetzten Modelle und vorgenommenen Parametrierungen werden nachfolgend dargelegt. Dabei wird nach markt- und netzbezogenen Simulationsmodellen unterschieden.

¹⁰ Sofern z.B. topologische Veränderungen betrachtet werden, ist es erforderlich die Flow-Based Domain und die Marktsimulation für die relevanten Situationen neu zu berechnen. Auf diese Weise werden die Anpassungen schon bei der Allokation der grenzübergreifenden Austausche und beim sonstigen Marktergebnis (Kraftwerkseinsatz) berücksichtigt.

¹¹ Aufgrund der konkreten Parametrierung der Simulationsmodelle werden als Ergebnisse zunächst der Bedarf an Erzeugungsleistung ausgewiesen. Aus technischer Sicht muss es sich aber nicht um Einspeiseleistung handeln. Eine Lastreduktion (am gleichen Standort) würde netztechnisch die gleiche Wirkung erzielen. Insofern können flexible Verbraucher diese Leistung ebenfalls erbringen und in Übereinstimmung mit den Anforderungen nach § 23a Abs. 2 ElWOG 2010 zur Netzreserve beitragen.

2.2.1 Marktsimulationsmodell

Eingesetzte Modellklasse

Die Ermittlung der Einspeise- und Handelssituation im europäischen Stromsystem erfolgt auf Basis eines dem Stand der Wissenschaft entsprechenden Marktsimulationsmodells (statisches perfect-foresight Marktgleichgewichtsmodell). Eingangsparameter bilden u.a. die installierten Kraftwerke, Brennstoffpreise, Dargebotszeitreihen für die erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, Handelskapazitäten und die Stromnachfrage. Das Modell simuliert die pan-europäischen Stromgroßhandelsmärkte, sodass als Ergebnis der marktbedingte Einsatz von Kraftwerken vorliegt. Eine ausführliche Modellbeschreibung findet sich im Anhang.

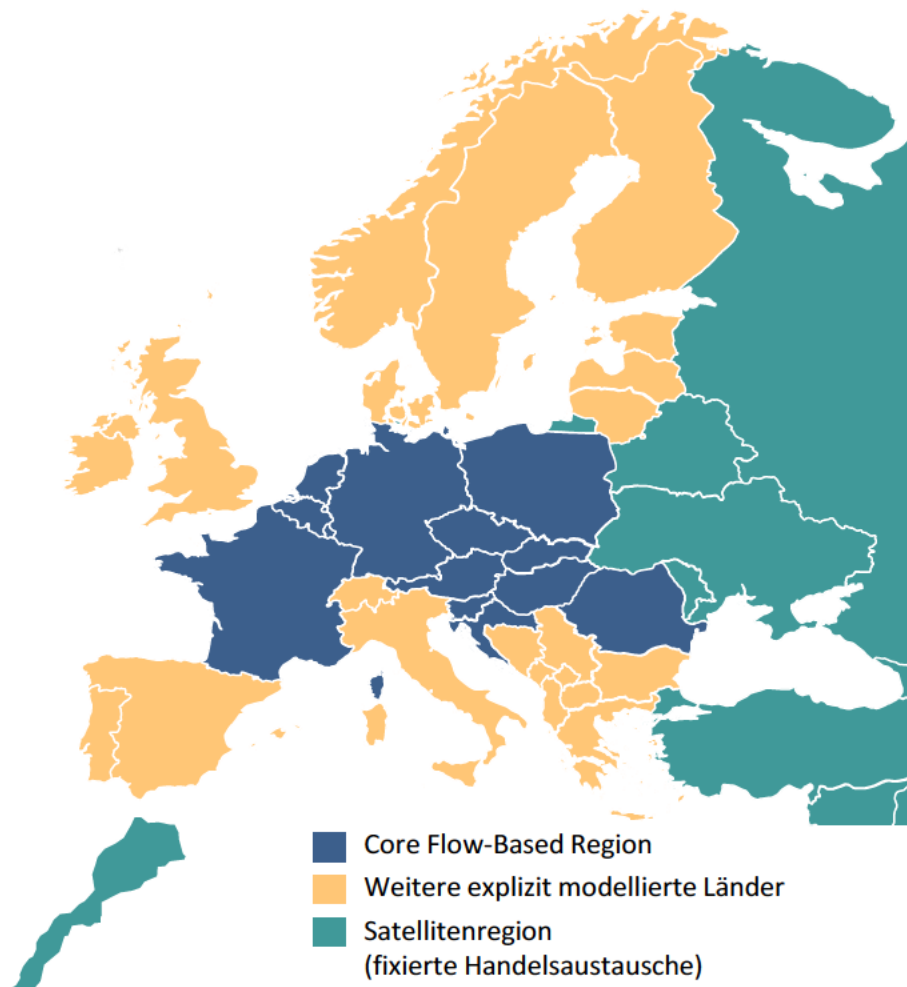


Bild 2.2 Übersicht der Ausdehnung und des Detailgrads des verwendeten Marktmodells

Der Betrachtungsbereich der Marktsimulation umfasst die in Bild 2.2 dargestellten europäischen Länder und deren Anrainer. Die Detailtiefe der Modellierung der einzelnen Länder in der Marktsimulation unterscheidet sich gemäß dem Fokusbereich der Studie. Alle blau und gelb gekennzeichneten Länder sind explizit, wie nachfolgend beschrieben, modelliert. Für die in blau gekennzeichnete Capacity Calculation Region (CCR) Core werden die Austauschkapazitäten lastflussbasiert (Flow-Based) ermittelt. Die Austauschkapazitäten zu den und innerhalb der gelb markierten Länder werden NTC-basiert berücksichtigt. Darüber hinaus wird der Stromhandel zu den türkis gekennzeichneten Ländern auf Basis historischer stündlicher Werte angenommen.

Abbildung von Handelskapazitäten zwischen Gebotszonen in der Marktsimulation

In der Praxis kommen im europäischen Strommarkt heute in Abhängigkeit von der betrachteten Region und vom Zeitbereich unterschiedliche Kapazitätskalkulations- und Kapazitätsallokationsmethoden für die Bestimmung der für den Handel verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen zum Einsatz.

Im Zeitbereich des Terminhandels (Jahr, Monat) wird aktuell europaweit durchgängig das Konzept bilateraler Handelskapazitäten (NTC-Modell) genutzt. Im Day-Ahead Markt kommt aktuell in einigen Regionen ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell (Flow-Based) zur Anwendung, in anderen wird auch hier das NTC-Modell verwendet. Im gewählten Simulationsansatz wird sowohl von der zeitlichen Abfolge der Handelsstufen als auch den Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Netzzustands im Netzbetrieb abstrahiert. Dies entspricht der, für vergleichbare Fragestellungen, üblichen Vorgehensweise. Vor diesem Hintergrund beschränkt sich die Bestimmung von Stromhandelskapazitäten im gewählten Simulationsansatz auf die in den jeweiligen Kapazitätsberechnungsregionen im Day-Ahead-Zeitbereich angewendeten Kapazitätsberechnungsmethoden.

Im Day-Ahead-Zeitbereich wird für die sogenannte Kapazitätsberechnungsregion Core, zu welcher ebenfalls Österreich zählt, ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell angewendet. Für die übrigen Kapazitätsberechnungsregionen Kontinentaleuropas ist nach aktuellem Stand auch für den Betrachtungszeitraum der Systemanalyse von einer Anwendung des NTC-Modells auszugehen. Im gewählten Simulationsansatz werden die für den Betrachtungszeitraum gültigen Kapazitätsberechnungsregionen gemäß ihrem jeweiligen methodischen Ansatz abgebildet. Das Vorgehen zur Bestimmung der lastflussbasierten Handelskapazitäten wird detailliert in Abschnitt 2.2.2.4 beschrieben. Die Dimensionierung der NTC basierten Handelskapazitäten werden auf Basis historisch bekannter NTCs und des Ten-Year Network Development Plan 2020 und 2022 der ENTSO-E (TYNDP) ausgelegt, sowie durch Abfragen bei anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern festgelegt. Nationale Aktionspläne der EU-Mitgliedsstaaten gemäß Artikel 14 VO (EU) 2019/943 werden berücksichtigt. Hinsichtlich der Vorgaben des Art. 8 VO (EU) 2019/943 wird auf Basis der realen Entwicklungen unterstellt, dass für alle Grenzen bis zum Jahr 2026 ein Aktionsplan verfolgt wird und die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel ausgehend vom Status quo bis zum Betrachtungszeitraum 2024 bzw. 2025 ggf. anhand einer linearen Trajektorie erhöht werden. Die berücksichtigten Langfristkapazitäten für die sog. LTA-Inclusion werden im Rahmen der Strommarktsimulation mittels des Extended LTA-Inclusion-Ansatzes (ELI) berücksichtigt.

Entwicklung des Kraftwerksparks und dessen technischer Parameter

Für die Entwicklung des Kraftwerksparks (Zu- und Rückbau thermischer, hydraulischer und regenerativer Erzeugungsanlagen) sind im Rahmen der Simulationen geeignete Annahmen zu treffen. Dazu werden die Annahmen des ERAA 2021 und z.T. MAF 2019 verwendet und hinsichtlich des Betrachtungszeitraums der vorliegenden Systemanalyse angepasst. Ergänzt werden diese Annahmen durch Informationen einer am IAEW gepflegten Kraftwerksdatenbank, die auch Daten zu den technischen Parametern (Wirkungsgrade, Mindestleistungen, etc.) der Kraftwerke enthält. Diese Daten stellen eine Kombination aus individuell recherchierten Informationen und standardisierten Annahmen dar, und wurden bezüglich der Kraftwerke in Österreich anhand der bei APC vorliegenden Informationen überprüft. Für Österreich orientieren sich die Annahmen zu im Markt verfügbaren Kraftwerken an den, zum Zeitpunkt der Durchführung der Marktsimu-

lationen vorliegenden, Stilllegungsanzeigen (gemäß §23a ElWOG) der Vorperiode und berücksichtigen zudem sonstige Annahmen zur Erzeugung aus KWK. Die von den Kraftwerksbetreibern im Rahmen der verpflichtenden Stilllegungsanzeigen gemeldete Stilllegungsabsichten für den Zeitraum Q4/2023 bis Q3/2025 werden dann bei der Ableitung des Netzreservebedarfs für die hier gegenständliche Kontrahierungsperiode berücksichtigt.

Dem Marktsimulationsmodell liegen spezifische Modellierungen der verschiedenen Erzeugungstechnologien zugrunde. Daraus ergeben sich für die verschiedenen Erzeugungstechnologien mitunter zusätzliche Eingangsparameter, welche geeignet zu parametrieren sind. Im Folgenden wird deshalb kurz auf die Parametrierung von erzeugungstechnologiespezifischen Eingangsparametern eingegangen.

Die modellierte Fahrweise von Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basiert grundsätzlich auf einer am IAEW entwickelten Methode zur Festlegung der Betriebspunkte¹². Daraus ergibt sich ein kraftwerksspezifischer sowie temperaturabhängiger, zeitvariabler Mindest- bzw. Zwangseinsatz der Kraftwerke zur Wärmebedarfsdeckung, unabhängig von der Nachfrage nach elektrischer Energie.

Industriekraftwerke werden für Österreich nicht explizit abgebildet. In konsistenter Weise ist die von ihnen gedeckte Stromnachfrage an den jeweiligen Industriestandorten nicht in der modellierten Stromnachfrage enthalten (vgl. Abschnitt 3.2). Netz- und markttechnisch hat dies somit nur geringe Auswirkungen, erspart aber das Treffen von ungewissen Annahmen zum Verlauf der Industrielast sowie den technischen Parametern und den Einsatzstrategien dieser Kraftwerke, was nur mit erheblichen Unsicherheiten möglich wäre.

Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke werden mithilfe der jeweiligen hydraulischen Vernetzung (Speicherbecken und Wasserwege zwischen hydraulischen Becken) abgebildet. Dabei bilden die Pump- und Turbineneinsätze sowie die damit verbundenen Wasserdurchflüsse den Freiheitsgrad in der Simulation. Als Eingangsparameter gehen die natürlichen Zuflüsse, Leistungen sowie die hydraulische Vernetzung ein.

Die Erzeugung der restlichen Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) (Laufwasserkraftwerke, Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen) werden als exogene Einspeisereihe aggregiert modelliert. Diese Zeitreihen basieren auf den historischen Gesamteinspeisungen und werden auf einzelne Übertragungsnetzknotten mithilfe der jeweiligen Fundamentaldaten (z.B. dem Wind- und Solardargebot, der installierten Leistung) und technischen Parametern (Einspeisekennlinien) verteilt.

Zudem finden auch Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken in der Marktsimulation Berücksichtigung. Diese basieren auf einer der Marktsimulation vorgeschalteten Ausfall- und Revisionsziehung. Im Zuge dessen werden monatliche und technologiebezogene Arbeitsverfügbarkeiten und Einzelausfallparameter vorgegeben und entsprechende Nichtverfügbarkeiten zufällig gezogen, sodass die vorgegebenen Arbeitsnichtverfügbarkeiten eingehalten werden.

Verbraucherseitige Flexibilität in Form abschaltbarer Lasten werden in der Marktsimulation mit Kosten- und Kapazitätsstufen ausgehend von den Annahmen des ERAA 2021 parametrieren.

¹² Vgl. hierzu: Ketov et. al, Modellierung von Einsatzrestriktionen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung für Strommarktsimulationen, Beitrag im Rahmen der 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, 2017

2.2.2 Netzbezogene Modelle

2.2.2.1 Verwendetes Netzmodell

Das in dieser Systemanalyse verwendete Netzmodell basiert im Ausgangspunkt auf einem DACF¹³-Datensatz aus dem operativen Prozess, dessen Last- und Einspeisesituation entfernt wurde.

Die nachfolgende Graphik zeigt die Ausdehnung und den Detailgrad des Netzmodells.

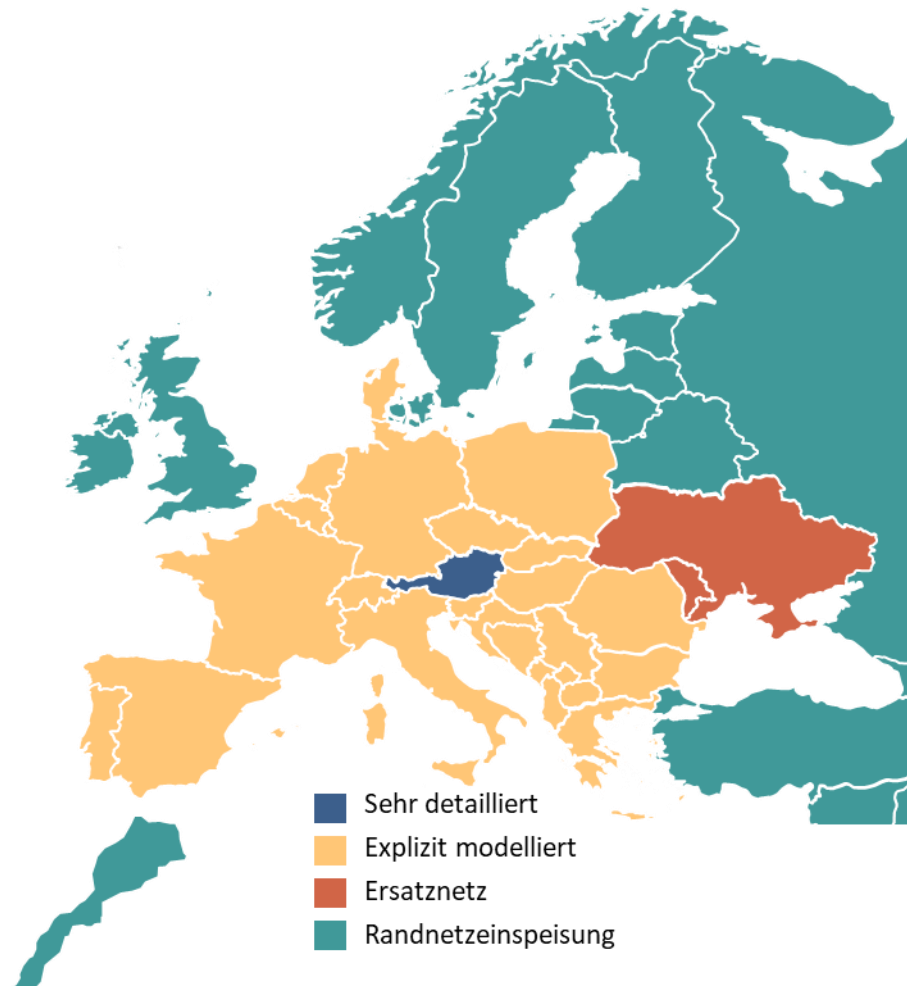


Bild 2.3 Übersicht der Ausdehnung und des Detailgrads des verwendeten Netzmodells

Die Nutzung eines Betriebsdatensatzes garantiert hinsichtlich der Netztopologie ein realistisches und konsistentes Modell für alle Länder. Allfällig modellierte Planungsüberlegungen, veraltete Werte oder sonstige Inkonsistenzen können so ausgeschlossen werden, um eine hohe Qualität der Analysen zu gewährleisten. Die Schaltzustände aller Netzelemente in angrenzenden Netzgebieten, die potenziell einen hohen Einfluss auf das Netzgebiet der APG haben können, wurden überprüft. Zur Abbildung des Basisschaltzustandes wurden in diesem Netzbereich alle wesentlichen Netzelemente zugeschaltet, die z.B. aufgrund von Revisionen im initialen Netzmodell ausgeschaltet waren.

¹³ DACF: Day-Ahead Congestion Forecast

Der Anschluss der Ukraine an das europäische Stromnetz wurde über ein Ersatznetz abgebildet. Zudem wurden die für den Betrachtungszeitraum zu erwartenden netztopologischen Anpassungen (Netzausbauten) anhand der relevanten Datengrundlagen erhoben und in das Netzmodell integriert. Eine detaillierte Beschreibung hierzu erfolgt in Kapitel 3.4.

2.2.2.2 Lastfluss- und Redispatch-Simulationsverfahren

Die Netznutzung – beschrieben durch Last und Erzeugung – wird in der Marktsimulation, welche in Abschnitt 2.2.1 beschrieben ist, ermittelt und in einem nächsten Schritt in das Netzmodell integriert. Netzengpasssituationen werden über (n-1)-Berechnungen auf Basis von AC-Lastflusssimulationen ermittelt. Der Fokus dieser Studie liegt auf dem österreichischen Netzgebiet. Im Folgenden wird genauer auf den Detailgrad der Modellierung und die Abbildung der Netznutzung im Netzmodell eingegangen.

Die Zuordnung der österreichischen Netznutzung wird auf Basis der umfassenden Datengrundlage von APG sehr detailliert vorgenommen. Die thermischen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden blockscharf modelliert. Last und EE-Erzeugung werden gemäß Jahresenergieauswertungen von APG über einen LSK¹⁴ - bzw. einen gebietsscharfen/bundeslandscharfen Aufteilungsschlüssel für Wind-/PV-Erzeugung, sowie einen Aufteilungsschlüssel für die Laufwasserzeitreihen - auf die Netzknoten verteilt.

