

**Systemanalyse der Austrian Power Grid AG
zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs
im Zeitraum Q4 2022 - Q3 2024**



Erstellt von Austrian Power Grid AG (APG) am 23.12.2021

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: fgf@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 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 Regelleitungsleiter. Sie trägt die Verantwortung für die sichere 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 EIWOG 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

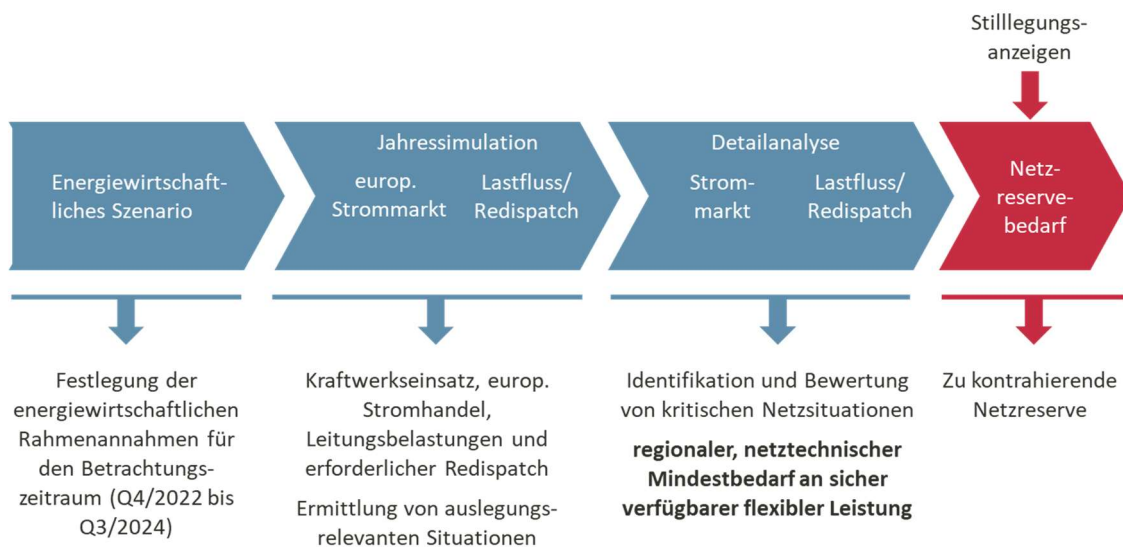
APG ist entsprechend ihrer gesetzlichen Aufgaben gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 2010 dazu verpflichtet, auch für die Zukunft die Netzengpasssituation und den möglicherweise damit verbundenen zu sichernden Bedarf an wirksamer flexibler Leistung für Redispatch, d.h. den Netzreservecapacitybedarf jährlich im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

zur Systemanalyse betrachtet dabei den Zeitraum der nächsten zwei Jahre, mit besonderem Fokus auf die bevorstehende Kontrahierungsperiode (4. Quartal 2022 bis einschließlich 3. Quartal 2023). 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 EIWOG 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 2022 bis inkl. Q3 2024 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 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 Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) 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 festgelegt.

tungszeitraums zum Zeitpunkt des Beginns der quantitativen Analysen festgelegt. 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 dem EU-Legislativpaket „Clean Energy for all Europeans“, wonach die Handelskapazitäten bis 2026 schrittweise anzuheben sind.

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 Redispatchmaßnahmen die Belastungen des Stromnetzes auf ein zulässiges Maß - im Sinne einer sicheren Stromversorgung - zurückgeführt werden können.

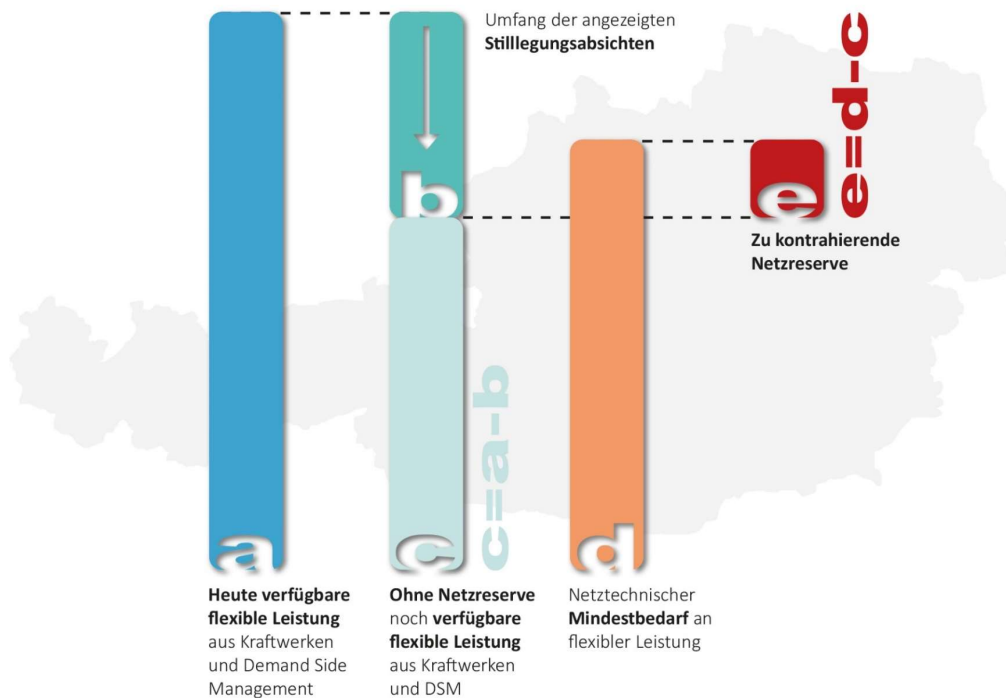
Auf diese Weise lassen sich die Zeitpunkte erkennen, welche in Zukunft besonders kritisch im Hinblick auf Redispatch und einen dafür notwendigen Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung zur Gewährleistung der Netzsicherheit sind. Diese ausgewählten Situationen werden in einem weiteren Schritt 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 EIWOG 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.