Der Detailgrad der Modellierung der an Österreich angrenzenden Länder entspricht der Verfügbarkeit von zuverlässigen Daten. Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von mehr als 100 MW werden dem Netzmodell knotenscharf zugeordnet. Kleinere Anlagen sowie der Verbrauch werden aggregiert und über GSK¹⁵ bzw. LSK auf Basis eines European Reference Cases Winter auf die jeweiligen Netzknoten verteilt. Für Deutschland wurden GSK bzw. LSK aus den Angaben der deutschen Netzbetreiber verwendet, die auf Basis knotenscharfer Erzeugungsleistung erstellt wurden. Explizit wurden die PV-GSK an den deutschen Standorten (Pleinting, Altheim, Pirach, Simbach) nahe St. Peter, mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, detailliert abgestimmt. Im Allgemeinen ist der Einfluss auf die Netzsituation in Österreich mit zunehmender geographischer Distanz jedoch geringer.

Alle weiter entfernt liegenden Netzgebiete des ENTSO-E Übertragungsnetzes werden in vereinfachter Art und Weise modelliert. Die Last und die gesamte konventionelle Erzeugung werden auf Basis eines European Reference Case verteilt. Die Erzeugung aus PV-Anlagen wird gemäß der jeweiligen LSK der entsprechenden Regelzone modelliert. Die Erzeugung aus Windkraftanlagen wird gleichmäßig auf alle Knoten verteilt.

Für die Ermittlung des Redispatch-Bedarfs (einschließlich Topologiemassnahmen) für ein (n-1)-sicheres Netz kommt ein Optimierungsalgorithmus auf Basis sukzessiv-linearer Programmierung zum Einsatz. In einer vorgelagerten Untersuchung wird der Einfluss von netztopologischen Maßnahmen untersucht. Kann z.B. durch einen Sonderschaltzustand oder eine Kombination von mehreren Sonderschaltzuständen eine Reduktion der Überlastung erreicht werden, wird der Sonderschaltzustand im Netzmodell umgesetzt. In diesem Verfahrensschritt werden auch Anpassungsmaßnahmen von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (z.B. Phasenschieber Transformatoren) berücksichtigt. Zielfunktion der Optimierung ist grundsätzlich eine Minimierung der

¹⁴ Kann die Regionalisierung des Verbrauchs nicht knotenscharf erfolgen, sondern liegt lediglich eine makroskopische Zeitreihe für ein bestimmtes Netzgebiet vor, wird die Lastverteilung über einen LSK (Load Shift Key) modelliert. Die Lastzeitreihe wird zu diesem Zweck mit Hilfe konstanter Verteilungsfaktoren auf die relevanten Netzknoten verteilt.

¹⁵ Äquivalent beschreibt ein GSK (Generation Shift Key) die Verteilung von Erzeugungsleistung

Redispatch-Mengen bzw. -Kosten. In der Systemanalyse wird auf eine (n-1)-Sicherheit des APG-Netzes optimiert.

2.2.2.3 Abgebildete redispatchfähige Anlagen

Redispatchfähige Kraftwerke in Österreich

Grundsätzlich können alle im Netzdatensatz als flexible Erzeugungsanlagen¹⁶ modellierten Anlagen im Redispatch eingesetzt werden. Diese Anlagen werden in den Berechnungen mit ihren Betriebsgrenzen, Grenzkosten und Fahrplanwerten abgebildet. Wie oben bereits erläutert, sind dies in Bezug auf die thermischen Kraftwerke alle Anlagen auf die APG derzeit für den Redispatch zugreifen kann und die noch nicht endgültig stillgelegt sind – zunächst unabhängig von der Frage, ob diese marktbedingt oder nur aufgrund einer Kontrahierung im Rahmen der Netzreserve zur Verfügung stünden (vgl. Annahmen zu den Kraftwerken in Österreich in der Marktsimulation). Alle modellierten Kraftwerke werden anhand ihrer kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten im Sinne einer kostenoptimalen Lösung für den Redispatch herangezogen. Mit der gewählten Parametrierung wird eine möglichst realitätsnahe Modellierung des Redispatch-Einsatzes zur Entlastung von Netzelementen im Netzgebiet von APG angestrebt.

Einsatz ausländischer Kraftwerke im Redispatch

Bezüglich der Möglichkeiten des Zugriffs auf ausländische Kraftwerke für Redispatch durch APG werden die heute verfügbaren Prozesse und Vereinbarungen mit benachbarten ÜNB zugrunde gelegt. Zur Beseitigung der ermittelten Engpässe wird der Einsatz von deutschen und bestimmten weiteren ausländischen Kraftwerken in Tschechien, Ungarn, Slowenien, Kroatien und der Schweiz für Redispatch zugelassen. Grundlage für die Auswahl der Kraftwerke sind bestehende Verträge der APG mit den jeweiligen ÜNB im europäischen Umfeld. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nach den derzeitigen Verträgen Abrufbegehren seitens APG von den benachbarten ÜNB bzw. den ausländischen Kraftwerken nur nach Können und Vermögen erbracht werden. Von der Verfügbarkeit dieser Kraftwerke kann – und dies belegt auch die Betriebserfahrung von APG – jedenfalls nicht in vollem Umfang sicher ausgegangen werden. Dies ist bei der Ableitung des Netzreservebedarfs zu berücksichtigen.

Bei Leistungserhöhungen im Gebiet der APG kommen als Gegenmaßnahmen zum Bilanzausgleich oft Erzeugungsabsenkungen von deutschen Kraftwerken in Frage. Dabei wird berücksichtigt, dass eine Absenkung von Erzeugungsleistung in Süddeutschland – falls nach Markteinsatz überhaupt in relevantem Umfang vorhanden – in vielen Fällen nicht zulässig ist, da dies Netzengepässe im deutschen Übertragungsnetz verschärfen oder auslösen würde. Daher werden im Rahmen der Redispatch-Simulationen grundsätzlich nur norddeutsche Kraftwerke zur Absenkung zugelassen – dies entspricht auch der heutigen üblichen betrieblichen Praxis.

Zeitkoppelnde Randbedingungen (insb. Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke)

Auf eine Berücksichtigung der zeitkoppelnden Randbedingungen von Redispatch-Potenzialen (zum Beispiel Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke) wird in den Analysen verzichtet. Diese sind zwar für die Betriebsplanung- und -führung von elementarer Bedeutung, im Rahmen einer Bedarfsdimensionierung kann aber davon ausgegangen werden, dass ausreichend zuverlässige Prozesse existieren, die die Annahme einer rechtzeitigen Aktivierung von Kraftwerkskapazitäten

¹⁶ Dies sind alle großen österreichischen thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen. Bei den hydraulischen Kraftwerken werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für den Redispatch in Betracht gezogen.

mit längeren Vorlaufzeiten erlauben bzw. dass die Bedingungen der Netzreserveausschreibung geeignete Vorlaufzeiten vorsieht.

Rolle von verbrauchsseitigen Maßnahmen (Demand Side Management, DSM)

Sowohl für die Leistungserhöhung als auch Verbrauchsreduktion ist die Wirkung grundsätzlich von der Technologie unabhängig und vorrangig vom Standort der Maßnahme und der Leistung abhängig. Netztechnisch wirkt (am gleichen Standort) die Absenkung bzw. Anhebung von Verbrauchsleistung genauso wie eine Erhöhung oder Verringerung von Erzeugungsleistung. Insofern ist es auch möglich, dass anstelle von flexibler Erzeugungsleistung Demand-Side Management durch flexible Verbrauchsanlagen, wie Industrieanlagen, Elektrolyseure oder auch durch Batteriespeicher im Redispatch eingesetzt wird. Um zuverlässig zur Behebung von Engpässen beizutragen, ist neben der geeigneten geographischen Lage wesentlich, dass die notwendige Leistungsänderung jederzeit gesichert mit adäquater Vorlaufzeit zur Verfügung steht und dass Kriterien hinsichtlich Mindesteinsatzdauer und wiederholtem Einsatz erfüllt sind. Flexible Verbrauchspotenziale werden von APG, sofern diese verfügbar sind, bereits heute für den Redispatch Einsatz herangezogen. Die Verfügbarkeit ist jedoch aufgrund deren Abhängigkeit von Industrieprozessen teils stark eingeschränkt. Demgemäß stehen APG aus dem Markt zurzeit leider noch keine geeignet verfügbaren flexiblen Verbrauchspotenziale zur Verfügung, sodass derartige Anlagen noch nicht in der Systemanalyse als gesichert berücksichtigt werden. Der gesetzliche Rahmen sieht eine Beteiligungsmöglichkeit von Verbrauchsanlagen an der Netzreservebereitstellung vor, um diese für die Netzsicherheit wertvollen Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Demgemäß wird der Bedarf im Rahmen der Systemanalyse als sicher verfügbare flexible Leistungsänderung im Osten Österreichs berechnet. Anbieter mit geeignetem, flexiblen Demand-Side-Management Potenzial können sich am Beschaffungsverfahren zur Netzreserve beteiligen und ihre Anlagen für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs bereitstellen. Mit der konkreten Erschließung sicher verfügbarer DSM-Potenziale können diese in kommenden Systemanalysen auch explizit modelliert werden.

2.2.2.4 Modelle zur Flow-Based Kapazitätsberechnung

Im Flow-Based Market-Coupling werden Netzrestriktionen bei der Allokation von grenzüberschreitenden Handelskapazitäten in einer Kapazitätsberechnungsregion (CCR) berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird ein linearisierter und aggregierter Einfluss von Änderungen der Nettopositionen¹⁷ auf die Leitungsauslastung kritischer Netzelemente berechnet und als Nebenbedingung in der Marktsimulation berücksichtigt. Eine adäquate Berücksichtigung der Vorbelastung (durch Ringflüsse und Flüsse durch Stromhandel außerhalb der CCR) erfordert eine geeignete Schätzung zur Abbildung der zugrundeliegenden Netznutzungssituation. Aus diesem Grund wird in der Prozesskette zunächst eine initiale NTC Marktsimulation durchgeführt, die sowohl an den inneren Grenzen als auch außerhalb der CCR Net Transfer Capacities (NTCs) berücksichtigt.

Die Bestimmung der Flow-Based Domain erfolgt unter Beachtung der „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM-Verordnung) und der für die Region Core ausgearbeiteten Methode zur Kapazitätskalkulation für den Day-Ahead Zeitbereich¹⁸. Die wesentlichen Schritte der Bestimmung der Flow-Based Domain sind in Bild 2.4 dargestellt. Die so ermittelte Flow-Based Domain geht in die Marktsimulation (vgl. 2.2.1) ein. Eine ausführlichere Beschreibung der einzelnen Schritte enthält der Anhang dieses Dokuments.

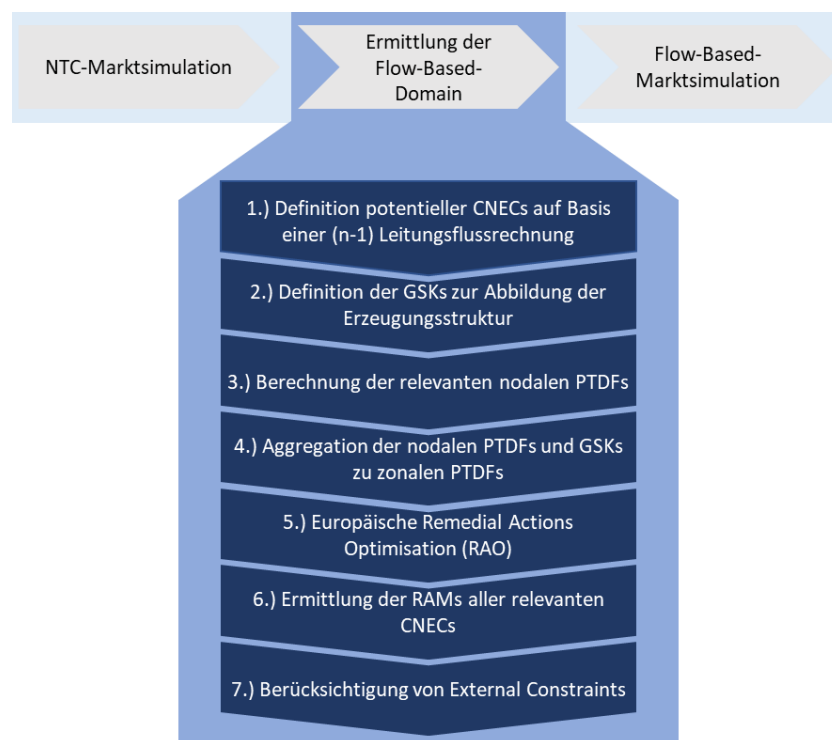


Bild 2.4 Ablauf der Flow-Based Domain Ermittlung

¹⁷ Die Nettoposition entspricht dem Import- bzw. Exportsaldo einer Gebotszone

¹⁸ Decision 02/2019 of ACER

3 Annahmen zur Entwicklung des energiewirtschaftlichen Rahmens

Die Festlegung der energiewirtschaftlichen Rahmenparameter für den Betrachtungszeitraum stellt den Ausgangspunkt für die in dieser Studie eingesetzte Modellkette zur Durchführung von Markt- und Netzsimulationen dar und ist damit Grundlage aller in den späteren Kapiteln beschriebenen Ergebnisse. In diesem Kapitel werden die wesentlichen, für das Modell exogen vorgegebenden Rahmenparameter festgelegt. Hierbei sind Annahmen über die Entwicklung bestimmter Größen zu treffen, wie etwa zur Entwicklung des konventionellen und auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftwerksparks, der Brennstoffpreise und zur Stromnachfrage. Darüber hinaus sind Annahmen zum Ausbauzustand des Übertragungsnetzes in Österreich und im europäischen Umfeld, sowie Annahmen zu gesetzlichen bzw. regulatorischen Vorgaben bezüglich der Allokation von Übertragungskapazitäten im europäischen Strombinnenmarkt (z.B. nationale Aktionspläne, Freistellungen) zu treffen.

Diese Annahmen wurden umfassend mit der Regulierungsbehörde sowie in Teilbereichen mit dem zuständigen Bundesministerium (BMK) abgestimmt.

Die Festlegungen sind insgesamt von dem Ziel geleitet zunächst ein „best-estimate“-Szenario für den Betrachtungszeitraum zu entwickeln, d.h. eine Entwicklung abzubilden, die nach heutigem Wissensstand (Zeitpunkt des Beginns der Durchführung der Analysen) eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung der entsprechenden Parameter darstellt. Für die Dimensionierung der Netzreserve können dann auch Entwicklungen, die gerade nicht dem „best-estimate“ entsprechen, relevant sein. Dies wird in einem späteren Schritt berücksichtigt (Detailanalysen, vgl. Kapitel 5).

Für die durchgeführten Untersuchungen wurden konsistente energiewirtschaftliche Szenarien parametrisiert. Dies betrifft abseits vom Wetterjahr insbesondere die installierten Kraftwerksleistungen, die Stromnachfrage, die Primärenergie- und CO₂-Zertifikatspreise sowie die Netzinfrastruktur und Handelskapazitäten zwischen den Gebotszonen. Die Konfiguration der Gebotszonen wurde gegenüber dem Status quo nicht verändert.

3.1 Erzeugungskapazitäten und flexible Lasten

Der konventionelle Kraftwerkspark und die installierten Leistungen von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien im ENTSO-E Gebiet wurde ausgehend von einer am IAEW gepflegten Kraftwerksdatenbank und entsprechend den Annahmen des Mid-Term Adequacy Forecasts (MAF) 2019 sowie des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) 2021 der ENTSO-E auf die Betrachtungsjahre 2024 und 2025 parametrisiert. Dabei wurde zwischen den Stützjahren 2021 (aus dem MAF 2019) sowie 2025 (aus dem ERAA 2021) linear interpoliert. Der Zu- oder Abbau von Kernkraftwerken in den Betrachtungsjahren wurden nach aktuellem Stand des Wissens, blockscharf berücksichtigt. Die Verwendung der Annahmen aus dem MAF sowie dem ERAA ermöglicht den Rückgriff auf einen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten und unter Einbeziehung von lokalem Wissen der nationalen Übertragungsnetzbetreiber erstellten Datensatz. Die Verwendung des aktuell verfügbaren ERAA 2021 für das Stützjahr 2025 ermöglicht es, auch aktuelle politische Entwicklungen zu berücksichtigen. Die installierten Leistungen gemäß MAF/ERAA wurden für Österreich, zur Berücksichtigung des neuen Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG), gemäß Abstimmung mit dem zuständigen Bundesministerium (BMK), angepasst. Für Deutschland wurden die installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien auf der Grundlage des Referentenentwurfs „Entwurf

eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ (Stand: 04.03.2022) abgeleitet. Die zugrundeliegenden EE-Einspeisezeitreihen und die hydrologischen Daten für die Einspeisezeitreihen aus Wasserkraftwerken basieren auf dem Wetterjahr 2018.

Die installierten Erzeugungsleistungen in Österreich und ausgewählten Staaten im europäischen Umfeld sind in der folgenden Abbildung für die Jahre 2021, 2024 und 2025 dargestellt.

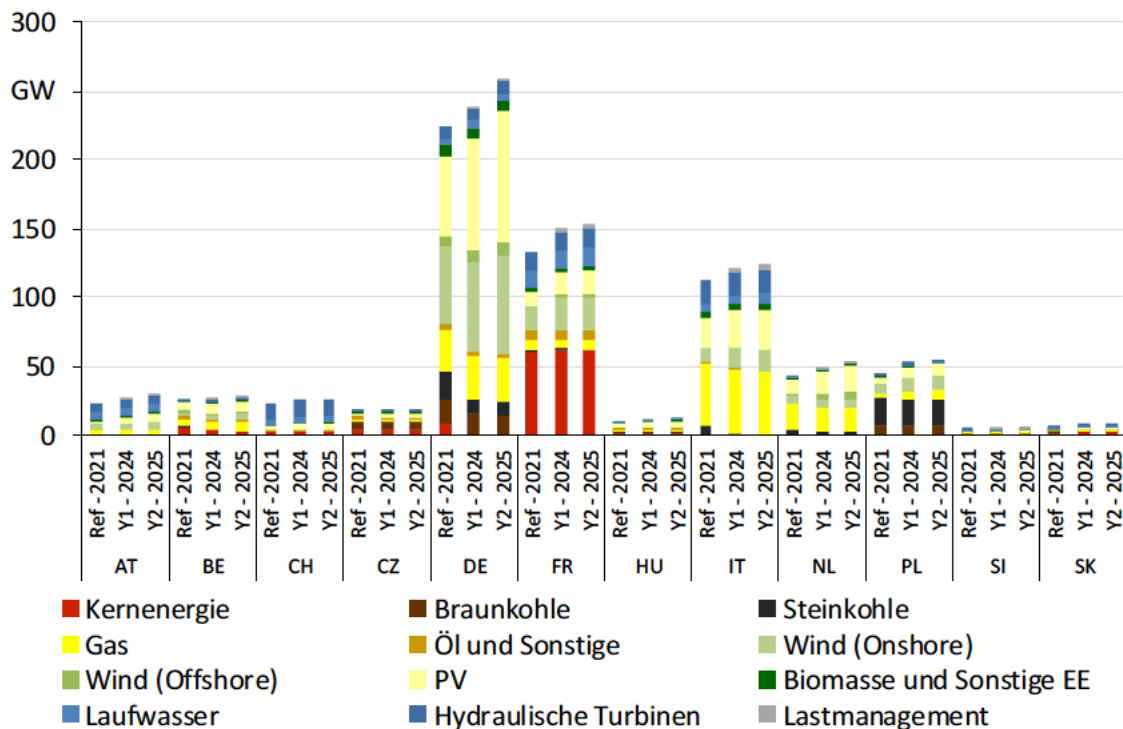


Bild 3.1 Entwicklung der installierten Leistungen in Österreich und im europäischen Umfeld

In Österreich ist insbesondere ein steigender Ausbau an Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu erkennen.

In den Anrainerstaaten zeigt sich insbesondere in Deutschland ein starker Rückgang der thermischen Kapazitäten mit dem vollständig umgesetzten Kernenergieausstieg und deutlicher Reduktion der installierten Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Dieser Rückgang wird insbesondere durch den starken Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien hinsichtlich der Leistung kompensiert.

Ein vergleichbares Bild ergibt sich auch in weiteren Staaten. Insbesondere in Frankreich und Italien kommt es ebenfalls zu einem starken Rückgang thermischer Kapazitäten. Vor allem in Frankreich aber auch in den Niederlanden wird zeitgleich von einem starken Zubau der EE-Anlagen ausgegangen.

3.2 Stromverbrauch

Die Verbrauchszeitreihen basieren auf den für das Szenario 2018 modellierten Zeitreihen sowie auf historischen Werten der ENTSO-E Transparency Plattform und wurden entsprechend der Entwicklung der nachgefragten Jahresenergiemengen grundsätzlich gemäß den vorläufig freigegebenen Daten des European Resource Adequacy Assessments 2022 skaliert. Aufgrund des Szenariorahmens des ERAA 2022 war in diesem Fall keine lineare Interpolation notwendig. Die

Nachfrage in Deutschland wurde indes auf Basis des Referentenentwurfs „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ (Stand: 04.03.2022) abgeleitet. Für die Nachfrageentwicklung Österreichs wurden aktuelle Prognosen berücksichtigt. In der Lastzeitreihe Österreichs wurde zudem die Industrielast, um die Eigenerzeugung reduziert berücksichtigt. Dies entspricht der Wirkung auf das öffentliche Netz.

Die Entwicklung der Stromnachfrage in Österreich und ausgewählter Staaten im europäischen Umfeld ist in der folgenden Grafik dargestellt.

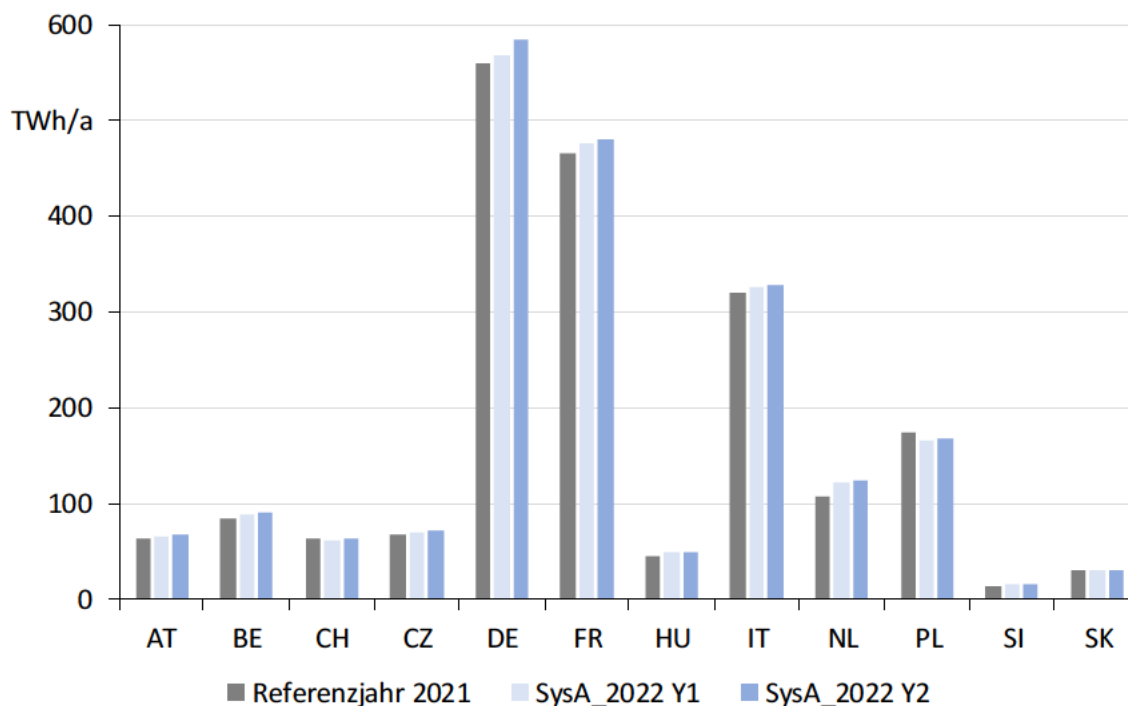


Bild 3. Entwicklung Stromnachfrage in Österreich und im europäischen Umfeld

In Österreich sowie dem Großteil seiner Nachbarstaaten wird in den kommenden Jahren eine leicht steigende Stromnachfrage unterstellt, die im Wesentlichen aus der Annahme einer zunehmenden Elektrifizierung resultiert. Dementgegen ergibt sich ein Rückgang der Stromnachfrage im Zusammenhang mit Effizienzsteigerungen, dieser wird jedoch bei den meisten der betrachteten Länder überkompensiert.

Zudem wurden Lastflexibilitäten in Form von Lastabschaltungen modelliert. Die maximale Höhe sowie die damit verbundenen Kosten der Lastabschaltung wurden auf Basis des ERAA 2022 abgeleitet. Für die Lastflexibilitäten in Österreich wurden aktuelle Prognosen berücksichtigt.

3.3 Brennstoff- und CO₂-Preise

Die variablen Erzeugungskosten der thermischen Kraftwerke basieren auf den Marktpreisen für Primärenergie und CO₂-Zertifikate. Für die Zieljahre der Systemanalyse 2024 und 2025 werden die jeweiligen Terminmarktpreise (Stand Ende Juni 2022 und Anfang April 2022) herangezogen. Für Kernkraft und Braunkohle gehen Erfahrungswerte des IAEW ein. Die Marktpreise für das Referenzjahr 2021 stellen die durchschnittlichen historischen Preise für das gesamte Jahr dar. Die getroffenen Preisannahmen sind in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst.

EUR/MWh _{th} bzw. EUR/t CO ₂	2021	Y1/2024	Y2/2025
Kernenergie	1,4	1,4	1,4
Braunkohle	1,5	1,5	1,5
Steinkohle	14,9	30,4	19,3
Erdgas	47,3	70,5	47,9
Öl	36,8	51,2	46,2
CO ₂ (EUA)	62,8	93,5	86,9

Tabelle 3.1: Preisannahmen für die durchgeführten Simulationen

Zur Veranschaulichung und unter Berücksichtigung exemplarischer Wirkungsgrade sowie Emissionsfaktoren lässt sich eine vereinfachte Merit-Order bilden (vgl. Abbildung 3.1). Die Darstellung lässt unter den getroffenen Annahmen keinen „Fuel-Switch“ in beiden Betrachtungsjahren zwischen Kohle und Erdgas erwarten, d.h. Erdgaskraftwerke werden in den meisten Situationen teurer sein als Braun- und Steinkohlekraftwerke. Die Abbildung dient ausschließlich der Veranschaulichung. In der Marktsimulation selbst sind blockscharf differenzierte Annahmen zu Wirkungsgraden hinterlegt, die zudem vom Arbeitspunkt des Kraftwerks abhängen. Ebenso werden typabhängige Anfahrkosten, etc. abgebildet, die in einer überschlägigen Abschätzung wie in Abbildung 3.1 naturgemäß vernachlässigt sind.

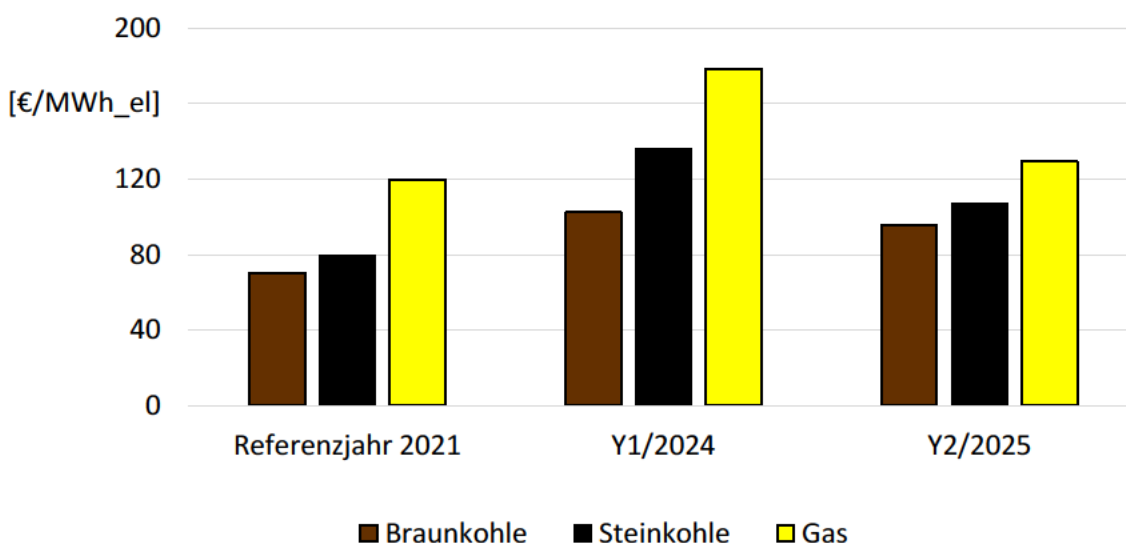


Abbildung 3.1: Vereinfachte, exemplarische Ableitung von Grenzkosten für Stromerzeugung aus Braunkohle, Steinkohle bzw. Gas unter der Annahme fester Wirkungsgrade / Emissionsfaktoren (Braunkohle: 38% / 400g CO₂ pro kWh_{therm}; Steinkohle: 45% / 330g CO₂ pro kWh_{therm}; Gas: 50% / 200g CO₂ pro kWh_{therm})

3.4 Netzinfrastruktur

Ziel der modellierten Netzentwicklung ist eine möglichst realitätsnahe Abbildung des Netzzustands im Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse. Bis zum Betrachtungszeitraum der Systemanalyse sind Netzausbaumaßnahmen im österreichischen Übertragungsnetz sowie im gesamten europäischen Verbundnetz zu erwarten. Dabei sind vornehmlich Auswirkungen von Ausbauprojekten im österreichischen Übertragungsnetz, aber auch von Netzausbauten in weiteren Regelzonen des europäischen Verbundnetzes – insbesondere in den benachbarten – auf die Lastflusssituation in Österreich zu erwarten.

Gemäß § 23a Abs. 2 Z. 4 ElWOG 2010 orientieren sich die Annahmen hinsichtlich des für Österreich zu erwartenden Netzausbaus am österreichischen Netzentwicklungsplan. Neben den Netzausbaumaßnahmen zur Erhöhung der Übertragungskapazität wird auch die Optimierungsmöglichkeit durch den witterungsangepassten Betrieb von Freileitungen – das sogenannte Thermal Rating (TR) – berücksichtigt.

Betreffend Ausbauprojekte im europäischen Umfeld wird auf den Ten-Year Network Development Plan 2020 (TYNDP) der ENTSO-E zurückgegriffen. In diesem werden geplante und bereits genehmigte europäische Ausbauprojekte veröffentlicht. Im Rahmen der Systemanalyse wurden alle Ausbauprojekte, die signifikante Auswirkungen auf die Regelzone der APG erwarten lassen und welche mit hoher Wahrscheinlichkeit im Betrachtungszeitraum umgesetzt sein werden, berücksichtigt. Eine Liste der berücksichtigten Netzausbauprojekte ist im Anhang beigefügt.

Neben dem Ausbau von Leitungen weisen insbesondere auch Phasenschiebertransformatoren als lastflussteuernde Betriebsmittel einen signifikanten Einfluss auf die Lastflüsse im österreichischen Netzgebiet auf. Daher ist es für diese Studie erforderlich, den Ausbauzustand und insbesondere die Fahrweise dieser lastflussteuernden Betriebsmittel geeignet zu berücksichtigen. Besonders großräumigen Einfluss haben die PSTs an den Ländergrenzen AT-IT, DE-PL, DE-CZ und

SI-IT. Zur Betriebsweise dieser PSTs kommen verschiedene Konzepte zur Anwendung, die entsprechend modelliert werden müssen:

- a. Die PSTs werden derart gefahren, dass die Stufenstellung möglichst in Mittelstellung verbleibt, sie aber eingesetzt werden, um eine Überschreitung der physikalisch maximalen Leistungsübertragung an der Ländergrenze nach Möglichkeit zu verhindern.
- b. Die PSTs werden nach einem sogenannten Target Flow betrieben, nachdem ein vorgegebener Leistungsfluss über die Ländergrenze / PSTs geregelt wird.

Die konkret getroffenen Annahmen sind in Absprache mit den angrenzenden Netzbetreibern getroffen und/oder mit der aktuellen Betriebspraxis abgeglichen.

3.5 Lastflussbasierte Handelskapazitäten

Die im Strommarkt verfügbaren Handelskapazitäten in der Core-Region werden im Flow-Based Market-Coupling durch die Flow-Based Domain bestimmt. Die Berechnung des Flow-Based Kapazitätsmodells folgt soweit wie im Rahmen der Simulationen möglich der von ACER genehmigten Methodik zur Kapazitätsberechnung im Day-Ahead und Intraday Zeitbereich für Core-Region gemäß „Decision 02/2019 of ACER“. Für deren Bestimmung sind neben dem allgemeinen Vorgehen (s. Abschnitt 2.2.2.4) einige konkrete Annahmen zu treffen. Diese werden im Folgenden beschrieben:

- **Critical Network Element Contingencies (CNECs):** Potenzielle Critical Network Elements (CNEs) sind alle Grenzkuppelleitungen innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion (≥ 220 kV). Zusätzlich werden AT-interne Leitungen und Transformatoren (≥ 220 kV) als CNEs betrachtet. Potenzielle kritische Ausfälle (Contingencies, „C“s) sind alle Grenzkuppelleitungen und internen Netzelemente (≥ 220 kV)
- **Margins from non-coordinated capacity calculation (MNCCs):** Flüsse auf CNECs innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion, die aus dem Handel außerhalb der Core-Region resultieren, werden auf Basis der in der initialen NTC-Marktsimulation ermittelten Handelsflüsse außerhalb der Core-Region abgeleitet
- **GSK:** Die angewendeten GSKs ergeben sich aus der installierten Leistung abzüglich Must-Run-Erzeugungsbedingungen je modelliertem Netzknoten
- **Mindest-Marktsensitivität (zone-to-zone PTDF):** Eine Mindestsensitivität als Voraussetzung zur Aufnahme eines CNEC in das Flow-Based-Kapazitätsmodell wird für Grenzkuppelleitungen nicht berücksichtigt; AT-interne CNECs werden erst berücksichtigt, wenn eine Mindestsensitivität $> 5\%$ gegeben ist
- **Flow Reliability Margin (FRM):** Als Sicherheitsmarge wird ein Wert von 10% für jeden CNEC angesetzt
- **External Constraints:** External Constraints bilden nicht über CNECs erfassbare betriebliche Randbedingungen in der Flow-Based Domain ab. Diese Randbedingungen sollen bis 2026 vollständig abgebaut sein und werden folglich im Betrachtungszeitraum noch berücksichtigt.
- **LTA-Inclusion:** Die Langfristkapazitäten werden innerhalb Strommarktsimulation mittels des Extended LTA-Inclusion-Ansatzes (ELI) berücksichtigt. Als Grundlage dafür dienen die aktuell im Core FBMC Prozessberücksichtigten Langfristkapazitäten.
- **Mindestkapazitäten auf den CNECs:** In der Systemanalyse werden auf den CNECs Mindestkapazitäten berücksichtigt, welche bereits erlassene und zusätzlich zu erwartende Aktionspläne abbilden. Für AT entsprechen die minMACZT-Annahmen dem österreichischen Aktionsplan.

4 Situation am Strommarkt im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse

Wie in der Beschreibung des methodischen Vorgehens erläutert, ist die Netzsituation maßgeblich durch das Geschehen am europäischen Strommarkt bestimmt. Grundlage für die spätere Analyse der Netzsituation ist daher zunächst die Durchführung einer Jahresstrommarktsimulation. Nachfolgend werden, repräsentativ für den gesamten Betrachtungszeitraum, die wesentlichen Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2024 zusammengefasst.

In Bild 4.1 sind die Stromerzeugungsmengen und der Stromverbrauch für ausgewählte Gebotszonen der Marktsimulationsergebnisse für das Jahr 2024 im Vergleich zum historischen Referenzjahr 2021 dargestellt. Für die meisten Gebotszonen ist im Jahr 2024 gegenüber dem stark durch die Coronapandemie geprägten Jahr 2021 ein Anstieg der Nachfrage zu erkennen.

Darüber hinaus werden Unterschiede in den Stromerzeugungsmengen nach Primärenergieträgern deutlich, die teils in veränderten jährlichen Nettopositionen der jeweiligen Gebotszonen resultieren. Zunächst ergeben sich auf Basis der erwarteten Entwicklung höhere EE-Erzeugungsmengen im überwiegenden Teil der dargestellten Gebotszonen. Die Erzeugung aus Kernenergie geht in Belgien (BE) entsprechend der geringen angenommenen Kapazitäten zurück. Für Deutschland (DE) ist der Kernenergieausstieg im Jahr 2024 vollständig vollzogen, sodass keine Erzeugungsmengen aus Kernenergie für Deutschland existieren. Frankreich (FR) und die Slowakei (SK) weisen aufgrund der Annahme steigender installierter Kapazitäten einen Anstieg der Kernenergieerzeugung auf.