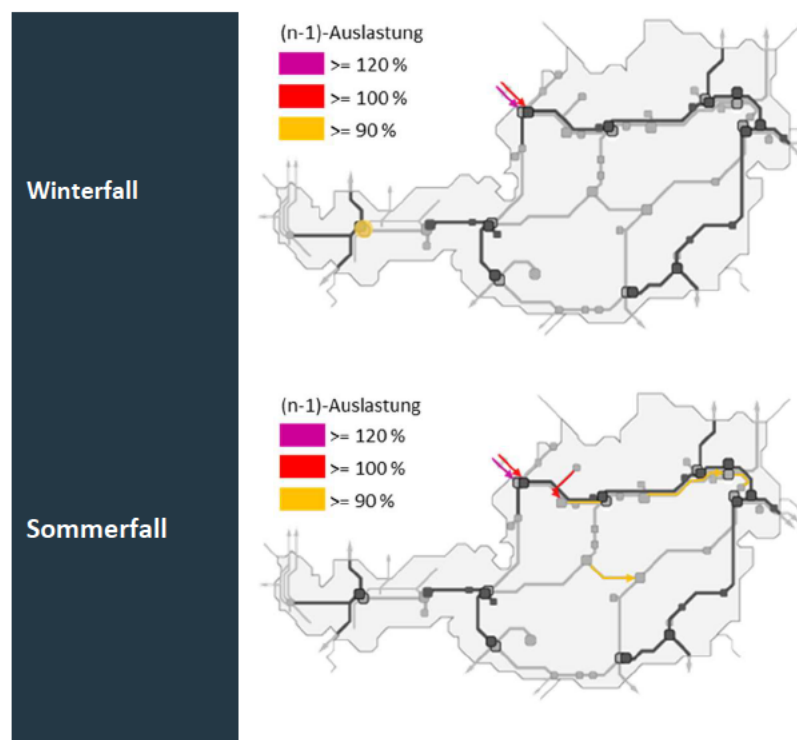
Gemäß den Ergebnissen der Strommarktsimulation ist die energiewirtschaftliche Situation in Europa im Betrachtungszeitraum Q4 2022 bis inkl. Q3 2024 dieser Systemanalyse charakterisiert durch einen weiteren Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern im Sinne der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen. Die erzeugten Energiemengen aus Kernkraft- und Kohleverstromung hingegen sinken. Der Fuel-Switch zwischen Kohle und Gas führt zu einem vermehrten Einsatz der Gaskraftwerke in Europa. Angesichts der zwischenzeitlich eingelangten Stilllegungsanzeigen, ist dieser europäische Trend für die meisten österreichischen Gaskraftwerke unzureichend für einen jahresdurchgängigen, wirtschaftlichen Betrieb.

Die Auswirkungen der veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden in umfassenden Netzsimulationen analysiert. Den Ergebnissen zufolge bestehen weiterhin maßgebliche Engpässe in der österreichischen Regelzone, bzw. ist eine weitere Verschärfung dieser zu erwarten. 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 erst ab 2025 in Betrieb genommen werden können. Die Zusammenhänge im europäischen Strommarkt und im eng vermaschten europäischen Übertragungsnetz sind zu komplex und vielschichtig, um einzelne Faktoren für den Anstieg der Netzbelastungen verantwortlich ma-

chen zu können. Die Analysen legen aber nahe, dass der geforderte Anstieg der für den europäischen Stromhandel zur Verfügung zu stellenden Netzkapazitäten – gemäß der neuen Elektrizitätsbinnenmarkt Verordnung – zu den hohen Netzbelastungen maßgeblich beiträgt.

Die Simulationsrechnungen zeigen auch, dass diese drohenden Netzüberlastungen grundsätzlich durch Redispatchmaßnahmen 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 netztechnischen 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 potentiell auslegungsrelevanter Fall identifiziert, der entsprechend der klimatologischen und sonstigen Parameter 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 3.595 MW in der Winterperiode 2022/23 und 3.990 MW im Sommer 2023 ermittelt.

In dieser Systemanalyse hat sich für das erste Betrachtungsjahr gezeigt, dass vor allem hohe West-Ost-Transitflüsse durch Europa zu kritischen Netzüberlastungen und folglich zu sehr hohem Redispatchbedarf führen. Daher wurde für diesen Zeitraum auch eine Variante mit einer geringeren Langfristkapazität DE-AT ([REDACTED] anstelle von 4,9 GW²) simuliert [REDACTED]

[REDACTED]

Zusätzlich zu den Berechnungen für die bevorstehende Kontrahierungsperiode (Q4 2022 – Q3 2023) wurde auch das Betrachtungsjahr 2024 analysiert. Der Mindestbedarf an flexibler Leistung beläuft sich ergebnisgemäß [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Feststellung des Netzreservebedarfs

Ausgehend vom oben genannten Mindestbedarf an sicher verfügbarer Leistung für Redispatch, sowie den marktbedingt verfügbaren flexiblen Potentialen aus Kraftwerken (unter Berücksichtigung der Stilllegungen³) und Demand-Side Management, lässt sich der Netzreservebedarf für die Kontrahierungsperiode gemäß den beiden nachfolgend dargestellten Varianten feststellen.

Q4 2022 – Q3 2023	<i>Ergebnisse bei einer Langfristkapazität DE-AT von 4,9 GW für Winter und Sommer</i>		
[MW]	Winter 2022/23	Sommer 2023	
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	3.595	3.990	
Leistung der Stilllegungsanzeigen ⁴	1.255	3.565	
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	2.900	590	
Netzreservebedarf	695	3.400	

Für den Zeitraum Q4 2023 – Q3 2024 beläuft sich der MBL auf [REDACTED], was unter Berücksichtigung der bisher bekannten Stilllegungsmeldungen einen Netzreservebedarf von [REDACTED] ergibt.

Der festgestellte Netzreservebedarf ist gemäß den Vorgaben von §23b EIWOG 2010 zu beschaffen, um den sicheren Netzbetrieb in Österreich zu gewährleisten. Die Entscheidung über die zu beschaffende Leistung für die Kontrahierungsperiode Q4 2022 bis Q3 2023 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 EIWOG 2010 und gegebenenfalls ergänzenden Analysen bis zum Aufruf zur Interessensbekundung getroffen.

³ Gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 sind Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW verpflichtet jährlich bis 30. September Stilllegungen verbindlich anzuzeigen.

⁴ 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 Herzogovina
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
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetzes

FB	Flow-Based
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
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	21
3.2 Stromverbrauch	22
3.3 Brennstoff- und CO ₂ -Preise	24
3.4 Netzinfrastruktur	25
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 Netzsituationen für die Detailanalysen	35
5.3.1 Ausgewählter Sommerfall	38
5.3.2 Ausgewählter Winterfall	39
5.4 Ergebnisse der Detailanalysen und Feststellung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (Mbl)	42
5.4.1 Detailanalysen – Sommerfall	42

5.4.2	Detailanalysen – Winterfall	44
5.5	Berücksichtigung einer reduzierten Langfriskapazität an der Grenze Österreich- Deutschland [REDACTED]	46
5.6	Ausblick auf 2024.....	50
6	Ableitung des Netzreservebedarfs	51
6.1.1	Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für den Betrachtungszeitraum Q4 2022 bis Q3 2024.....	51
6.1.2	Netzreservebedarf in Abhängigkeit der Stilllegungsanzeigen.....	54
	Ausführliche Modellbeschreibungen und Annahmen	57

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 Redispatchmaßnahmen 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 Einspeiserhöhung 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.⁵ 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 „Hochfahrpotential“ (also „hinter dem Engpass“) für Redispatch Einsätze zur Verfügung stehen.

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

Zumindest für die nächsten Jahre ist 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 Salzburgleitung und die Deutschlandleitung, trotz größter Anstrengungen noch nicht umgesetzt sein. Andererseits bringt die

⁵ 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.⁶ Die österreichische Bundesregierung hat angesichts dessen im Dezember 2020 einen nationalen Aktionsplan gem. Art. 14 der Elektrizitätsbinnenmarkt Verordnung (VO (EU) 2019/943) erlassen.⁷

Vor diesem Hintergrund und entsprechend der Verpflichtung gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 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 Q4/2022 bis inkl. Q3/2024 beauftragt.

Die vorliegende Systemanalyse fokussiert demgemäß auf den Betrachtungszeitraum 2023/24 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 EIWOG 2010 der Netzreservebedarf ermittelt.

Der im Rahmen der Systemanalyse festgestellte Netzreservebedarf ist in der Folge mittels eines Ausschreibungsverfahrens gemäß § 23b EIWOG 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.

⁶ 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>).

⁷ https://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 sowie Netzentwicklungen – herausfordernd.

Der Gesetzgeber sieht für die Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 EIWOG 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. Potentiale 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.

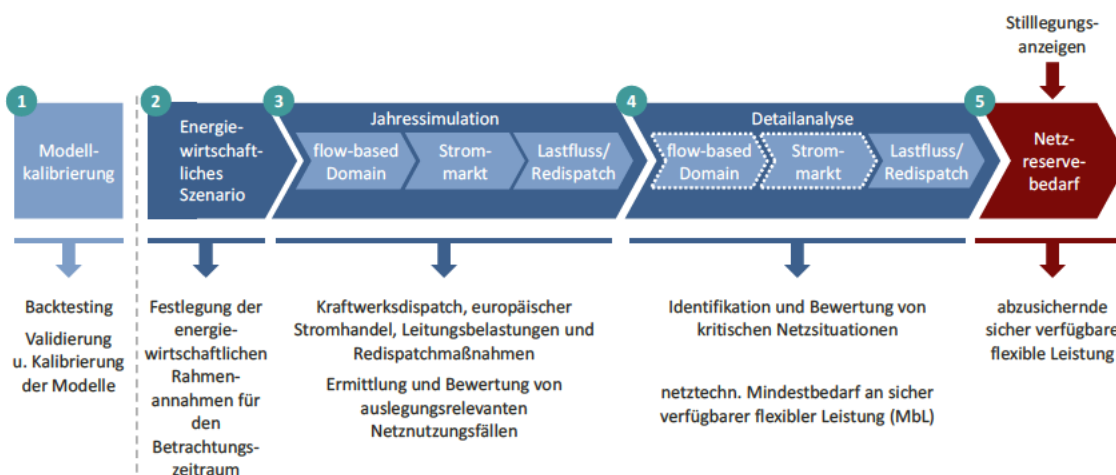


Bild 2.1 Überblick zum methodischen Vorgehen in dieser Studie

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 2020 zum Einsatz und wurden während dieser 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.

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 Kraftwerkseinsatz 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 Teilaspekten⁸ mit dem zuständigen Bundesministerium⁹ abgestimmt.

⁸ Anzunehmender Ausbau von Erneuerbaren Energieträgern, Power2Gas und Lastentwicklung

⁹ Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Im dritten Schritt (③, **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 letztlich 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 potentiell 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 Redispatchsimulationen 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 zukünftig zu erwartende 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.
- Dann erfolgt die Durchführung einer **europäischen Strommarktsimulation**. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz – und damit letztlich auch der Bedarf für Redispatchmaßnahmen 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 Handelsflüssen (genauer: Imports-/Exportbilanzen bzw. Nettopositionen von Gebotszonen) bestimmt. 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 Übertragungsnetzknotten) Datensätze zur Erzeugungs-, Nachfrage- und Handelssituation im gesamten eu-

ropäischen Strommarkt zu erzeugen¹⁰. 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 Redispatchsimulation**) 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 Redispatchsimulationen errechnet, welche Netzbelastungen entstehen und in welchem Umfang ggf. Redispatchmaßnahmen erforderlich sind, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Auf diese Weise werden potentiell kritische Situationen für den sicheren Übertragungsnetzbetrieb identifiziert, die in einem weiteren Schritt einer Detailanalyse zugeführt werden (siehe Schritt). Für die Lastfluss- und Redispatchberechnungen 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 EIWOG 2010).

Die im Rahmen der Jahressimulation identifizierten, potentiell kritischen Situationen werden im vierten Schritt (④, **Detailanalysen**) einer Detailanalyse unterzogen. Als potentiell kritische Situationen werden grundsätzlich solche ausgewählt, die im Rahmen der Jahressimulation auf einen hohen Mindestbedarf von sicher verfügbarer, flexibler Leistung und somit potentiell 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 könnte ein Wegfall dieser Einspeiseleistung (durch Nichtverfügbarkeit in Folge von temporären oder endgültigen Stilllegungen) die Auslastung der Leitungen dann kritisch verschärfen. In den Detailanalysen wird ermittelt, welche zusätzliche 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 Redispatchsimulationen und ggf. auch Marktsimulationen einschließlich Neuberechnungen der Flow-Based Domain¹¹. Die in den

¹⁰Entsprechend der Forderung § 23a Abs. 2 Z. 3 EIWOG 2010

¹¹ Sofern topologische Veränderungen oder Änderungen der freigegebenen Handelskapazitäten 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 Austäusche und beim sonstigen Marktergebnis (Kraftwerkseinsatz) berücksichtigt.

Detailanalysen betrachteten Einflussfaktoren können sowohl engpassverschärfend und damit bedarfserhöhend als auch engpassentlastend und damit bedarfssenkend wirken. Die relevanten Faktoren werden dabei ceteris paribus untersucht, d. h. jeweils einzeln ausgehend vom Basisfall (Netznutzungssituation entsprechend der Jahressimulation). Bei manchen Einflussfaktoren ist ein gleichzeitiges Auftreten nicht zu erwarten (z.B. gleichzeitige Freischaltung mehrerer kritischer Leitungsabschnitte im europäischen Übertragungsnetz). Andere Faktoren können jedoch gleichzeitig auftreten; ihre ausgehend vom Basisfall (Situation im Jahreslauf) ermittelte Wirkung ist aber näherungsweise überlagerbar. Abschließend kann der aus netztechnischer Sicht in bestimmten Regionen erforderliche vorläufige Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung¹² 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.

¹² 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). Eingangparameter 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.

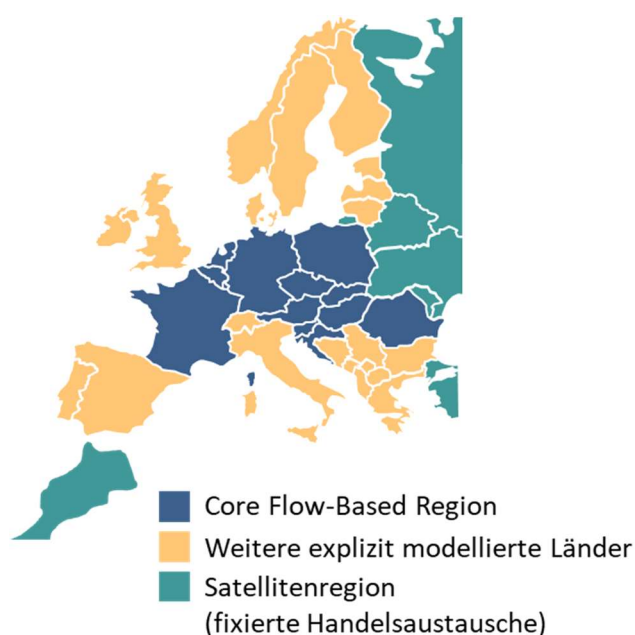


Bild 2.2 Übersicht der Ausdehnung und des Detailgrads des verwendeten Marktmodells

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 und zukünftig zum Teil auch im Intraday-Handel kommt 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 bereits aktuell für die Region Central Western Europe (CWE), zu welcher ebenfalls Österreich mit der Grenze zu Deutschland zählt, das lastflussbasierte Kapazitätsmodell angewendet. Zukünftig ist eine Ausweitung der Anwendung des lastflussbasierten Kapazitätsmodells auf die sogenannte Kapazitätsberechnungsregion Core rechtlich bindend vorgeschrieben, welche die derzeitigen Regionen Central Western Europe und Central Eastern Europe (CEE) zusammenführt.¹³ 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 2018 der ENTSO-E (TYNDP) ausgelegt. 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 2023 bzw. 2024 ggf. anhand einer linearen Trajektorie erhöht werden. Die berücksichtigten Langfristkapazitäten für die LTA-Inclusion wurden aus aktuellen Daten des Core parallel-run abgeleitet. Für die Grenze DE-AT wird in dieser Systemanalyse zusätzlich eine Variante für das erste Betrachtungsjahr mit einer verringerten Langfristkapazität simuliert.