Für die Stromerzeugungsmengen aus kohle- und gasgefeuerten Anlagen ergibt sich ein uneinheitliches Bild in Europa. Bedingt durch den starken Anstieg an Stromgestehungskosten aus gasgefeuerten Anlagen geht der Einsatz dieser Anlagen weitestgehend zurück. Der Rückbau von Kapazitäten von kohlegefeuerten Anlagen führt zum Rückgang der erzeugten Energiemenge aus dieser Technologie. Jedoch kommt es in vereinzelten Gebotszonen auch zu einem Anstieg an Erzeugung aus gasgefeuerten Anlagen. Dies ist durch die notwendige Kompensation des Rückbaus von nicht erneuerbaren Energien zu erklären, da dieser nicht vollständig durch Energiemengen aus erneuerbaren Energien ausgeglichen werden kann. Beispiele hierfür stellen die deutsche, niederländische und polnische Gebotszonen dar.

In Österreich wird im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse deutlich mehr Strom verglichen mit dem Referenzjahr 2021 erzeugt. Die EE-Erzeugung steigt insgesamt um 7,9 TWh im modellierten Jahr aufgrund des Ausbaus der Kapazitäten von Solar-, Windenergie und hydraulischen Kraftwerken. Das jährliche Handelssaldo Österreichs ergibt sich zu einem Netto-Import von 4,6 TWh/a; das sind 5,2 TWh/a weniger Netto-Importe als 2021. Diese Reduktion der Netto-Importe kann wie oben beschrieben auf den Zubau von EE-Anlagen zurückgeführt werden unter Berücksichtigung einer gleichzeitig nur leicht steigenden Nachfrage.

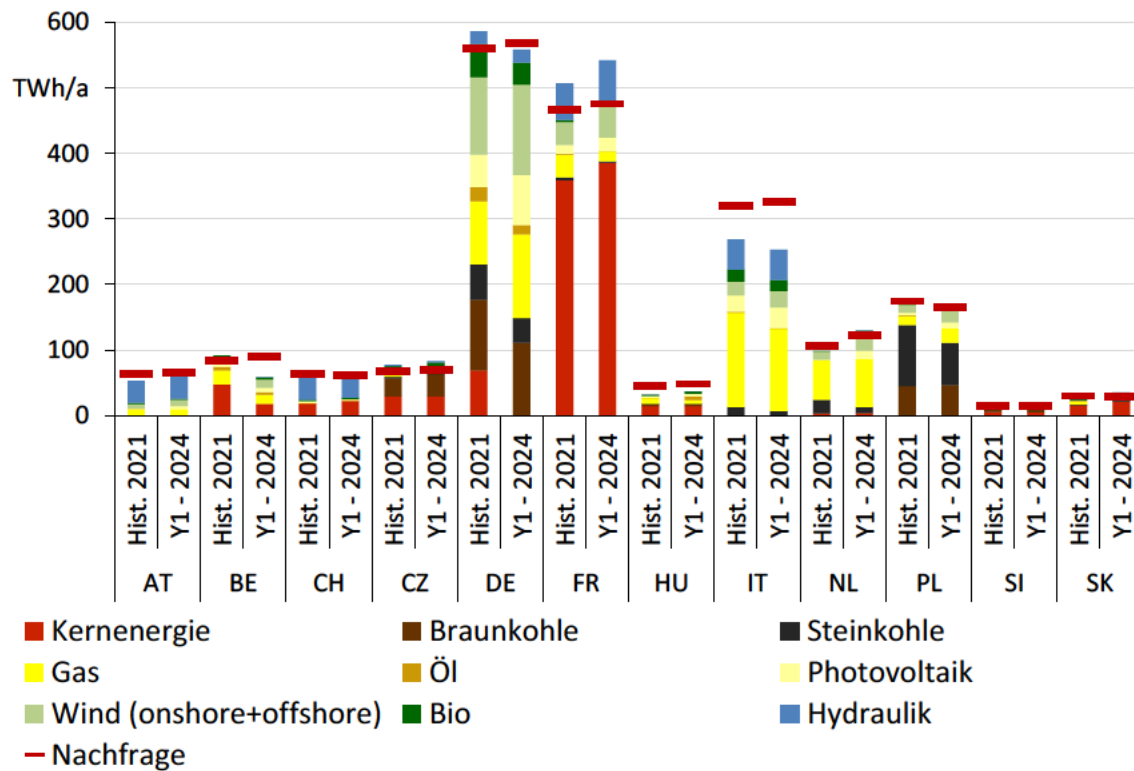


Bild 4.1 Jährliche Stromerzeugungsmengen nach Primärenergieträgern je Gebotszone im Basisfall 2024 und 2021 (historisch)

In Summe zeigt sich eine Tendenz der großräumigen Handelsflussrichtung von Ost nach West Europa. Beispielhaft sind Belgien und Deutschland zu nennen, die diese Tendenz durch den Wechsel vom Nettoexporteur im Jahr 2021 zu einem Nettoimporteur im Jahr 2024 u.a. bedingt durch den Rückbau von Kernergieanlagen bestärken.

Bild 4.2 zeigt im Detail die Dauerlinie des Handelssaldos von Österreich für die historischen Werte des Jahres 2021 und die Simulationsergebnisse des Jahres 2024. Positive Werte stellen ein stündliches Exportsaldo und negative Werte ein stündliches Importsaldo dar.

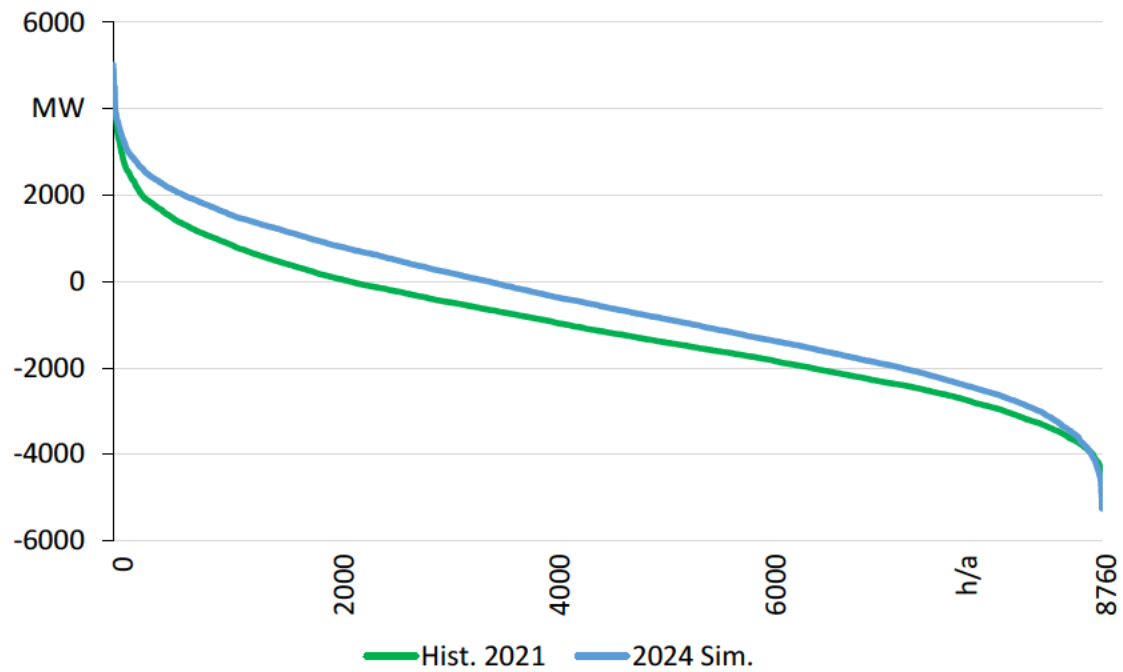


Bild 4.2 Dauerlinie des österreichischen Handelssaldos

Betrachtet man die beiden Dauerlinien, so zeigt sich zunächst, dass Österreich sowohl im Referenzjahr 2021 als auch im Simulationsjahr 2024 insgesamt über den Jahreszeitraum mehr importiert und weniger exportiert. Dennoch bleiben für beide Jahre Situationen mit einem Exportsaldo größer 5 GW bestehen. Auf der Importseite ist ein Anstieg des maximalen Imports auf über 5 GW im Jahr 2024 im Vergleich zum Referenzjahr 2021 festzustellen.

5 Netzanalysen und Ermittlung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung

In diesem Kapitel wird das generelle Vorgehen zur Ermittlung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung anhand von netzanalytischen Simulationen und Berechnungen sowie die resultierenden Ergebnisse dargestellt. Die darauf basierende Ermittlung des Netzreservebedarfs unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen und weiterer Faktoren folgt in Kapitel 6.

5.1 Überblick zum Vorgehen und Beschreibung relevanter Einflussfaktoren zur Ermittlung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung

Als Grundlage für die Feststellung des Netzreservebedarfs dient die Durchführung von Netzsimulationen. Hierbei wird zunächst eine Jahressimulation für einen Basisfall („Basislauf“, s. unten) durchgeführt und anschließend folgen ergänzend Detailanalysen von ausgewählten, als potenziell kritisch identifizierten Netzsituationen. Den Simulationen nachgelagert erfolgt in Kapitel 6 noch die Berücksichtigung des Einflusses von Kraftwerksrevisionen und temperaturabhängigen Schwankungen der maximalen Erzeugungsleistung von Kraftwerken. Die methodische Funktion dieser Schritte wird nachfolgend näher erläutert. Das Ergebnis dieser drei Schritte ist der „**Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung**“ (Mbl) in geeigneter geographischer Lage, der vorhanden sein muss, um Netzengpässe im Verantwortungsbereich der APG sicher und ausreichend zu entlasten. Als geeignete geographische Lage wird dabei der Netzbereich bezeichnet, in welchem das Hochfahren von Kraftwerksleistung bzw. die Absenkung von Verbrauchsleistung wirksam ist, um Engpässe in potenziell kritischen Situationen, zu lösen. Dieser Bereich ist in Bild 5.1 dargestellt und umfasst im Wesentlichen den östlichen Teil Österreichs, sowie angrenzende elektrisch nahe Standorte in Tschechien, Ungarn und Slowenien. Die abschließende Herleitung und Festlegung des Netzreservebedarfs unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen wird ebenfalls in Kapitel 6 behandelt.

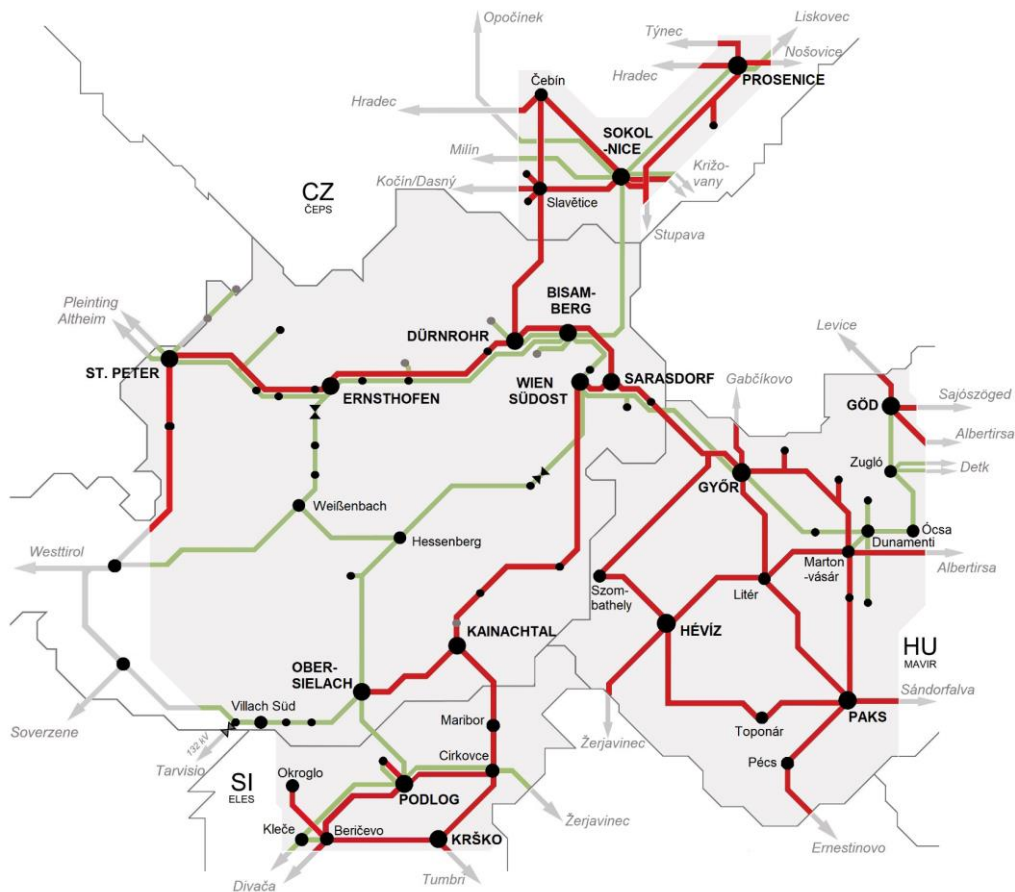


Bild 5.1 Darstellung der netztechnisch wirksamen Bereiche innerhalb Österreichs und im unmittelbar galvanisch verbundenen Ausland

Aus dem Jahreslauf der Netzberechnungen wird ermittelt, zu welchen Zeitpunkten bzw. in welchen Situationen potenziell kritische Netzbelastungen für das österreichische Übertragungsnetz auftreten können. Hierfür wird eine Vielzahl (8.760, entsprechend der Anzahl an Stunden eines Jahres) zukünftig zu erwartender Netznutzungssituationen simuliert. Die unterschiedlichen Situationen ergeben sich insbesondere aus den in den Eingangsdaten der Marktsimulationen abgebildeten verschiedenen Wetterkonstellationen und der darauf beruhenden erneuerbaren Erzeugung sowie der Stromnachfrage und den sich unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen im europäischen Strommarkt ergebenden Kraftwerkseinsätzen. Anhand der Jahresläufe der Netz- und Redispatch-Simulationen lassen sich die kritischen Netzsituationen erkennen, für welche dann ggf. weiterführende Detailanalysen erfolgen.

Der Basislauf entspricht den Netznutzungssituationen entsprechend der Jahressimulation des Strommarktes. Zusätzlich erfolgt anschließend als erster Schritt der Detailanalysen die Berechnung eines Jahreslaufs unter Annahme von Betriebsmittelfreischaltungen in anderen Übertragungsnetzen. Da solche Freischaltungen in der Regel nicht durchgängig sind, aber zu jedem Zeitpunkt eines Jahres auftreten können, ermöglicht diese Vorgehensweise die Abbildung vieler Kombinationen aus einer Freischaltung und sonstigen Marktsituationen (weitere Details am Ende dieses Abschnitts).

Aus diesen Jahresläufen werden dann solche Situationen ausgewählt, die auf einen hohen MBL hindeuten. Zudem geht bei der Auswahl der Situationen für weitere Detailanalysen auch ein,

welche Engpässe sich jeweils als kritisch herausgestellt haben und in welcher Jahreszeit diese auftreten¹⁹.

Anschließend wird ermittelt, welche Auswirkungen die mögliche Nichtverfügbarkeit netztechnisch besonders wirksamer Anlagen auf den MBL hat.

Konkret werden somit für die Detailanalysen folgende Faktoren bewertet und dann bei der Bestimmung des MBL berücksichtigt:

- **Betriebsmittelfreischaltungen in Netzen anderer Übertragungsnetzbetreiber:** In der Netzbetriebsplanung muss grundsätzlich mit der Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln gerechnet werden. Freischaltungen sind im Netzbetrieb für die Umsetzung von Bau- und Instandhaltungsmaßnahmen regelmäßig erforderlich und müssen geplant und national sowie im europäischen Umfeld koordiniert werden, um zeitgleiche kritische Abschaltungen zu verhindern. Trotz gründlicher Planung sind die genauen Zeiträume der Abschaltungen in der Regel nicht langfristig bekannt, da diese von zahlreichen externen Faktoren, wie z.B. dem Verlauf der Genehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten abhängig sind. Die Nichtverfügbarkeiten belaufen sich hierbei von Stunden oder Tagen für kleinere Arbeiten bis hin zu mehreren Monaten bei Großprojekten. Diese Dauer übersteigt den kurzen Prognosezeithorizont in der operativen Planung, mit dem kritische Situationen und der notwendige Redispatch im täglichen Netzbetrieb identifiziert werden können.

Auf Basis der aktuellen Bauplanung sind keine für die Bedarfsdimensionierung relevanten Abschaltungen auf innerösterreichischen Leitungen oder österreichischen Kuppelleitungen für das Jahr 2024 zu erwarten und daher sind solche auch nicht in den Detailanalysen zu betrachten. Es ist hingegen aber davon auszugehen, dass im gesamten Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse regelmäßige Freischaltungen in den Netzgebieten benachbarter ÜNB auftreten, die einen relevanten Einfluss auf die Belastungssituation in Österreich haben können. Diese sind notwendig, um die Netze weiter auszubauen und notwendige Instandhaltungsarbeiten durchzuführen. Um diese Freischaltungen zu adressieren, wird in den Detailanalysen stellvertretend eine repräsentative Freischaltung, die Freischaltung des Systems Slavetice-Dasny im Netzgebiet des tschechischen ÜNB ČEPS, betrachtet.

Diese Detailanalyse wird wie oben beschrieben als zusätzliche Jahressimulation durchgeführt.

- **Nichtverfügbarkeit netztechnisch besonders wirksamer Anlagen:** Die Wirksamkeit einer Anlage im Redispatch ist definiert als das Verhältnis der erreichten Reduktion des Leistungsflusses über das überlastete Netzelement zu der in der Anlage abgerufenen Redispatch-Leistung. Diese Wirksamkeit ist abhängig von der netztopologischen Lage. Sind in diesem Sinne netztechnisch besonders wirksame Anlagen nicht verfügbar (z. B. aufgrund eines Ausfalls oder aufgrund von Revisionen), so erhöht sich der Redispatch-Bedarf und dementsprechend ggf. auch der MBL. In den Redispatch-Jahresläufen werden zunächst keine Einschränkungen bzgl. der Verfügbarkeit bestimmter Anlagen angenommen. Ein auf dieser Basis abgeleiteter MBL könnte dann eine im Hinblick auf die Systemsicherheit unzulässige Unterschätzung darstellen, wenn in der Simulation als verfügbar angenommene netztechnisch besonders wirksame Anlagen für den Redispatch nicht zur Verfügung stehen. Daher ist für die Ableitung des MBL ein entsprechender Mehrbedarf zu berücksichtigen. Im Ausschreibungsverfahren

¹⁹ Entsprechend der Vorgaben nach § 23b Abs. 2 ElWOG 2010 zu den möglichen Produkten bei der Netzreservebeschaffung erfolgt hierbei mindestens eine zeitliche Differenzierung nach der Winter- und der Sommersaison für die beiden Betrachtungsjahre der Systemanalyse.

für die Netzreserve wird entsprechend der gesetzlichen Vorgaben die geographische Lage und damit zusammenhängend die netztopologische Wirksamkeit der Anlage nicht berücksichtigt, sofern die Anlage innerhalb der definierten Region liegt.