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 MAF 2019 sowie des MAF 2020 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 APG vorliegenden Informationen überprüft. Für Österreich orientieren sich die Annahmen zu im Markt verfügbaren Kraftwerken an den, zum Zeitpunkt der Durchführung der Marktsimu-

¹³ Aus aktueller Sicht ist von einer Anwendung des lastflussbasierten Kapazitätsmodells im Day-Ahead Zeitbereich in der Kapazitätsberechnungsregion Core im Laufe des Jahres 2022 auszugehen

lationen vorliegenden, Stilllegungsanzeigen (gemäß §23a ElWOG) der Vorperiode und berücksichtige zudem sonstige Annahmen zur Erzeugung aus KWK. Die von den Kraftwerksbetreibern im Rahmen der verpflichtenden Stilllegungsanzeigen gemeldete Stilllegungsabsichten für den Zeitraum Q4/2022 bis Q3/2024 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 Betriebspunkte¹⁴. Daraus ergibt sich ein kraftwerksspezifischer sowie temperaturabhängiger, zeitvariabler Mindest- bzw. Zwangseinsatz der Kraftwerke zur Wärmebedarfsdeckung, unabhängig von der Nachfrage nach elektrischer Energie. Für die österreichischen KWK-Anlagen erfolgt eine Kalibrierung dieser Mindesteinsätze auf Basis von bei APG vorliegenden temperatur- und kraftwerksspezifischen Einspeisezeitreihen aus der Historie.

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 Einspeisezeitreihe 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.

¹⁴ 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 aktuellen DACF¹⁵-Datensatz des Jahres 2019, dessen Last- /Einspeisesituation entfernt wurde.

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

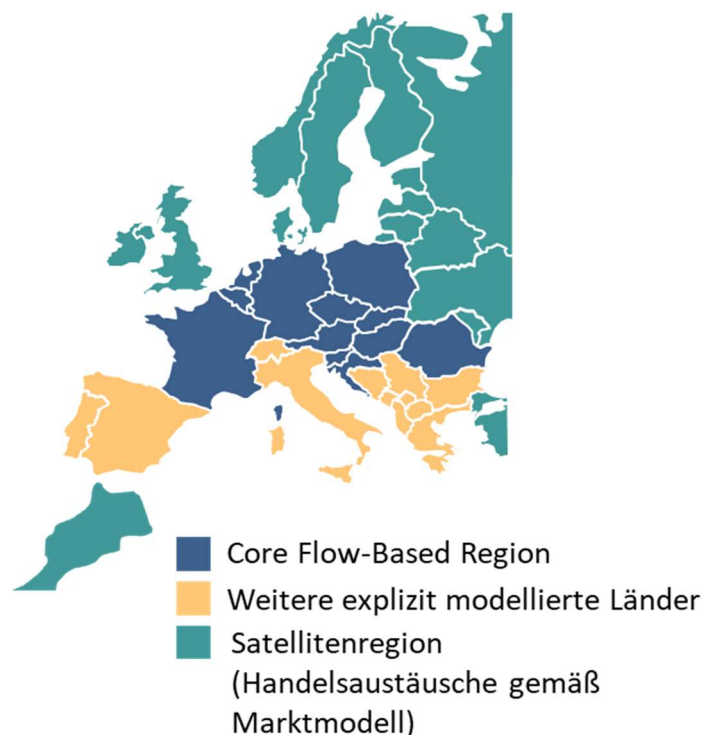


Bild 2.3 Übersicht der Ausdehnung und des Detailgrads des verwendeten Netzmodells

Die Nutzung eines aktuellen 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 potentiell einen hohen Einfluss auf das Netzgebiet der APG haben können, wurden überprüft. Zur Abbildung des Basisschaltzustandes wurden in diesem Netzbe- reich sämtliche Netzelemente zugeschaltet, die z.B. aufgrund von Revisionen im initialen Netzmodell ausgeschaltet waren.

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 Redispatchsimulationsverfahren

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-Lastfluss- simulationen ermittelt. Der Fokus dieser Studie liegt auf dem österreichischen Netzgebiet. Im

¹⁵ DACF: Day-Ahead Congestion Forecast

Folgendes 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 LSK¹⁶ - bzw. einen Aufteilungsschlüssel für die EE-Erzeugung - auf die Netzknoten verteilt.

Aufgrund der verminderten Verfügbarkeit von zuverlässigen Daten erfolgt die Modellierung der unmittelbar angrenzenden Länder etwas weniger detailliert. Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von mehr als 100 MW werden dem Netzmodell knotenscharf zugeordnet. Kleinere Anlagen sowie der Verbrauch werden aggregiert und über GSK¹⁷ bzw. LSK auf Basis eines European Reference Cases auf die jeweiligen Netzknoten verteilt.

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 Redispatchbedarfs (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 Redispatchmengen 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 Erzeugungsanlagen¹⁸ 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 Netzre-

¹⁶ 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.

¹⁷ Äquivalent beschreibt ein GSK (Generation Shift Key) die Verteilung von Erzeugungsleistung

¹⁸ Dies sind alle großen österreichischen thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen. Bei den hydraulischen Kraftwerken werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für den Redispatch in Betracht gezogen.

serve 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 Parametrierung¹⁹ 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. Zwar sind für die Zukunft weiterführende Koordinierungsprozesse auf europäischer Ebene vorgesehen und auch erstrebenswert, diese werden jedoch erst im Laufe des Jahres 2024 umgesetzt sein und sind daher für den Betrachtungszeitraum 2023/24 nicht relevant. Somit wird zur Beseitigung der ermittelten Engpässe 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 Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz verschärfen oder auslösen würde. Daher werden im Rahmen der Redispatchsimulation grundsätzlich nur norddeutsche Kraftwerke zur Absenkung zugelassen²⁰ – dies entspricht auch der heutigen üblichen betrieblichen Praxis.

Zeitkoppelnde Randbedingungen (insb. Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke)

Auf eine Berücksichtigung der zeitkoppelnden Randbedingungen von Redispatchpotentialen (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 mit längeren Vorlaufzeiten erlauben bzw. dass die Bedingungen der Netzreserveausschreibung geeignete Vorlaufzeiten vorsieht.