5.2 Ergebnisse der Simulation der Netzsituation in Österreich (Jahreslauf)

Die Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs erfordert die Einhaltung der technischen Grenzen aller Betriebsmittel mit einem ausreichenden Sicherheitsniveau. Hierzu ist es Stand der Technik unter Anwendung des (n-1)-Kriteriums Ausfälle einzelner Betriebsmittel zu simulieren und die Auswirkungen auf die Auslastungen anderer Betriebsmittel, die im Folgenden als (n-1)-Auslastungen bezeichnet werden, zu analysieren. Demgemäß werden zunächst auf Basis der Marktsimulationsergebnisse und des Netzmodells (n-1)-Auslastungen für Betriebsmittel im Netzgebiet der APG im Jahreslauf (Basislauf) kalkulatorisch ermittelt.

Bild 5.2 gibt das 99%-Quantil der (n-1)-Auslastungen in hoch ausgelasteten Bereichen des österreichischen Übertragungsnetzes für den Betrachtungszeitraum dieser Systemanalyse auf Basis der Jahressimulation des Basislaufs wieder. Hierbei bedeutet 99%-Quantil, dass in 99% der 8.760 simulierten Netznutzungsfällen die auftretenden (n-1)-Auslastungen je Stromkreis in der jeweiligen Region *kleiner* sind als der dargestellte Wert des 99%-Quantils; in 1% der betrachteten Fälle sind sie folglich größer. Zum Vergleich ist die simulierte Situation im historischen Jahr 2018 dargestellt. Die Berechnungsergebnisse zeigen demgemäß, dass die Regionen, in denen Leitungen in über 1% des Jahres mit Engpässen behaftet sind im Vergleich zu 2018 teilweise anderes verteilt sind.

Die sich zusätzlich ergebenden Engpässe bzw. höheren (n-1)-Auslastungen sind insbesondere in Region Wien – Grenze nach Ungarn (Neusiedl – Győr, Wien – Kledering – Bisamberg, Ternitz – Wien), Ernsthofen – Weißenbach, Pyhrn Weißenbach, Ernsthofen – Wallsee, Salzburg – Tauern und in Westösterreich (Westtirol – Nauders, Nauders – Pradella, Nauders – Glorenza, Westtirol – Leupolz, Meiningen – Bürs) zu finden. Weniger stark belastet sind die Leitungen Tauern – Weissenbach, St. Peter nach Deutschland, kleine Donauschiene und die Leitungen von Westtirol nach Bürs. Die höchsten (n-1)-Auslastungen treten ebenso wie 2018 auf innerösterreichischen Betriebsmitteln im Inntal und den Kuppelleitungen zu Deutschland im Raum St. Peter auf.

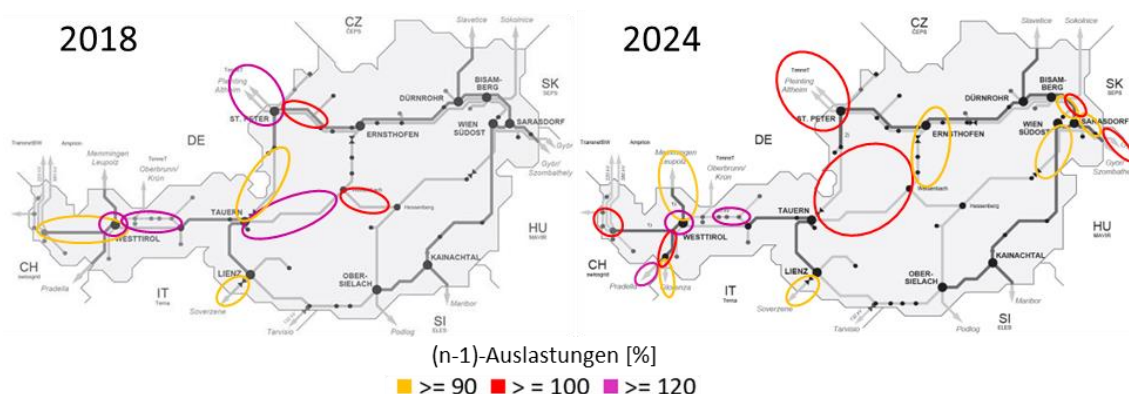


Bild 5.2 99%-Quantil der (n-1)-Leitungsauslastungen für die Jahre 2018 und 2024 im Basislauf

Ein Vergleich der Dauer von Engpässen zeigt einerseits einen Anstieg der Engpasshäufigkeiten beim 380/220 kV Transformator in Westtirol und aufgrund des Zubaus von Windkraft und der Erhöhung von Handelskapazitäten nach Osten auch Engpässe in relevantem Umfang auf den

Kuppelleitungen nach Ungarn. Die Engpässe in Westösterreich treten meist im Zusammenhang mit einem Leistungsbezug von Italien und Schweiz auf. Andererseits sind die Situationen mit Engpässen auf den St. Peter – Leitungen und auf den Leitungssystemen zwischen Tauern und Weißenbach zurückgegangen, d.h. die kritischen Netzbelastungen auf diesen Systemen nehmen tendenziell ab. Diese Verbesserungen sind auf die veränderte Marktsituation, aber auch auf den Netzausbau der Donauschiene, den Tausch der Leiterseile der Leitung Tauern-Weißenbach sowie die Optimierung der Leitungskapazitäten durch Thermal Rating zurückzuführen.

Der Rückgang in der Engpasshäufigkeit auf den AT-DE Kuppelleitungen im Raum St. Peter begründet sich v.a. durch die veränderte Marktsituation mit geringeren Importen Österreichs. In Bild 5.3 ist der Leistungsfluss an der AT-DE Grenze im Raum St. Peter als Dauerlinie für die Jahre 2018 und 2024 dargestellt. Die Berechnungsergebnisse lassen in der Abbildung einen deutlichen Rückgang des Flusses von Deutschland nach Österreich sowohl in der Häufigkeit als auch in der Höhe erkennen. Während 2018 der Fluss noch in der deutlich überwiegenden Zahl der Netznutzungsfälle von Deutschland nach Österreich gerichtet (Import) war, kommt dies 2024 nur noch in etwa 25% der Netznutzungsfälle vor.

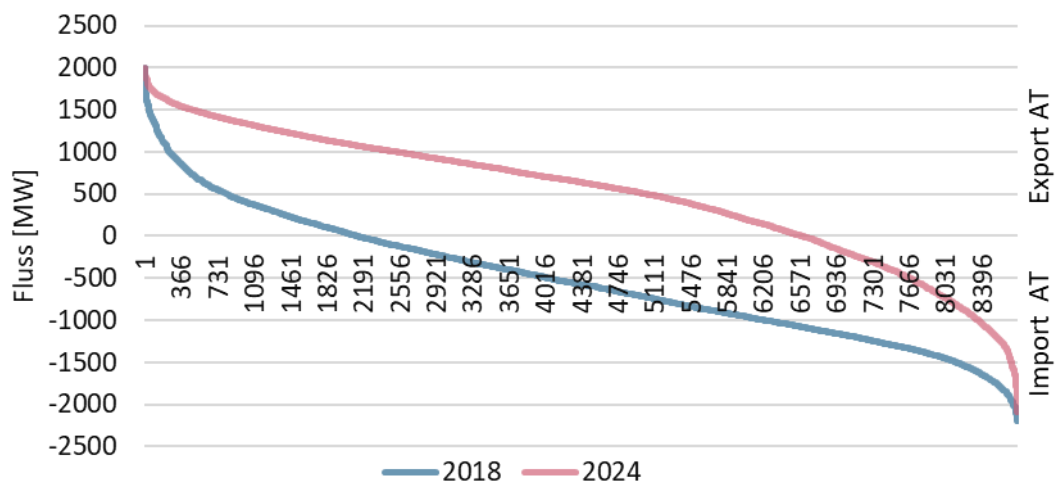


Bild 5.3 Grenzfluss AT-DE im Raum St. Peter im Vergleich 2018 (simuliert) und 2024 (Basislauf)

Ein wesentlicher Treiber für diese Flussminderung- und Flussumkehr an der Grenze zu Deutschland im Raum St. Peter ist die höhere EE-Einspeisung und damit einhergehend geringerem Import Österreichs (s. Kapitel 4), welche sich geografisch im Osten von Österreich befinden. Ein weiterer Grund ist der veränderte Markteinsatz von Kraftwerken. Dieser hat sich aufgrund signifikanter Änderungen in den Brennstoff- und CO₂-Preisen ergeben. Trotz der allgemeinen Reduktion der Flüsse von Deutschland nach Österreich bleiben dennoch Zeitpunkte mit besonders hohem Fluss in ähnlicher Größenordnung erhalten. Rückschlüsse auf den möglichen Netzreservebedarf bzw. den MbL sind aus dieser Ganzjahresbetrachtung aber noch nicht möglich.

5.3 Auswahl der dimensionierenden Netzsituationen und Beschreibung

Die Jahressimulation des Basislaufs erlaubt einen Überblick über zukünftig zu erwartende Netzsituationen.

Für die Ableitung des MbL und schließlich des Netzreservebedarfs sind weitere Einflussfaktoren zu berücksichtigen, wie in Kapitel 5.1 näher erläutert. Dies erfolgt u.a. durch die Berechnung eines weiteren Jahreslaufs unter Berücksichtigung einer Freischaltung von Betriebsmitteln in Netzen anderer Übertragungsnetzbetreiber. Die Auswahl der dimensionierenden Netzsituation

erfolgt aus den Ergebnissen des Basislaufs wie auch des zusätzlichen Jahreslaufs mit Freischaltungen in ausländischen Netzen. Es wird dabei jeweils derjenige Jahreslauf ausgewählt, bei dem die höheren Netzbelastungen auftreten bzw. der höhere MbL zu erwarten ist.

Geographisch bezieht sich der MbL auf den Bereich Ost-Österreichs und ggf. unmittelbar angrenzende Regionen im östlichen Ausland (siehe auch Bild Tabelle 5.1). Durch Leistungserhöhung von Erzeugern bzw. Reduktion des Bezugs flexibler Verbraucher in diesen Regionen können Engpässe in West-Ost sowie Nord-Süd Richtung behoben werden. Deshalb werden in der Folge grundsätzlich Situationen mit West-Ost- und Nord-Süd-Engpässen aus dem Jahreslauf näher betrachtet. Bei der Auswahl der kritischen Situationen ist auch zu berücksichtigen, wieviel Engpass-reduzierende thermische Erzeugungsleistung in Österreich gemäß den Ergebnissen der Marktsimulation bereits eingespeist wird. Würden diese Kraftwerke nicht einspeisen, insbesondere aufgrund beabsichtigter temporärer oder endgültiger Stilllegungen, so würde sich die Engpasssituation entsprechend verschärfen und sich der Redispatch-Bedarf erhöhen.

Dargestellt sind nachfolgend der Einsatz der thermischen Kraftwerke in Österreich sowie der Redispatch im netztechnisch wirksamen Ausland, zunächst im Basislauf nach dem Schritt der Redispatch-Simulation.

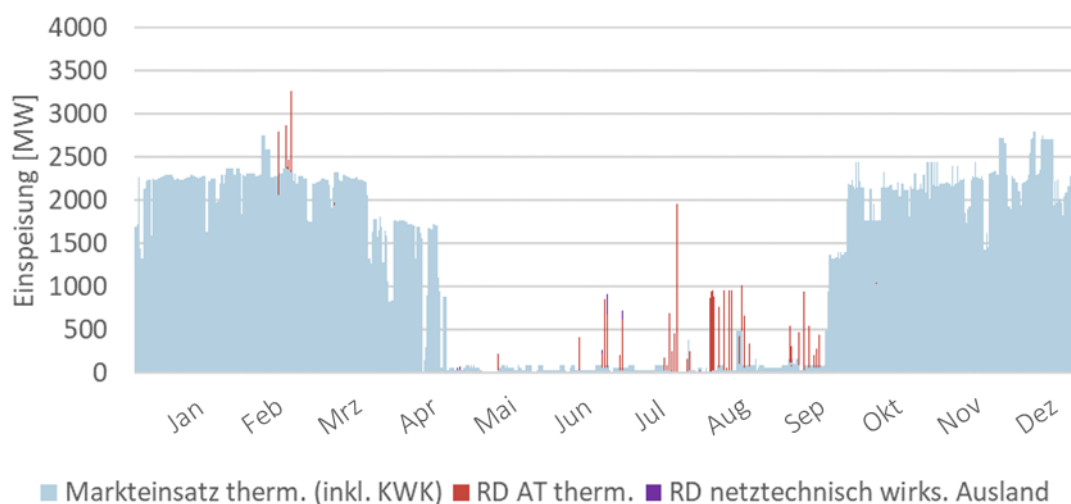


Bild 5.4 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und von RD-Kraftwerken im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes (Basislauf)

Bild 5.4 zeigt den Einsatz der Kraftwerke im Jahreslauf (Basislauf) nach dem Schritt der Redispatch-Simulation als Teil der Jahressimulation. Hervorzuheben ist, dass in vielen Netznutzungsfällen des Jahreslaufs bereits eine hohe Einspeisung der thermischen Kraftwerke aufgrund von marktbasierter Einsätzen sowie durch den wärmebedarfsgetriebenen Betrieb der KWK-Anlagen gegeben ist. Diese Einsätze haben bereits einen entlastenden Effekt auf die historisch bekannten und für die Netzreserve tendenziell besonders relevanten Netzengpässe auf den Grenzkuppelleitungen in St. Peter in Importrichtung. Trotz dieses hohen marktbasierter Einsatzes österrei-

chischer Kraftwerke treten in der Simulation weiterhin Situationen auf, in denen Leitungsüberlastungen nur durch den Abruf zusätzlicher positiver Redispatch-Leistung²⁰ in Ost-Österreich oder netztechnisch wirksamer Kraftwerke im Ausland beseitigt werden können.

Um nun die für den Netzreservebedarf relevanten kritischen Situationen zu identifizieren, wird ein Filterkriterium für die (n-1)-Auslastung der kritischen Netzelemente definiert. Demgemäß werden Netznutzungsfälle aus den Jahresläufen gefiltert, in denen kritische Auslastungen auf engpassbehafteten Leitungen in der West-Ost- bzw. Nord-Süd-Lastflussrichtung auftreten. Dieses Filterkriterium umfasst grundsätzlich die Leitungen²¹:

- 220 kV Grenzleitungen Deutschland - St. Peter: nach Altheim, Simbach, Pleinting und Pirach
- 220 kV Leitung Salzburg - Tauern
- 220 kV Donauschiene:
 - St. Peter – Weibern – Hausruck – Sattledt – Ernsthofen
 - Ernsthofen – Ybbsfeld – Wallsee – Bisamberg – Kledering – Wien
- Grenze Österreich Ungarn:
 - 220 kV Neusiedl – Győr und Wien – Győr
 - 380 kV Zurndorf – Győr
- Westtirol: Transformator 380 kV auf 220 kV
- 220 kV Tauern – Weißenbach
- 220 kV Hessenberg – Ternitz
- 220 kV Drauschiene
 - Lienz – Greuth – Villach – Rosegg – Obersielach
- 220 kV Leitungen Vill – Thaur – Strass – Zell

²⁰ Im Folgenden wird vereinfachend teils von der Erhöhung von Erzeugungsleistung gesprochen. Die Absenkung des Strombezugs von flexiblen Verbrauchern ist ebenso möglich und dementsprechend ebenso umfasst.

²¹ Die Nennung der Leitungen in der Auflistung bedeutet nicht, dass auf diesen Leitungen in diesem Betrachtungsjahr tatsächlich kritische Belastungen aufgetreten sind und damit für die konkrete Filterung tatsächlich ausschlaggebend waren.

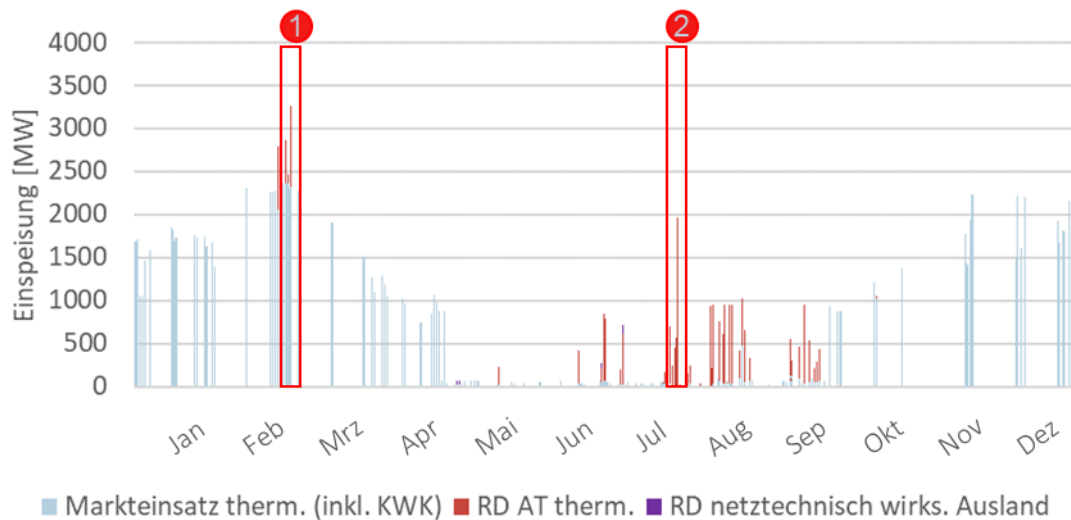


Bild 5.5 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und RD-Kraftwerke im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes mit Filterkriterium im Basislauf

In

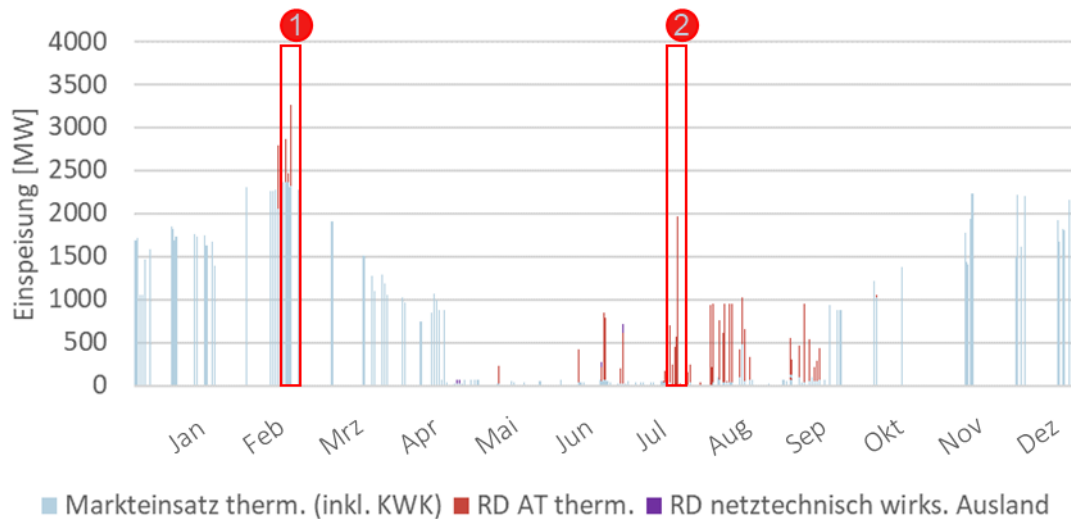


Bild 5.5 wird der Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke nach Redispatch dargestellt, sofern zumindest eine der oben genannten Leitungen bzw. Transformatoren eine (n-1)--Auslastung von mindestens 90 % in der genannten Richtung aufweist. Bei den sich aus der Marktsimulation ergebenden Last-, Einspeise- und Handelssituationen treten potenziell kritische Auslastungen vermehrt im späten Winter / Frühjahr (Februar), Hochsommer (Juli/August) bzw. Spätsommer (September) und gegen Jahresende (November/Dezember) auf. Bei der Untersuchung potenziell kritischer Situationen wurden verschiedene Netznutzungsfälle in Hinblick auf ihren MBL und mögliche Einflussfaktoren betrachtet. Dabei zeigte sich, dass in allen Fällen Nord-Süd-Engpässe auf den Kuppelleitungen zu Deutschland dominierend sind. Im Basislauf haben sich die in