¹⁹ In der Redispatch-Jahressimulation werden die Speicherkraftwerke mit im Vergleich zu den thermischen Kraftwerken höheren Grenzkosten modelliert, um zusätzlich abzubilden, dass hydraulische Kraftwerke bezüglich des verfügbaren Wasserreservoirs beschränkt und ein sehr umfangreicher Redispatch-Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken zu zusätzlichem Pumpeinsatz und somit möglicherweise zu zusätzlichen Engpässen führen könnte. In den Detailanalysen werden aber die Auswirkungen eines punktuell höheren Einsatzes hydraulischer Kraftwerke zugelassen, so dass diese Modellierung auf die eigentliche Bedarfsermittlung keine direkten Auswirkungen hat.

²⁰ Eine Ausnahme stellt die in den Detailanalysen fallweise berücksichtigte Möglichkeit zur Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe und mit hoher netztechnischer Wirksamkeit auf Engpässe auf den St.Peter-Leitungen (deutsch-österreichische Kupelleitungen) dar.

Rolle von verbrauchsseitigen Maßnahmen (Demand Side Management, DSM)

Sowohl für die Leistungserhöhung als auch Verbrauchsreduktion ist die Wirkung grundsätzlich von der Technologie unabhängig, sondern 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 Verbrauchspotentiale 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 Verbrauchspotentiale zur Verfügung, sodass derartige Anlagen noch nicht in der Systemanalyse modelliert werden konnten. Der gesetzliche Rahmen sieht eine Beteiligungsmöglichkeit von Verbrauchsanlagen an der Netzreservebereitstellung vor, um diese für die Netzsicherheit wertvollen Flexibilitätspotentiale 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 Potential können sich am Beschaffungsverfahren zur Netzreserve beteiligen und ihre Anlagen für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs bereitstellen. Mit der konkreten Erschließung sicher verfügbarer DSM-Potentiale 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 Nettopositionen²¹ 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 Zeitbereich²². 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.

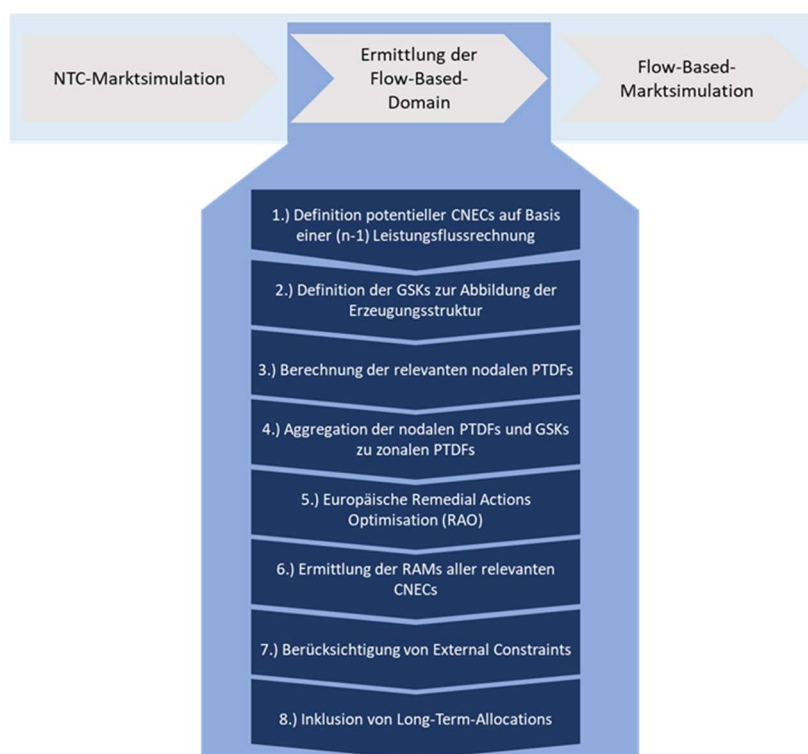


Bild 2.4 Ablauf der Flow-Based Domain Ermittlung

²¹ Die Nettoposition entspricht dem Import- bzw. Exportsaldo einer Gebotszone

²² 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 der Mid-Term Adequacy Forecasts 2019 sowie 2020 der ENTSO-E (MAF) auf die Betrachtungsjahre 2023 und 2024 angepasst. Dabei wurde zwischen den Stützjahren 2021 (aus dem MAF 2019) sowie 2025 (aus dem MAF 2020) 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 Mid-Term Adequacy Forecast 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 MAF 2020 für das Stützjahr 2025 ermöglicht es, auch aktuelle politische Entwicklungen zu berücksichtigen. Die installierten Leistungen gemäß MAF wurden für Österreich, zur Berücksichtigung des neuen Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG), gemäß Abstimmung mit dem zuständigen Bundesministerium (BMK), angepasst. Die zugrundeliegenden EE-Einspeisezeitreihen und die hydrologischen Daten für die Einspeisezeitreihen aus Wasserkraftwerken basieren auf dem Wetterjahr 2018.

Die installierten Erzeugungsleistungen der Jahre 2018 und dem im Fokus stehenden Jahr 2023 in Österreich und ausgewählter Staaten im europäischen Umfeld sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

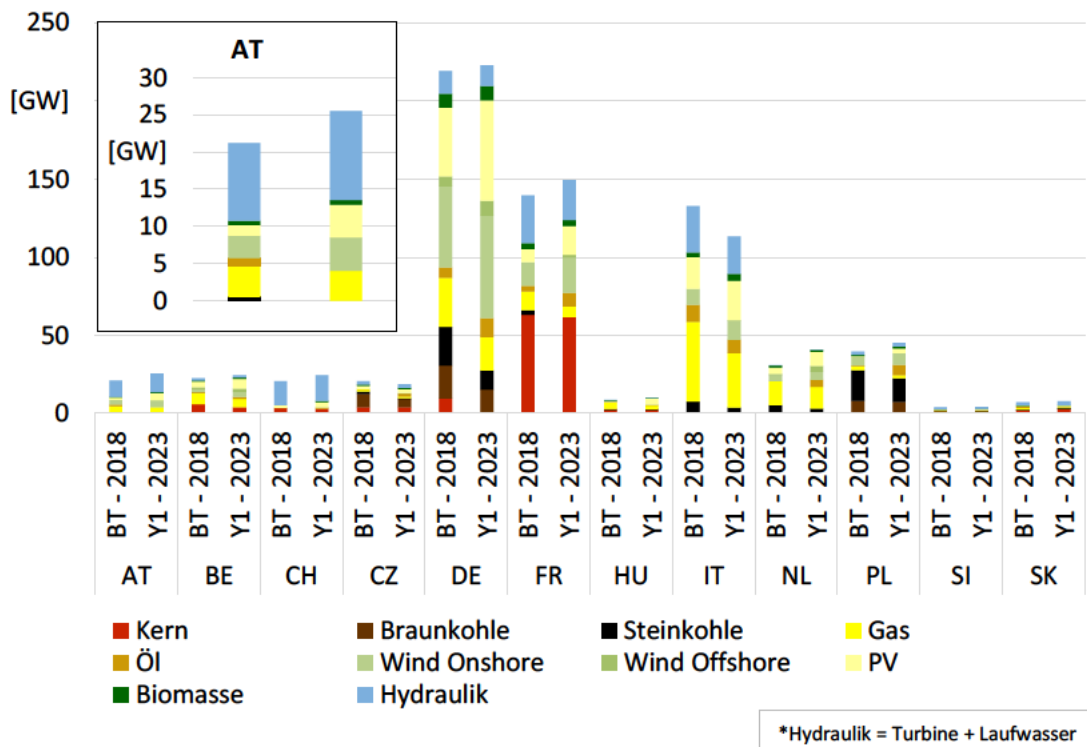


Bild 3.1 Entwicklung der installierten Leistungen in Österreich und im europäischem Umfeld

In Österreich ergibt sich ein vollständiger Rückgang der installierten Leistungen der Kohlekraftwerke bei einem gleichzeitig stark steigenden Ausbau an erneuerbaren Energien.