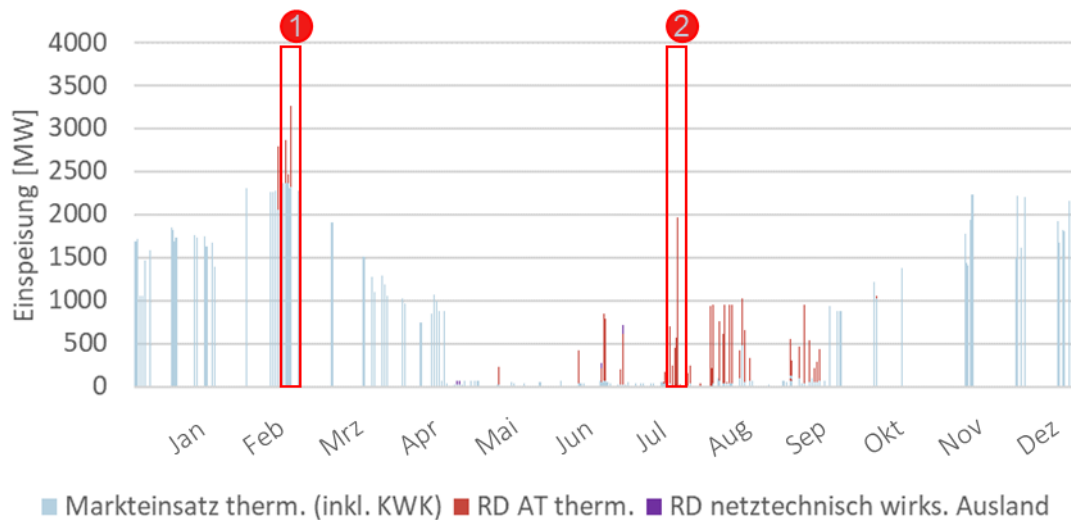


Bild 5.5 durch Kästen gekennzeichneten Situationen als maßgeblich für den Netzreservebedarf herausgestellt.

Wie oben beschrieben wurde ebenfalls ein Jahreslauf der Netz- und Redispatch-Simulationen unter der Annahme einer Freischaltung von Betriebsmitteln in Netzen anderer Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt, um ggf. noch kritischere Situationen als im Basislauf zu identifizieren. Hierfür wurden analoge Auswertungen zum Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und RD-Kraftwerke im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes unter Berücksichtigung des oben eingeführten Filterkriteriums durchgeführt.

Das Ergebnis der Einsätze der Kraftwerke der Redispatch-Simulation in diesem Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland ist in Bild 5.6 dargestellt. Insgesamt ist ein ähnliches Ergebnis wie im Basislauf (vgl. Bild 5.4) zu erkennen. Der marktbasierter Kraftwerkseinsatz ist in beiden Jahressimulationen sehr ähnlich. Der Redispatch-Bedarf ist mit der Abschaltung des Leitungssystems im Ausland überwiegend angestiegen.

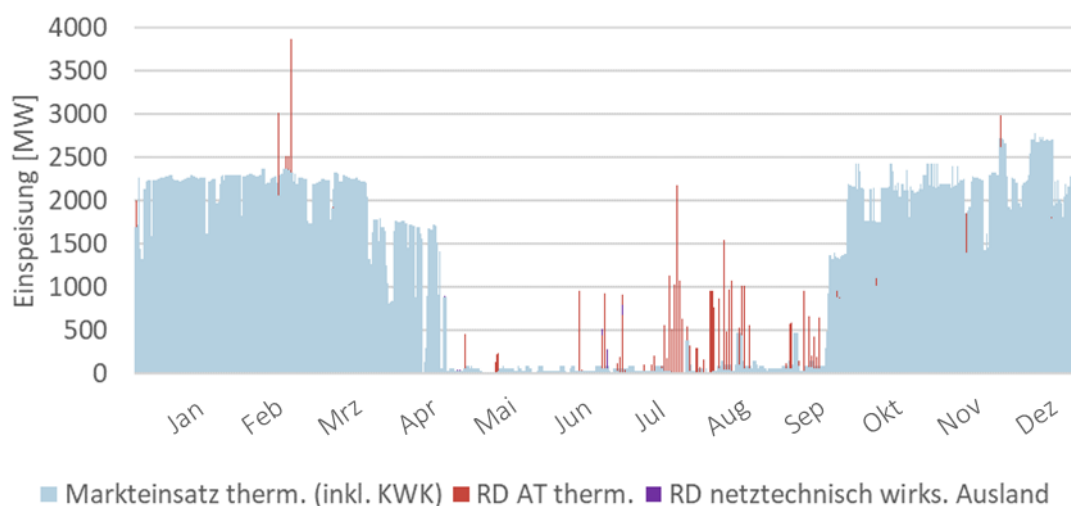


Bild 5.6 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und von RD-Kraftwerken im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

Die Ergebnisse für den Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland unter Berücksichtigung des oben genannten Filterkriteriums zeigt Bild 5.7. Insgesamt verbleiben mehr Situationen nach der Filterung und insbesondere die kritischen Netznutzungsfälle erfordern einen höheren thermischen Redispatcheinsatz verglichen mit dem Basislauf.

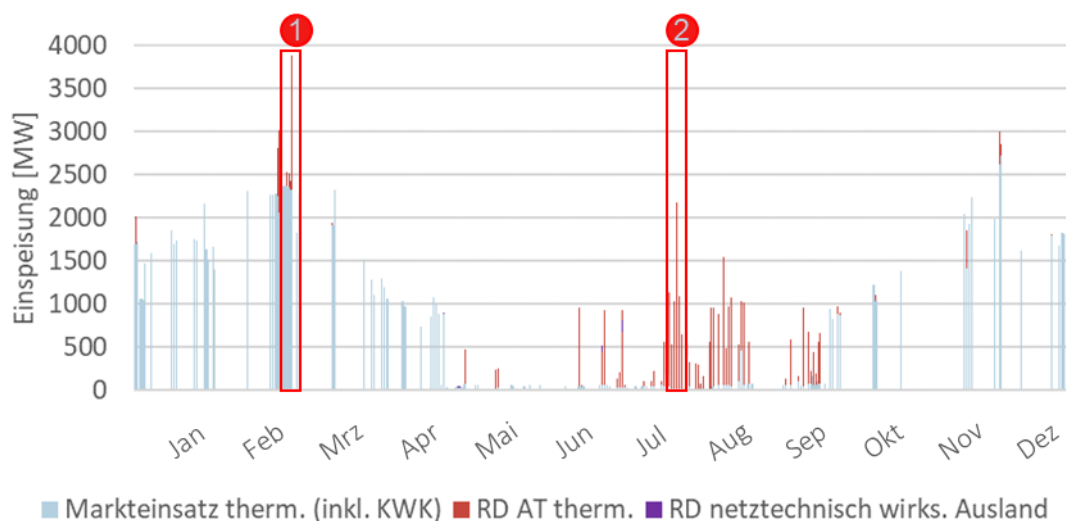


Bild 5.7 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und RD-Kraftwerken im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes mit Filterkriterium (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

In diesen Voruntersuchungen haben sich die in Bild 5.7 durch Kästen gekennzeichneten Situationen als maßgeblich für den Netzreservebedarf herausgestellt. Da diese Situationen mit etwa 3,9 GW im Winter bzw. 2,2 GW im Sommer einen höheren thermischen Kraftwerkseinsatz als im Basislauf mit etwa 3,3 GW bzw. 2 GW erfordern, sind die gekennzeichneten Situationen aus dem Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland im Weiteren Ausgangspunkt für die Ableitung des MBL.

In den Abschnitten 5.3.1 und 5.3.2 erfolgt eine detaillierte Beschreibung der ausgewählten Situationen.

5.3.1 Ausgewählter Sommerfall

In Bild 5.8 sind die Nettopositionen der Länder und die simulierten physikalischen Flüsse vor Redispatch für den Sommerfall dargestellt. In der Abbildung repräsentiert die Richtung der Pfeile die Leistungsflussrichtung und die Breite der Pfeile die Höhe des Leistungsflusses zwischen den jeweiligen Ländern.

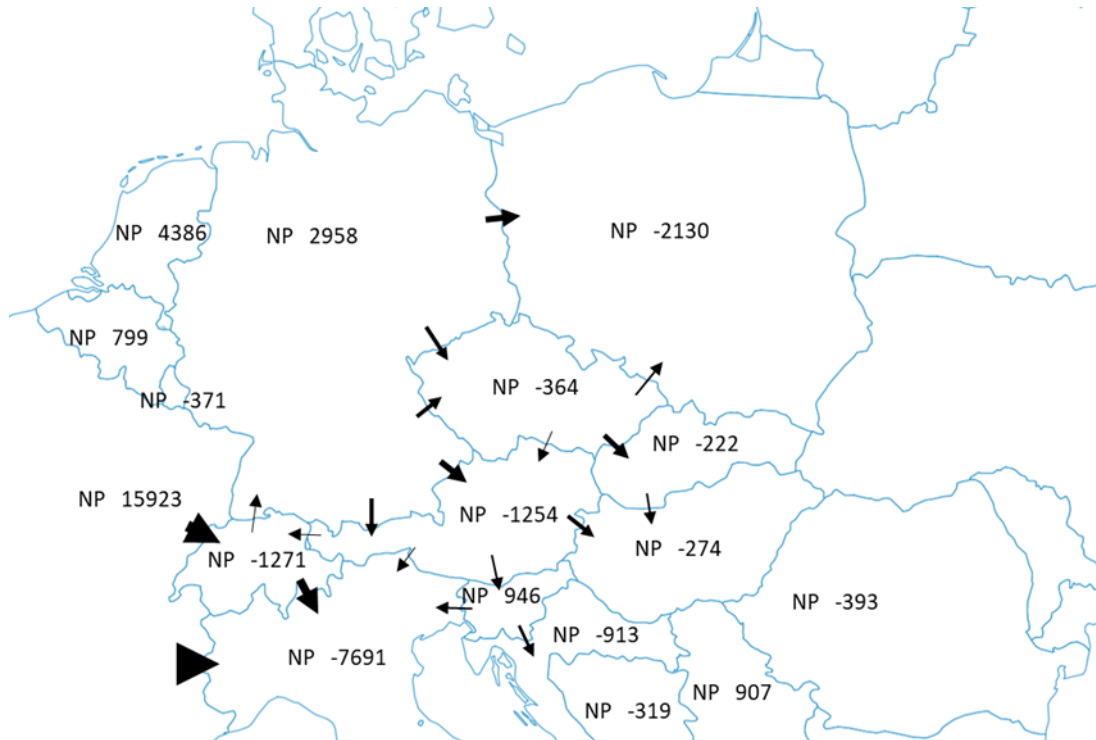


Bild 5.8 Nettopositionen und physikalische Flüsse vor Redispatch im Sommerfall (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

Im ausgewählten Sommerfall weist Österreich im Basislauf einen negativen Saldo – d.h. Import – von ca. 1,3 GW auf. Der Import Österreichs sowie die Last (53% der Jahreshöchstlast) sind im Vergleich zu anderen Situationen auf mittlerem Niveau. Es findet keine Erzeugung aus thermischen Kraftwerken statt. Gleichzeitig ist die Erzeugung aus PV-Anlagen (2,4 GW, d. h. 90% der maximalen Einspeisung) sehr hoch und auch die Erzeugung aus Windenergieanlagen ist mit 830 MW nennenswert. Die Erzeugung aus Schwell- und Laufkraftwerken liegt mit ca. 2,3 GW auf mittlerem Niveau. In Deutschland ist ebenfalls eine sehr hohe PV-Einspeisung von ca. 43,1 GW (ca. 80% der maximal eingespeisten PV-Leistung) vorhanden.

Auf europäischer Ebene zeigt sich ein hoher Export von Frankreich, den Niederlanden und Deutschland. Italien, Schweiz, Polen und Südosteuropa befinden sich im Import. Insbesondere Italien (-7,7 GW) weist einen vergleichsweise hohen Import auf. Dadurch ergibt sich ein überregionaler West nach Süd-Ost-Fluss auf europäischer Ebene, dessen Verlauf durch die abgebildeten Pfeile dargestellt ist, und der v.a. auch das Netzgebiet von AT betrifft.

Die linke Grafik in Bild 5.9 zeigt für den Sommerfall die (n-1)-Auslastungen der Leitungen vor Redispatch. Es ist zu erkennen, dass die Leitungen bei St. Peter und die Kuppelleitung Neusiedl - Győr in Nord-Süd-Richtung bzw. West-Ost-Richtung engpassbehaftet, bzw. hoch ausgelastet sind. Die Überlastungen belaufen sich auf bis zu 167%.

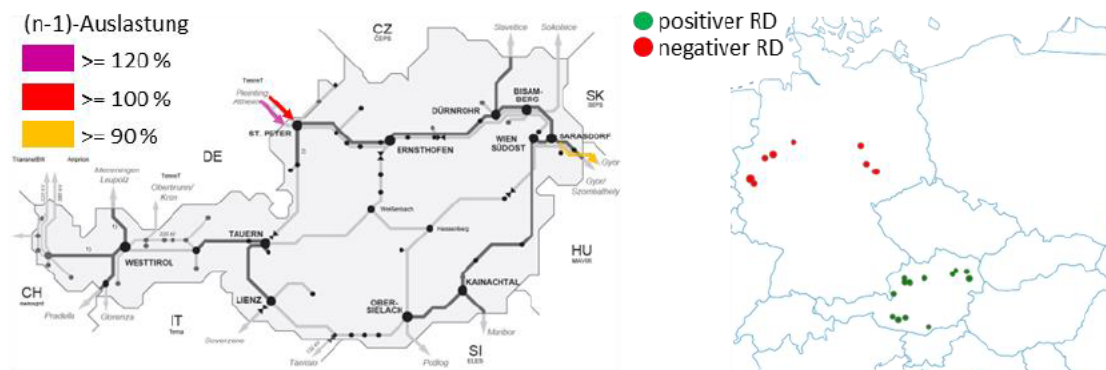


Bild 5.9 (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und durchgeführte Redispatch-Maßnahmen im Sommerfall (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

Die rechte Grafik in Bild 5.9 stellt den Redispatch-Einsatz zur Beseitigung der vorliegenden Engpässe dar. Insgesamt werden 3.000 MW Redispatch von Kraftwerken erbracht, davon werden 820 MW Redispatch durch hydraulische Kraftwerke geleistet. Aufgrund der geografischen Lage der Kraftwerke und der vorliegenden Engpässe wird der positive Redispatch größtenteils von den wirksamen thermischen Kraftwerken im Osten erbracht. Für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist ein thermischer Redispatch-Einsatz im Osten Österreichs in Höhe von 2.180 MW erforderlich. Zusammen mit dem nicht vorhandenen marktbasieren thermischen Kraftwerkseinsatz ergibt sich somit für den Sommerfall ein Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung in Österreich in Höhe von 2.180 MW, um eine sichere und zuverlässige Versorgung zu gewährleisten (s. Tabelle 5.1).

Flexible Leistung	Einsatz [MW]
Markt AT (therm. KW)	0
pos. RD AT (therm. KW)	2.180
pos. RD nahe Grenzregion	0
Summe Einsatz flexible Leistung	2.180

Tabelle 5.1: Markt- und redispatchbedingter Einsatz von Kraftwerken im Osten im Sommerfall (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

5.3.2 Ausgewählter Winterfall

In Bild 5.10 sind die Nettopositionen der Länder und die physikalischen Flüsse vor Redispatch für den Winterfall dargestellt. Im Vergleich zum Sommerfall weist AT einen geringfügig höheren Import in Höhe von rund 1,4 GW auf. Die Last ist im Vergleich zum Sommerfall aber auf einem sehr hohen Niveau (91% der Jahreshöchstlast). Die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken und Turbinen ist ebenfalls auf einem hohen Niveau mit 2,3 GW und 2,8 GW. Die Einspeisung der dargebotsabhängigen EE-Erzeugung in Österreich ist mit 1300 MW aus PV-Anlagen und 670 MW aus Windenergieanlagen etwas geringer als im Sommerfall, aber weiterhin auf einem nennenswerten Niveau, sodass sich die Situation im Winter von derjenigen im Sommer aufgrund der Kombination aus Last und Erzeugung trotz einer vergleichsweise geringen Änderung in der Nettoposition von AT deutlich unterscheidet. Deutschland exportiert u.a. aufgrund höherer Wind-

Erzeugung in dieser Situation mit 24,5 GW sehr viel. Gleichzeitig exportieren die Niederlande (3,4 GW) und Frankreich (2,6 GW) nennenswert elektrische Energie, sodass ein hoher Leistungsfluss über Deutschland nach Österreich entsteht. Die Importe der Schweiz und Italiens werden zu einem wesentlichen Teil durch Exporte aus Deutschland und Frankreich gedeckt. Die östlichen und südlichen Anrainerstaaten von AT sind ebenfalls Importeure. Auf europäischer Ebene ist insgesamt ein vorwiegend Nord-Süd wie auch West-Ost gerichteter Fluss zu beobachten.