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 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 des MAF skaliert. Dabei wurde analog zum Vorgehen bei den Erzeugungskapazitäten auf Daten des MAF 2019 (Betrachtungsjahr 2021) sowie des MAF 2020 (Betrachtungsjahr 2025) zurückgegriffen und für beide Zieljahre 2023 und 2024 linear interpoliert. Das Absinken der Stromnachfrage aufgrund der Coronapandemie ist in den MAF Daten des Stützjahres 2021 naturgemäß nicht enthalten. Um die auftretenden Effekte abzubilden, wurde länderspezifisch auf Basis von Daten der Europäischen Kommission²³ über die Nachfrageentwicklung im Jahre 2020, eine Korrektur der Stromnachfrage im Stützjahr 2021 durchgeführt. Die Nachfrage in Deutschland wurde indes auf Basis von Schätzungen der deutschen ÜNB fortgeschrieben (Mittelfristprognose zur Entwicklung der EEG-Umlage 2021-2025²⁴), die bereits Rückwirkungen der Coronapandemie auf die Stromnachfrage berücksichtigen. Für die Nachfrageentwicklung Österreichs wurden aktuelle Prognosen berücksichtigt, die ebenfalls schon Effekte der Pandemie beinhalten. 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.

²³ https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q4_2020.pdf (dort insb. Abbildung 3)

²⁴ <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Endbericht%20Fraunhofer%20ISI.pdf>

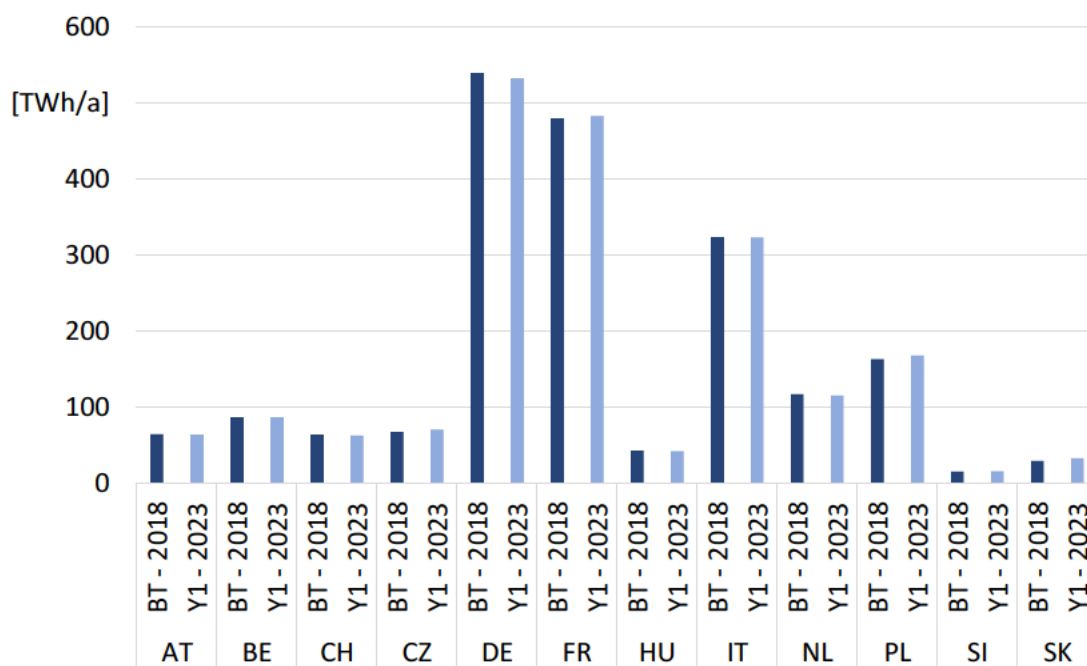


Bild 3.2 Entwicklung Stromnachfrage in Österreich und im europäischem Umfeld

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. Der Rückgang der Nachfrage in Verbindung mit der Coronapandemie führt zu einem geringeren Anstieg der Nachfrage. Zudem ergibt sich ein Rückgang der Stromnachfrage im Zusammenhang mit Effizienzsteigerungen, dieser wird jedoch bei den meisten der betrachteten Länder überkompensiert. In Deutschland wird hingegen in den nächsten Jahren eine leicht sinkende Stromnachfrage entsprechend den Mittelfristanalysen unterstellt.

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 2023 und 2024 werden die jeweiligen Terminmarktpreise (Stand Ende Mai 2021) herangezogen. Für Kernkraft und Braunkohle gehen Erfahrungswerte des IAEW ein. Die getroffenen Preisannahmen sind in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst.

EUR/MWh _{th} bzw. EUR/t CO ₂	2018	2023	2024
Kernenergie	1,4	1,4	1,4
Braunkohle	1,5	1,5	1,5
Steinkohle	11,2	9,1	9,0
Erdgas	22,9	18,1	17,0
Öl	35,5	31,3	30,3
CO ₂ (EUA)	15,7	53,3	54,2

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 tendenziell einen „Fuel-Switch“ in beiden Betrachtungsjahren zwischen Kohle und Erdgas erwarten, d.h. Braun- und Steinkohlekraftwerke werden zumindest teilweise teurer als Erdgaskraftwerke. 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.

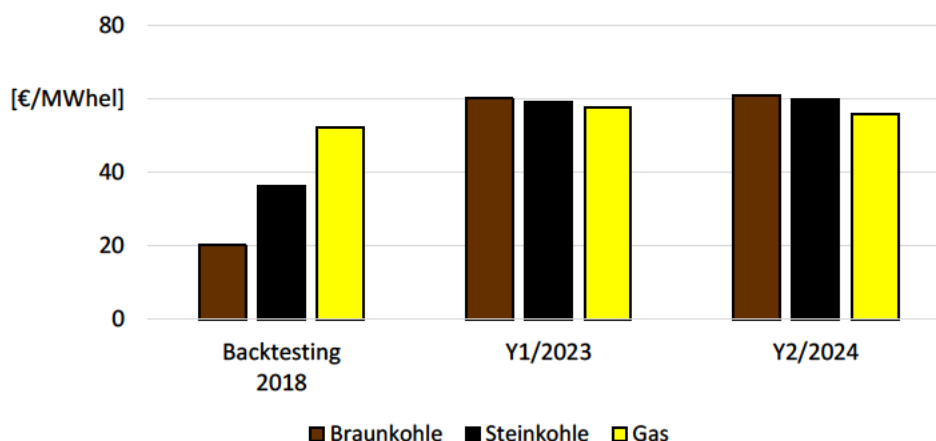


Abbildung 3.1: Vereinfachte, exemplarische Ableitung von Grenzkosten für Stromerzeugung aus Braunkohle, Steinkohle bzw. Gas unter der Annahme fester Wirkungsgrade / Emissionsfaktoren (Braunkohle: 38% / 400g CO₂ pro kWh_{therm}; Steinkohle: 45% / 330g CO₂ pro kWh_{therm}; Gas: 50% / 200g CO₂ pro kWh_{therm})

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 EIWOG 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 2018 (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 physikalischen 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 zukünftig angewendeten 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:

- CNECs: Potenzielle 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)
- 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 PTFD): 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
- 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 finden im Rahmen der LTA Inclusion Berücksichtigung. Als Grundlage dafür dienen die aktuell im Core Parallel Run²⁵berücksichtigten Langfristkapazitäten. Für die Langfristkapazität DE-AT wurde neben dem aktuell im Regelfall zu Anwendung kommenden Wert von $4,9$ GW auch eine Variante mit reduzierter Kapazität von ██████████ im ersten Betrachtungsjahr berücksichtigt. Die Auswirkungen auf den Netzreservecbedarf sind im Abschnitt 5.5 dargestellt.
- 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.

²⁵ Aktuell findet ein Testbetrieb der Kapazitätsberechnungssysteme in der Core Region, Parallel Run genannt, statt.

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. Diese erfolgt für das dieser Systemanalyse zugrunde gelegte Fokusjahr 2023, das wie in Kapitel 3 erläutert im Rahmen der erreichbaren Genauigkeit der Modellierungsrechnungen repräsentativ für den gesamten Betrachtungszeitraum der Systemanalyse ist. Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse der Strommarktsimulation zusammengefasst.

In Bild 4.1 sind die Stromerzeugungsmengen und der Stromverbrauch für ausgewählte Gebotszonen der Marktsimulationsergebnisse für die Jahre 2023 und 2018 dargestellt. Bedingt durch den unterstellten Nachfragerückgang aufgrund der Coronapandemie ergibt sich für die meisten Gebotszonen im Jahr 2023 kein bzw. nur ein moderater Anstieg der Nachfrage ggü. 2018. Für die Niederlande und insbesondere für Deutschland unter Einbeziehung der Daten aus der Mittelfristprognose resultiert ein Rückgang der Last.

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) und Frankreich (FR) entsprechend den geringer angenommenen Kapazitäten (Alter der Kraftwerke) zurück. Für Deutschland (DE) ist der Kernenergieausstieg im Jahr 2023 vollständig vollzogen, sodass keine Erzeugungsmengen aus Kernenergie für Deutschland existieren. Einzig die Slowakei (SK) weist aufgrund der Annahme steigender installierter Kapazitäten einen Anstieg der Kernenergieerzeugung auf.

Die Stromerzeugungsmengen aus kohlegefeuerten Anlagen sinken in nahezu allen Gebotszonen mit kohlegefeuerten Erzeugungskapazitäten. Dies ist zum einen auf die veränderten Preisannahmen für Gas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate und den daraus resultierenden Fuel-Switch zurückzuführen. Zum anderen verringert sich die Kapazität kohlegefeuerter Anlagen entsprechend angenommener Stilllegungen in den meisten Gebotszonen. Die verringerte Erzeugung aus Kohlekraftwerken wird teilweise von einer erhöhten Erzeugung gasgefeuerter Anlagen in Österreich (AT), DE, IT, NL und PL kompensiert.

In Österreich wird im Betrachtungszeitraum der Systemanalyse deutlich mehr erzeugt, verglichen mit 2018. Die EE-Mengen steigen insgesamt um 7,3 TWh/a aufgrund des Ausbaus der Kapazitäten von Solar-, Windenergie und hydraulischen Kraftwerken. Auch wenn in Österreich keine Kohlekraftwerke mehr zur Verfügung stehen, zeigt sich der zuvor beschriebene allgemeine Abtausch zwischen kohle- und gasgefeuerter Erzeugung auch in Österreich. So weisen die gasgefeuerten Anlagen eine höhere Auslastung und insgesamt eine Mehrerzeugung von 7,8 TWh/a ggü. dem Jahr 2018 auf. Das jährliche Handelssaldo Österreichs ergibt sich zu 0,48 TWh/a Importen; das sind 14,6 TWh/a weniger Importe als 2018. Diese Reduktion der Importe kann wie oben beschrieben auf den Zubau der Erneuerbaren und die vermehrte Erzeugung aus Gaskraftwerken zurückgeführt werden.

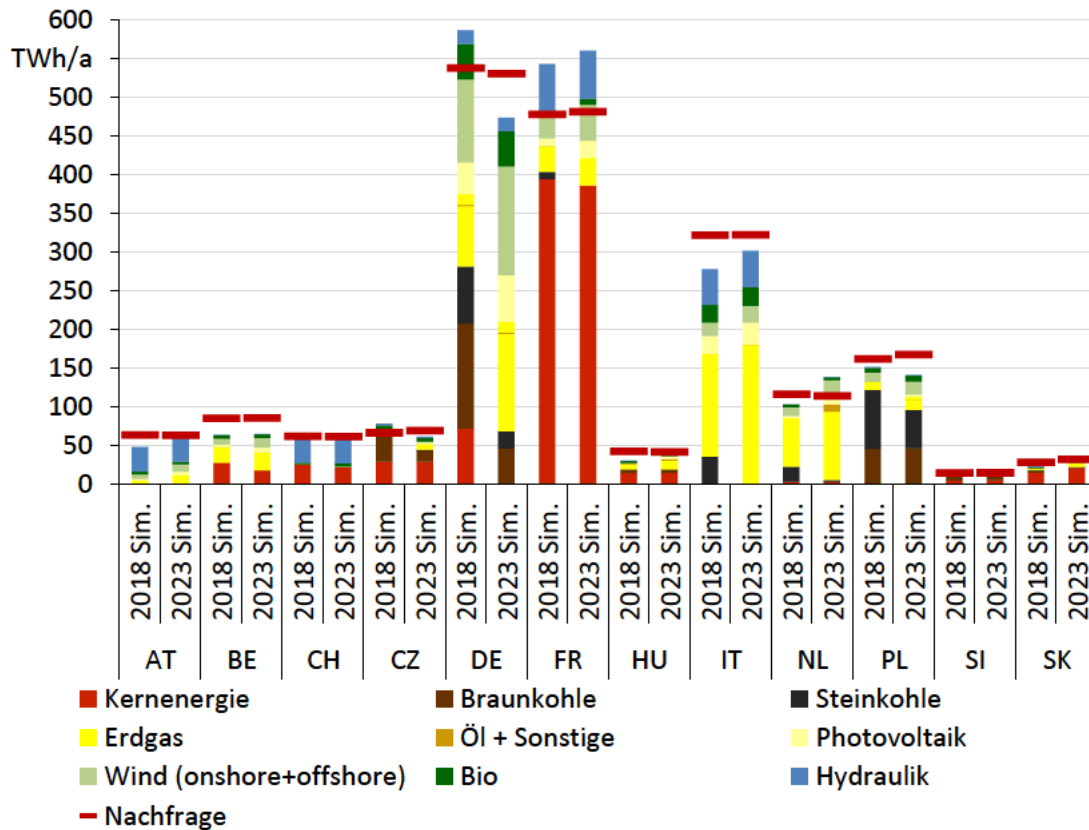


Bild 4.1 Jährliche Stromerzeugungsmengen nach Primärenergieträgern je Gebotszone im Basisfall 2023 und 2018 (Simulation)