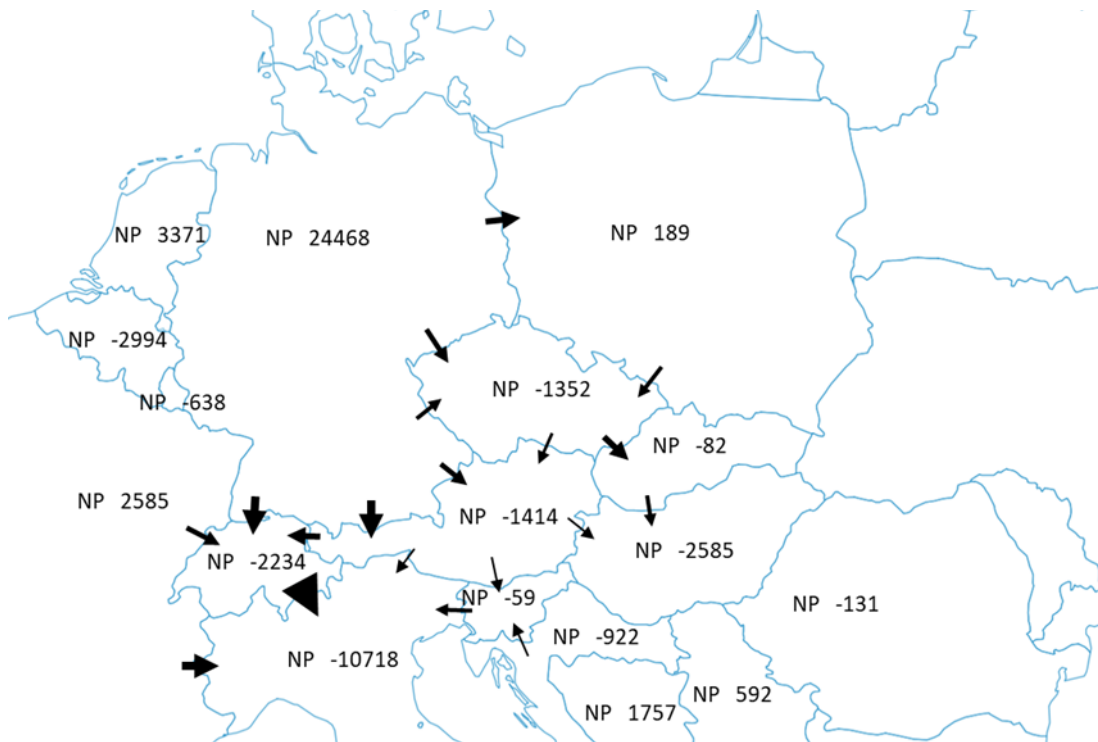


Bild 5.10 Nettopositionen und physikalischen Flüsse vor Redispatch im Winterfall (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

Analog zum oben vorgestellten Sommerfall zeigt Bild 5.11 die (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und den erforderlichen Redispatch-Einsatz für den Winterfall. Es ist zu erkennen, dass die Kuppelleitungen zwischen Österreich und Deutschland im Raum St. Peter im (n-1)-Fall Überlastungen von bis zu 135 % aufweisen. Außerdem sind die Leitungen zwischen Bürs und Meiningen in Ost-West-Richtung überlastet. Zur Behebung dieses Engpasses erfolgt ein positiver Redispatch-Einsatz im Westen von Österreich, der durch hydraulische Kraftwerke erbracht wird, und somit keinen Einfluss auf den MBL besitzt. Die Überlastungen auf den Leitungen zwischen Westtirol und Pradella in Nord-Süd Richtung können nicht durch positiven Redispatch in Österreich gelöst werden, sodass diese Engpässe nicht Gegenstand der Untersuchung sind.

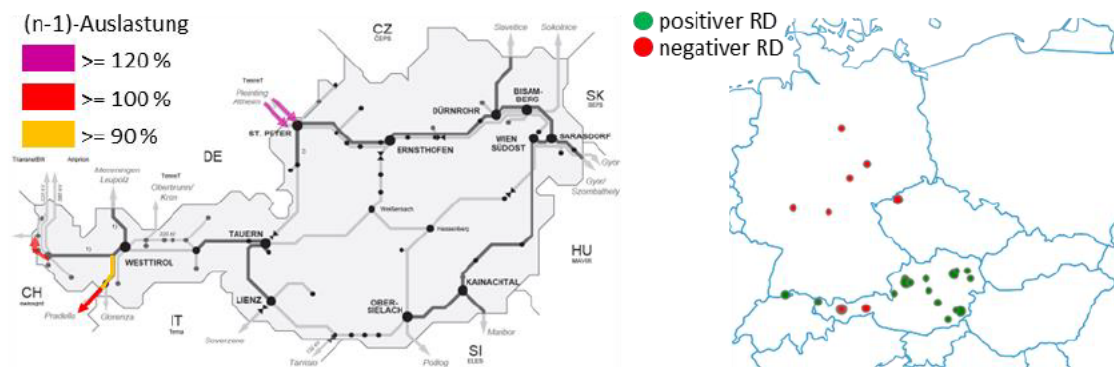


Bild 5.11 (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und durchgeführte Redispatch-Maßnahmen im Winterfall (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

Zur Beseitigung der Engpässe ist in Österreich ein positiver Redispatch in Höhe von 1.790 MW erforderlich. Davon kommt der überwiegende Anteil aus thermischen Kraftwerken (1.555 MW) und nur ein kleiner Redispatch-Beitrag in Höhe von rd. 235 MW wird von hydraulischen Kraftwerken geleistet. Dies ist auf die geografisch günstigere Lage der thermischen Kraftwerke und damit auf deren Wirksamkeit auf den Engpass an den AT-DE Kuppelleitungen im Raum St. Peter zurückzuführen. Der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung beträgt im Winterfall 3.880 MW (siehe Tabelle 5.2).

Flexible Leistung	Einsatz [MW]
Markt AT (therm. KW)	2.325
pos. RD AT (therm. KW)	1.555
pos. RD nahe Grenzregion	0
Summe Einsatz flexible Leistung	3.880

Tabelle 5.2: Markt- und redispatchbedingter Einsatz von Kraftwerken in AT im Winterfall (Grundlage: Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland)

5.3.3 Feststellung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (Mbl)

Für die Ableitung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (Mbl) ist neben der Berücksichtigung möglicher Freischaltungen im Ausland wie in Abschnitt 5.1 erläutert als weitere Detailanalyse die Nichtverfügbarkeit besonders wirksamer Anlagen zu betrachten. Hierzu wurde für die identifizierten kritischen Situationen ausgehend vom Jahreslauf mit Freischaltung im Ausland durch zusätzliche Redispatch-Simulationen ermittelt, welcher Mehrbedarf sich bei Nichtverfügbarkeit der besonders wirksamen Kraftwerke ergibt. Übergreifend über Sommer- und Winterfall ergibt sich aus den Berechnungen ein Mehrbedarf von 150 MW.

Tabelle 5.3 fasst die Ergebnisse der Analysen für den Winter- und den Sommerfall zusammen.

MbL bzw. Delta MbL [MW]	Winterfall	Sommerfall
Dimensionierende Situation aus Jahreslauf (Basislauf oder Freischaltung im Ausland)	3.880	2.180
Nichtverfügbarkeit besonders wirksamer Anlagen	+ 150	+ 150
Vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	4.030	2.330

Tabelle 5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse zur Ableitung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (vorläufiger MbL) für den Winter- und Sommerfall

Der festgestellte vorläufige MbL für den Winterfall in Höhe von 4.030 MW sowie 2.330 MW für den Sommerfall geht als Eingangsgröße in die Ableitung des Netzreservebedarfs (s. Abschnitt 6) ein.

5.5 Ausblick auf 2025

Neben der Untersuchung für das Jahr 2024 wurde auch eine Analyse für das Betrachtungsjahr 2025 durchgeführt. Hierbei wurden die wesentlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen gegenüber dem Jahr 2024 im Strommarkt, wie etwa die Entwicklung der Stromnachfrage und EE-Erzeugung in Europa, Entwicklung der Primärenergiepreise und Erhöhung der minMACZT-Vorgabe in der Modellierung berücksichtigt. Analog wurden die wesentlichen Entwicklungen des Netzausbaus nachgebildet. Darauf basierend wurde der gesamte Prozess der Systemanalyse, beginnend mit einem neuerlichen Jahreslauf der Marktsimulation (inkl. Neuberechnung der Flow-Based-Domain), der Netzsimulation, der Identifikation, Auswahl und Analyse kritischer Netznutzungsfälle sowie der Durchführung der entsprechenden Detailanalysen, durchlaufen.

Analog zum Vorgehen in den Analysen für das Jahr 2024 wurde auch hier je ein repräsentativer Sommer- und Winterfall identifiziert und der vorläufige MBL (vor Berücksichtigung von Temperatureinflüssen und Revisionsannahmen) ermittelt. [REDACTED]

[REDACTED].

Die aktuell sehr angespannte energiewirtschaftliche Lage und die damit einhergehenden hohen Unsicherheiten sind im Modell nicht direkt abbildbar. Daher ist eine Re-Evaluierung der Ergebnisse für 2025 in der nächstjährigen Systemanalyse 2023 notwendig.

6 Ableitung des Netzreservebedarfs

In diesem abschließenden Teil der Systemanalyse wird überprüft, inwiefern der im Zuge der Simulationsrechnungen identifizierte vorläufige Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung über die marktbedingt verfügbaren Kapazitäten gedeckt werden kann und in welcher Höhe zusätzlich Netzreserveleistung erforderlich ist, um den sicheren Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten.

In einem ersten Schritt (Kapitel 6.1) sind hierfür weitere Informationen ins Kalkül zu ziehen, welche die tatsächliche Leistungsverfügbarkeit beeinflussen. Dies betrifft insbesondere die Berücksichtigung der Abhängigkeit der Erzeugungsleistung thermischer Kraftwerke von der Außentemperatur sowie der erforderlichen Revisionszeiträume der Kraftwerke. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren wird der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung abschließend festgestellt.

Basierend darauf erfolgt die Ableitung des Netzreservebedarfs in Kapitel 6.2 unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010.

6.1 Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für den Betrachtungszeitraum Q4 2023 bis Q3 2025

Wie einleitend erläutert, sind die Temperaturabhängigkeit der Kraftwerksleistungen sowie die Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen aufgrund von erforderlichen Revisionszeiträumen zur Bestimmung des MbL noch zu berücksichtigen.

- **Temperaturabhängigkeit:** Die in den Netzsimulationen als vorläufiger MbL ermittelte Leistung ist jene Leistung, die in der jeweiligen Situation gesichert verfügbar sein muss, um die notwendige Netzentlastung tatsächlich gewährleisten zu können. Bei thermischen Kraftwerken sinkt die tatsächlich erbringbare Leistung mit steigender Umgebungstemperatur. Um diesen Effekt zu berücksichtigen sind sowohl die zu erwartenden Temperaturen der relevanten Saisons als auch die temperaturabhängige Charakteristik der Kraftwerke heranzuziehen. Für die Sommersaison, in denen mit Temperaturen bis zu 40°C zu rechnen ist, ist die erbringbare Leistung der Erzeugungsanlagen entsprechend vermindert anzusetzen. Da sich die Beschaffung der Netzreserve im Falle von thermischen Kraftwerken auf deren Erzeugungsleistung bei 20°C bezieht, ist der ermittelte vorläufige MbL für die Sommersaison, welcher bei Temperaturen von bis zu 40°C sicher erbracht werden muss, auf einen äquivalenten 20°C Wert umzurechnen. Dies erfolgt durch Berücksichtigung eines Leistungsabfalls von 10% im Vergleich zu 20°C, welcher aus den APG bekannten Temperaturkennlinien der österreichischen Kraftwerke abgeleitet wurde. Der vorläufige MbL des Sommerfalls ist somit um 1/90% zu erhöhen.

Während der Wintersaison belaufen sich die zu erwartenden Temperaturen auf bis zu 20°C; daher sind hier keine temperaturbedingten Anpassungen des vorläufigen MbL erforderlich.

- **Revisionen:** Bei der Ableitung des Netzreservebedarfs ist zu berücksichtigen, dass nicht alle Erzeugungsanlagen zu jedem Zeitpunkt durchgehend verfügbar sind. Im Jahresverlauf sind Nichtverfügbarkeiten aufgrund notwendiger Wartungs- und Revisionsarbeiten der flexiblen Anlagen (Kraftwerke, DSM) zu erwarten. Der vorläufige MbL ist allerdings als sicher verfügbare flexible Leistung definiert. Insofern muss der endgültige MbL berücksichtigen, dass eine bestimmte Leistung bzw. Anzahl an Anlagen zeitweise aufgrund von Revisionen oder auch

ungeplanten Ereignissen nicht verfügbar sein wird. Die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit von österreichischen thermischen Kraftwerken betrug in den letzten Jahren 49 Tage pro Jahr. Aus der operativen Praxis ist bekannt, dass Revisionen thermischer Kraftwerke nur in Ausnahmefällen im Winter durchgeführt werden. Für den endgültigen MbL ist daher unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Dauer der revisionsbedingten Nichtverfügbarkeiten zu ermitteln, welche Zusatzleistung erforderlich ist, um Revisionen durchführen zu können und die notwendige flexible Leistung des vorläufigen MbL jederzeit gewährleisten zu können.

Die Ermittlung erfolgt gemäß nachfolgend dargelegter Methodik: Auf Basis der historischen Nichtverfügbarkeiten lässt sich ein Verfügbarkeitsfaktor η (=Verfügbare Tage im Sommerhalbjahr/(365/2)) errechnen, der die mittlere Verfügbarkeit der vorhandenen Leistung darstellt. Das setzt eine gleichmäßige Verteilung aller Nichtverfügbarkeiten der im Sommer notwendigen flexiblen Kapazitäten über den Zeitraum des Halbjahres voraus. Davon ausgehend errechnet sich der Mindestbedarf an verfügbarer flexibler Leistung durch Division des vorläufigen MbL durch diesen Faktor. Dadurch ist gewährleistet, dass trotz Revisionen der Bedarf durch jene Einheiten gedeckt werden kann, welche sich momentan nicht in Revision befinden. Dieser vereinfachte Ansatz errechnet die theoretische Untergrenze der notwendigen Kapazität, mit welcher diese Vorgabe gerade noch erfüllt werden kann. Zusätzlich werden die Saisonalität und bereits kontrahierte Einheiten für das zu bestimmende Optimum der Revisionsplanung berücksichtigt. Bedingt durch zeitlich diskrete notwendige Revisionszeiträume der technischen Einheiten und diskrete Blockgrößen (teils mehrere 100 MW) der Anlagen lässt sich dieses theoretische Optimum unter den realen Rahmenbedingungen nicht gänzlich erreichen. Detaillierte Planungen unter Berücksichtigung der zeitlichen Diskretisierung und bekannter Blockgrößen haben gezeigt, dass der tatsächlich erforderliche Bedarf um 5% über dem theoretischen Minimum liegt. Unter diesen Rahmenbedingungen wurde eine entsprechende Revisionsplanung vorgenommen. Diese Annahmen gelten unter der Voraussetzung, dass APG Einfluss auf die Revisionsplanung der Anlagen im Sinne einer entsprechenden Optimierung im Sinne der obigen Darstellung vornehmen kann.

Unter Berücksichtigung der beiden oben dargestellten Faktoren sind im Rahmen dieser Systemanalyse folgende endgültige Mindestbedarfe an sicher verfügbarer flexibler Leistung festzustellen:

[MW]	Winter 2023/24	Sommer 2024
Vorläufiger MbL	4.030	2.330
Korrektur auf Leistung bei 20°C	0	260
Berücksichtigung von revisionsbedingten Nichtverfügbarkeiten	0	950
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)	4.030	3540

Tabelle 6.1 *Ableitung des endgültigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL) des Zeitraums Q4 2023 – Q3 2024*

[MW]	Winter 2024/25	Sommer 2025
Vorläufiger MbL		
Korrektur auf Leistung bei 20°C		
Berücksichtigung von re- visionsbedingten Nicht- verfügbarkeiten		
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)		

Tabelle 6.2 Ableitung des endgültigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL) des Zeitraums Q4 2024 – Q3 2025

6.2 Netzreservebedarf in Abhängigkeit der Stilllegungsanzeigen

Der Netzreservebedarf, d.h. die konkrete im Rahmen der gemäß § 23b ElWOG 2010 in Ausschreibungen zu beschaffende Leistung, wird unter Berücksichtigung der gesetzlich verpflichtenden Stilllegungsanzeigen aus den folgenden Größen abgeleitet:

- die nach Abzug aller, gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010, verbindlich angezeigten temporären oder endgültigen Stilllegungen noch verfügbaren geeigneten Kraftwerks- oder Demand-Side-Management Kapazitäten, mit einer solchen geographischen Lage, dass eine ausreichende Wirksamkeit im Rahmen des Engpassmanagement besteht
- der im Rahmen umfassender Analysen gemäß 6.1.1 festgestellte Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL) mit geeigneter geographischer Lage, der erforderlich ist, um Netzengpässe im Verantwortungsbereich der APG sicher und ausreichend zu entlasten

Prinzipdarstellung

Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs

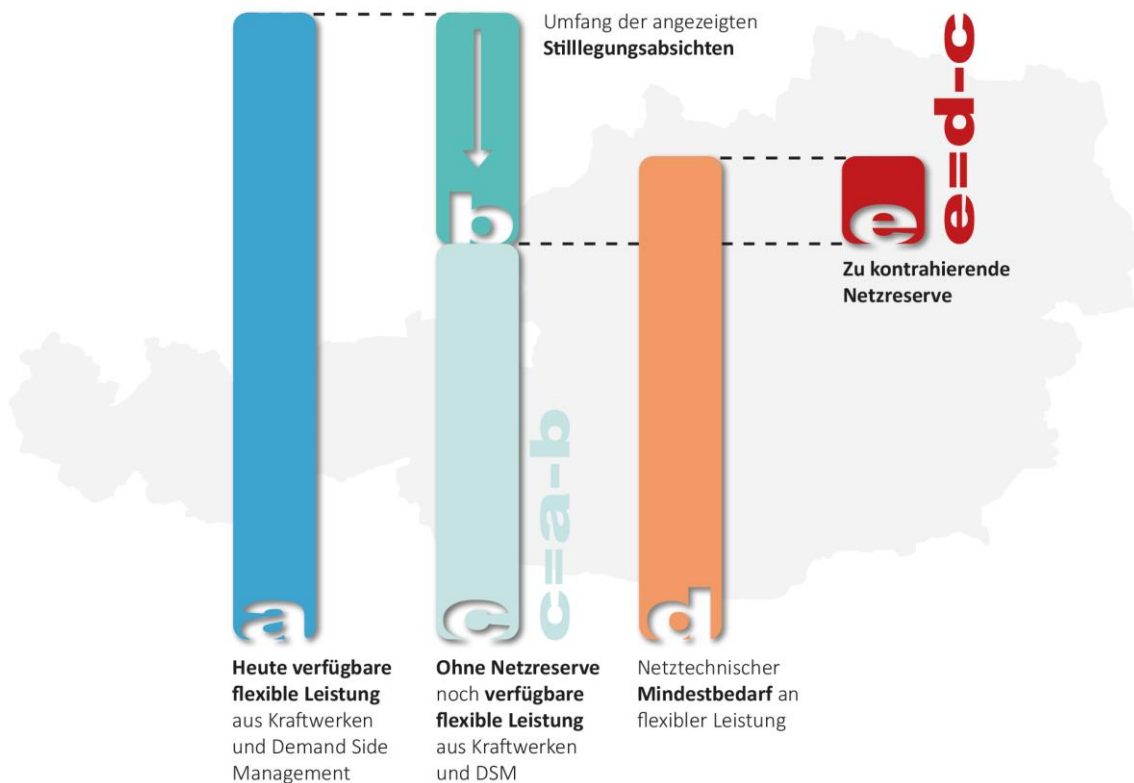


Bild 6.1 Prinzipdarstellung zur Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs aus dem ermittelten Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)

Die Feststellung der erforderlichen Netzreserve erfolgt gemäß der Prinzipdarstellung in Bild 6.1. Ausgangspunkt ist die in der für die Engpassbehebung relevanten Region installierte geeignete flexible Kapazität zur Leistungserhöhung **(a)** welche APG für den Redispatch grundsätzlich zur Verfügung stünde. Unter Berücksichtigung der von den Kraftwerksbetreibern gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010 verpflichtend anzuzeigenden, beabsichtigten Stilllegungen **(b)** lässt sich durch Differenzbetrachtung diejenige Leistung ermitteln, die marktbasiert (ohne Netzreserve), als sicher verfügbares Redispatch-Potenzial angesetzt werden kann **(c)**. Diesem wird dann der ermittelte netztechnische Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung MbL **(d)** gegenübergestellt. Ist dieser größer als das marktbasiert verfügbare Potenzial (also $d > c$), dann besteht Bedarf zur Beschaffung von Netzreserve. Die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve **(e)** ergibt sich als Differenz aus dem berechneten Mindestbedarf **(d)** und der marktbasiert vorhandenen Leistung **(c)**. Dabei ist zu beachten, dass aufgrund der diskreten Kraftwerksgrößen die tatsächlich kontrahierte Leistung von dem berechneten Wert **(e)** abweichen kann.

Die zu beschaffende Netzreserve errechnet sich somit als die nicht-negative Differenz aus beiden vorgenannten Größen, also dem MbL abzüglich der unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen noch vorhandenen flexiblen Kapazität zur Leistungserhöhung (Erhöhung der Erzeugung oder Verbrauchsreduktion).

[MW]	Winter 2023/24	Sommer 2024
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	4.030	3.540
Leistung der Stilllegungsanzeigen ²²	650	2.625
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	3.465	1.490
Netzreservebedarf	565	2.050

Tabelle 6.3 Ableitung des Netzreservebedarfs des Zeitraums Q4 2023 – Q3 2024 unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen

[MW]	Winter 2024/25	Sommer 2025
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung		
Leistung der Stilllegungsanzeigen ²³		
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen		
Netzreservebedarf		

Tabelle 6.4 Ableitung des Netzreservebedarfs des Zeitraums Q4 2024 – Q3 2025 unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen

Als abschließendes Ergebnis dieser Systemanalyse wird der in Tabelle 6.3 und Tabelle 6.4 dargestellte Netzreservebedarf für den 2-jährigen Betrachtungszeitraum festgestellt. [REDACTED]

²² Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war.

²³ Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war.

Im Rahmen der nächsten Systemanalyse ist der Netzreservebedarf für den Winter 2024/25 und Sommer 2025 unter Zugrundelegung der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Stilllegungsmeldungen erneut zu evaluieren.

Der festgestellte Netzreservebedarf ist gemäß den Vorgaben von §23b ElWOG 2010 zu beschaffen, um den sicheren Netzbetrieb in Österreich zu gewährleisten. Die Entscheidung über die zu beschaffende Leistung für die Kontrahierungsperiode Q4 2023 bis Q3 2025 wird in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde auf Basis dieser Systemanalyse, dem Bericht der Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß §23b Abs. 10 ElWOG 2010 und gegebenenfalls ergänzenden Analysen bis zum Aufruf zur Interessensbekundung getroffen.

ANHANG

Ausführliche Modellbeschreibungen und Annahmen

Modellbeschreibung Marktsimulation

Das im Zuge der Bestimmung des Netzreservebedarfs verwendete Marktsimulationsverfahren beruht auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handelloptimierung und wurde im Rahmen verschiedener Studien erfolgreich angewandt. Der grundsätzliche Ablauf des Verfahrens ist in *Abbildung 6-1* dargestellt und soll nachfolgend erläutert werden.

Die Eingangsdaten des dargestellten Verfahrens umfassen:

- Maximale Leistung, eingesetzter Primärenergieträger, Typ, Verfügbarkeit, Wärmeverbrauchskurve, Minimalleistung, minimale Betriebs- und Stillstandszeit und Startkosten aller thermischen Kraftwerke.
- Stündliche Zeitreihen der Erzeugung aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie anderer Must-Run Erzeugung wie Laufwasser, Windkraft oder Photovoltaik
- Beckengrößen, Zuflüsse, Fallhöhen und Maschinentyp von (Pump-) Speicherkraftwerken sowie Wirkungsgrade für Pumpen und Turbinen.
- Primärenergiepreise sowie Preise für CO₂-Emissionszertifikate
- Definition des Betrachtungsbereichs durch die Vorgabe von Gebotszonen
- Einschränkung der Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten mithilfe von NTC oder flussbasierten Restriktionen und Langfristkapazitäten (LTA)
- Stündliche Zeitreihen der Nachfrage nach elektrischer Energie
- Bereitzustellende Regelleistung für jedes Marktgebiet
- Stündliche Austauschzeitreihen mit Marktgebieten außerhalb des Simulationsbereiches

Die Ermittlung des europaweiten, kostenminimalen Einsatzes von Kraftwerken und Demand Side Management-Prozessen auf Basis der dargelegten Eingangsdaten stellt eine komplexe Aufgabe dar, die nur mittels mathematischer Optimierungsverfahren gelöst werden kann. Insbesondere aufgrund der Ganzzahligkeitsentscheidungen beim Einsatz thermischer Kraftwerke sowie der zeitlichen Kopplungen hydraulischer Erzeugungsanlagen und Gruppen kann das Problem nicht mithilfe standardisierter mathematischer Verfahren gelöst werden.

Zur Lösung dieses komplexen Optimierungsproblems nutzt das am IAEW entwickelte Marktsimulationsverfahren daher einen mehrstufigen Ansatz. Ausgehend von einer Startlösung, die auf einer linearen Programmierung beruht, aber u. a. eine detaillierte Abbildung flussbasierter Kapazitätsmechanismen ermöglicht, erfolgt die Bestimmung der Ganzzahligkeitsentscheidungen im Rahmen einer Lagrange-Relaxation und –Dekomposition. Diese Zerlegung des Optimierungsproblems im Systembereich erlaubt die Optimierung geeigneter Teilprobleme. Die Koordination der einzelnen Teilprobleme, die jeweils mit spezialisierten Algorithmen gelöst werden können, geschieht mithilfe von sogenannten Lagrange-Multiplikatoren, die die Einhaltung der systemkoppelnden Nebenbedingungen wie Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung gewährleisten. Mit der Übernahme der ermittelten Ganzzahligkeitsentscheidungen als Ergebnis dieser Stufe wird in einem weiteren Verfahrensschritt das Restproblem der grenzüberschreitenden

Lastaufteilung unter Berücksichtigung des nun bekannten Betriebszustands aller Erzeugungsanlagen und der vorgegebenen Netzrestriktionen gelöst. Abschließend wird zusätzlich eine grenzkostenbasierte Preisberechnung durchgeführt, wobei durch eine Einpreisung von Anfahrtkosten bzw. vermiedenen Anfahrten die Gebotspreise der Erzeugungsanlagen nachgebildet werden. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht das gewählte Vorgehen.

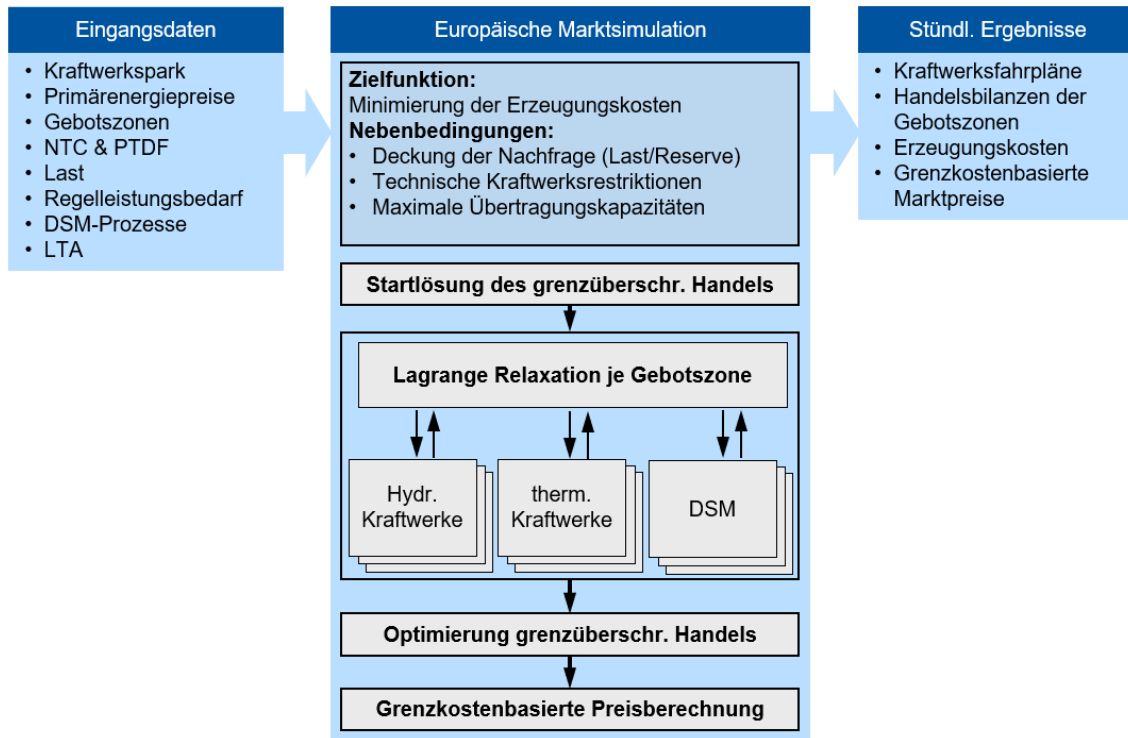


Abbildung 6-1: Verfahrensablauf der Marktsimulation

Durch Umsetzung des ELI-Ansatzes²⁴ gemäß Balas-Formulierung („Balas formulation for LTA inclusion“²⁵) wird der Strommarktsimulation ein zusätzlicher Freiheitsgrad Alpha zur Verfügung gestellt, welcher eine kombinierte Nutzung von Flow-Based-Domain und LTA-Domain ermöglicht. Der Freiheitsgrad Alpha kann für jeden Zeitschritt einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen und beschreibt den Anteil der Flow-Based-Domain an der durch den Optimierer genutzten Kombination beider Domains. Der Optimierer kann durch Nutzung dieses Freiheitsgrads das volkswirtschaftliche Optimum hinsichtlich einer bestmöglichen Kapazitätsausnutzung erreichen.

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind somit unter anderem:

- Der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz
- Die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung
- Grenzüberschreitende Im- und Exporte bzw. Handelsbilanzen
- Grenzkostenbasierte Marktpreise für Fahrplanenergie je Gebotszone

²⁴ Decision No 06/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 19 April 2022 on the 1st amendment of the core intraday common capacity calculation methodology

²⁵ Annex 14.30 - Pedagogical information on Extended LTA formulation und Annex 14.29: extended LTA inclusion submitted as part of the CWE Day Ahead FB MC approval package 06/05/2020

Flow-Based Domain Bestimmung

Die wesentlichen Schritte der Bestimmung der Flow-Based Domain sind in Bild 2.4 dargestellt. Zunächst werden auf Basis der NTC-Marktsimulation alle potenziellen CNECs (Critical Network Element (CNE) und Critical Outage (C)) bestimmt. Der Einfluss des interzonalen Handels wird über die zonalen Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) abgeschätzt. Zu diesem Zweck werden zunächst Generation Shift Keys (GSKs) definiert und die nodalen PTDFs auf die potenziellen CNECs bestimmt. Anschließend erfolgt eine Remedial Actions Optimisation (RAO) mit den relevanten Freiheitsgraden der CCR. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der RAO werden die Remaining Available Margins (RAMs) der CNECs berechnet, und das MinMACZT Kriterium entsprechend den Vorgaben aus dem Clean Energy Packages sichergestellt. Unterschreiten die RAMs die vorgeschriebenen Minimal Remaining Available Margins (minRAM), werden diese entsprechend auf Basis der existierenden bzw. angenommenen nationalen Aktionspläne gemäß den im jeweiligen Zeithorizont erwarteten Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT) angepasst. Etwaige weitere betriebliche Nebenbedingungen, die nicht über die Betrachtung von CNECs erfasst werden können, werden zuletzt als External Constraints in die Flow-Based Domain aufgenommen. Die so ermittelte Flow-Based Domain geht in die Flow-Based Marktsimulation ein.

Modellierte Installierte Kraftwerksleistungen in Österreich und Anrainerstaaten 2024

[GW]	AT	BE	CH	CZ	DE	FR	HU	IT	NL	PL	SI	SK
Kernkraftwerke	0,0	3,9	2,9	4,1	0,0	61,8	1,9	0,0	0,5	0,0	0,7	2,7
Braunkohle-kraftwerke	0,0	0,0	0,0	5,3	15,3	0,0	0,5	0,0	0,0	7,5	0,8	0,1
Steinkohle-kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,4	11,0	1,1	0,0	1,5	2,7	18,8	0,1	0,3
Gaskraftwerke	4,0	5,3	0,0	1,3	31,1	7,1	2,1	46,8	16,7	6,1	0,6	0,7
Ölkraftwerke & Sonstige	0,0	1,5	0,6	1,8	3,3	7,3	1,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3
Wind	4,6	5,6	0,2	0,5	74,1	24,7	0,3	14,7	10,6	8,9	0,1	0,2
Solar	4,4	6,9	4,8	2,5	81,5	17,2	3,7	27,2	15,7	8,0	0,8	0,8
Biomasse	0,6	0,9	0,4	0,8	7,2	2,2	0,6	4,5	1,9	1,2	0,1	0,6
Laufwasser-kraftwerke	5,9	0,1	4,2	0,4	4,6	13,6	0,1	6,1	0,0	0,5	1,1	1,5
Hydraulik Turbinen	6,2	1,2	12,5	1,9	9,4	12,9	0,0	17,5	0,0	1,8	0,2	0,9
Elektrolyseure	0,03 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demand Side Response	0,05	1,10	0,00	0,00	0,94	2,93	0,00	3,38	0,53	0,00	0,05	0,00

Thermische Kraftwerksliste AT 2024/25

Zuordnung von Kraftwerken zu Technologietypen

Kraftwerk	Technologie/Typ	KWK-Zwangseinsatz
Linz Süd	Gaskraftwerk	Ja
Linz Mitte 1a	Gaskraftwerk	Ja
Linz Mitte 1b	Gaskraftwerk	Ja
Donaustadt	Gaskraftwerk	Ja
Simmering 1	Gaskraftwerk	Ja
Simmering 2	Gaskraftwerk	Nein
Simmering 3	Gaskraftwerk	Ja
Laakirchen	Gaskraftwerk	Ja
HKW Salzburg Mitte	Gaskraftwerk	Ja
Mellach 110 kV	Gaskraftwerk	Ja
Steyrermühl	Gaskraftwerk	Ja
Theiss	Gaskraftwerk	Nein
Timelkam	Gaskraftwerk	Nein
FHKW Wels	Gaskraftwerk	Nein
Mellach 380 kV	Gaskraftwerk	Nein
FHKW Mellach	Gaskraftwerk	Nein

Angenommene maximale am Markt verfügbare Leistung thermischer Kraftwerke in Österreich (Simulationsjahr 2024 und 2025)

[MW]	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Leistung	2882	2882	2882	2492	537	537	537	537	537	2882	2882	2882

Annahmen zu Primärenergiepreisen

Primärenergie-träger	Preis 2024	Preis 2025	Quelle	Einheit
Kernenergie	1,4	1,4	IAEW Datenbank	[€/MWh_th]
Braunkohle	1,5	1,5	IAEW Datenbank	[€/MWh_th]

Steinkohle	30,4	19,3	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
Erdgas	70,5	47,9	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
Öl	51,2	46,2	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
CO ₂	93,5	86,9	Futurepreise EEX	[€/t CO ₂]

Berücksichtigte Netzausbauprojekte

Projekt	Land	TYNDP 2020 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetrieb- nahme
Umsetzung Thermal Rating bei APG gemäß NEP 4.3.3	AT	-	2020-2022
Weinviertelleitung / Netzraum Weinviertel	AT	186 - 886 / NEP 2021: 11-8	2022
PST Bürs	AT		2024
Donauschiene Ost-West PST Ybbsfeld	AT	AT NEP: 21-1	2024
Umstrukturierung 110-kV-Netz Reißbeck / Malta	AT	AT NEP: 21-12	2024
Belgium-Netherlands: Zandvliet-Rilland	BE, NL	262 - 1257	2022
Maritsa East 1 - Plovdiv	BG	142 - 257	2022
CSE4: 400kV OHL interconnection BG-GR	BG, GR	142 - 256	2023
Swiss Ellipse I: Chamoson - Chippis	CH	266 - 1734	2022
Bassecourt - Mühleberg	CH	264 - 1287	2023
Reinforcement Substation Kocin	CZ	200 - 1711	2023
AC Offshore Connection Cluster 1, 2,4	DE	248 - 1460	2022
Reinforcement Southern DE	DE	206 - 687	2023

Projekt	Land	TYNDP 2020 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetriebnahme
Reinforcement Northwestern DE: Conneforde - Emden	DE	207 - 939	2023
PST Würgau	DE		2024
Wahle - Mecklar	DE	1043 - 1686	2024
DKW-DE Westcoast: Klixbuell - Endrup	DK, DE	183 - 1018	2023
Viking DKW-GB - 2 x 700 MW HGÜ	DK, GB	167 - 998	2023
Prati (IT) – Steinach (AT)	IT, AT	336 - 1556	2023
ZuidWest380 West	NL	1063 - 1731	2022
Reinforcements Ring NL phase I Krimpen - Geertruidenberg	NL	103 - 1539	2023
RES in north of Portugal: V.Minho -R.Pena-Feira	PT	1 - 4	2022
GerPol Power Bridge I Baczyna - Plewiska	PL	230 - 353	2022
GerPol Power Bridge I Baczyna - Plewiska	PL	230 - 1232	2022
F.Alentejo-Ourique-Tavira	PT	85 - 779	2023
Extension of Ourique substation	PT	85 - 780	2023
Alqueva-Divor	PT	85 - 1670	2023
Ostroleka-Stanislavow	PL	123 - 373	2023
Modernization of 400kV OHL Krajnik-Morzyczyn	PL	170 - 1663	2023
Modernization of 400kV OHL Zarnowiec-Gdansk/Gdansk Przyjazn-Gdansk Blonia	PL	170 - 1665	2024
Modernization of 400kV OHL Morzyczyn-Dunowo-Slupsk-Zarnowiec	PL	170 - 1664	2025