In Summe zeigt sich eine Tendenz der großräumigen Handelsflussrichtung von West nach Süd-Ost Europa. Eine Analyse der länderscharfen Import-/Exportbilanzen zeigt allerdings, dass diese Tendenz nicht pauschal auf alle Länder übertragbar ist. Hierbei steht insbesondere Deutschland mit einem Wechsel vom Nettoexporteur im Jahr 2018 zu einem Nettoimporteur im Jahr 2023 der europäischen Stromhandelsituation von West nach Süd-Ost entgegen.

Bild 4.2 zeigt im Detail die Dauerlinie des Handelssaldos von Österreich für die entsprechenden Simulationsergebnisse für die Jahre 2018 und 2023. Positive Werte stellen ein Exportsaldo, negative Werte ein Importsaldo dar.

Situation am Strommarkt im Betrachtungszeitraum

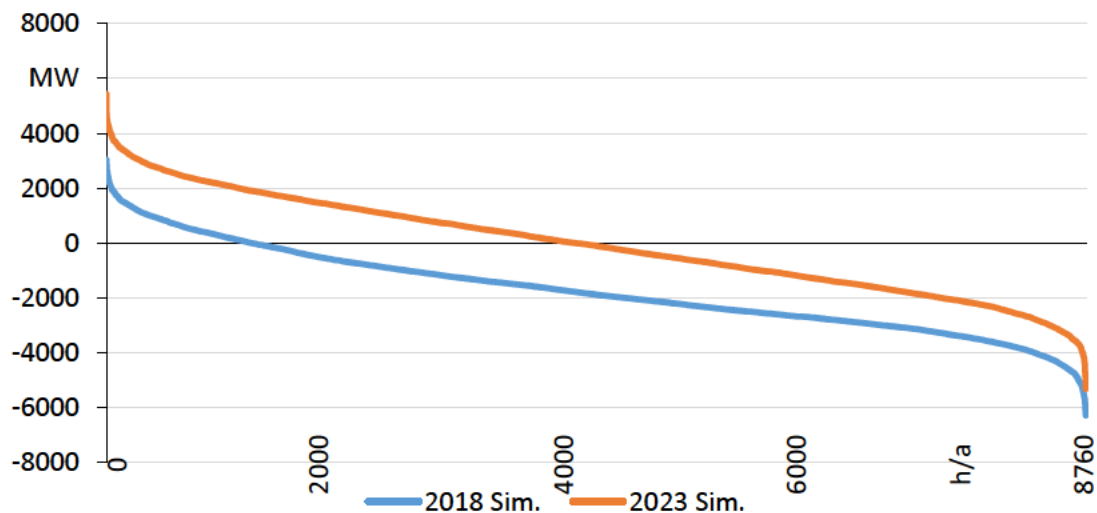


Bild 4.2 Dauerlinie des österreichischen Handelssaldos

Betrachtet man die beiden Dauerlinien im Vergleich zueinander so zeigt sich zunächst, dass Österreich insgesamt über den Jahreszeitraum weniger importiert und mehr exportiert. Dennoch bleiben Situationen mit einem Importsaldo größer 5 GW bestehen. Zur Exportseite hin ist ein Anstieg der Exportsalden auf über 5 GW 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 durchgeführt und anschließend folgen Detailanalysen von ausgewählten, als potentiell 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 mindestens vorhanden sein muss, um Netzengpässe im Verantwortungsbereich der APG sicher und ausreichend zu entlasten. Die abschließende Herleitung und Festlegung des Netzreservebedarfs unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen wird ebenfalls in Kapitel 6 behandelt.

Aus dem Jahreslauf der Netzberechnungen wird ermittelt zu welchen Zeitpunkten bzw. in welchen Situationen potentiell kritische Netzbelastungen für das österreichische Übertragungsnetz auftreten können. Mit dem Jahreslauf wird daher zunächst 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 des Jahreslaufs der Netz- und Redispatchsimulationen lassen sich die kritischen Netzsituationen erkennen, für welche dann weiterführende Detailanalysen erfolgen.

Dabei werden solche Situationen ausgewählt, bei denen die Jahressimulation auf einen hohen MbL hindeutet. Zudem geht bei der Auswahl der Situationen für die Detailanalysen auch ein, welche Engpässe sich jeweils als kritisch herausgestellt haben und in welcher Jahreszeit diese auftreten²⁶.

Im Rahmen der Detailanalysen werden verschiedene relevante Faktoren grundsätzlich ceteris paribus analysiert, d. h. jeweils einzeln ausgehend vom Basisfall (Netznutzungssituation entsprechend der Jahressimulation). Bei manchen Einflussfaktoren ist ein gleichzeitiges Auftreten nicht zu erwarten (z. B. gleichzeitige Freischaltung mehrerer kritischer paralleler Leitungsabschnitte im europäischen Übertragungsnetz). Andere Faktoren können hingegen gleichzeitig auftreten;

²⁶ Entsprechend der Vorgaben nach § 23b Abs. 2 EIWOG 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.

ihre vom Basisfall ausgehend ermittelte Wirkung ist mit hinreichender Genauigkeit überlagerbar. Andernfalls wird eine Kombination mehrerer Faktoren betrachtet.

Konkret sind folgende zusätzliche Faktoren in den Detailanalysen zu bewerten und dann bei der Bestimmung des MBL zu berücksichtigen:

- **Betriebsmittelfreischaltungen in Netzen:** 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 2023 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 regelmäßig 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.

- **Gezielte Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in der Nähe zu deutsch-österreichischen Kuppelleitungen und veränderte Allokation:** Entsprechend des gesetzlich geregelten Einspeisevorrangs für die Erzeugung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien, wird in den für diese Systemanalyse durchgeführten Redispatchsimulationen, insbesondere in der Jahresrechnung, die Absenkung von PV-Erzeugung als nachrangige Redispatchmaßnahme modelliert und damit erst nachrangig zur Behebung von Engpässen genutzt. Für Engpässe im Raum St. Peter stellt jedoch die Einsenkung der PV-Erzeugung auf der deutschen Seite („vor dem Engpass“) in der Nähe der deutsch-österreichischen Kuppelleitungen in diesem Gebiet eine sehr wirksame Maßnahme dar, die für Situationen mit besonders hoher Leitungsauslastung in diesem Netzbereich als Maßnahme in Betracht kommt, sofern keine anderen wirksamen Maßnahmen mehr zur Verfügung stehen. In den Detailanalysen wird diese Maßnahme demgemäß in Situationen mit hohen Leitungsauslastungen im Bereich St. Peter zur Absenkung des MBL betrachtet.

Ergänzend wird eine veränderte Allokation der grenznahen Standorte im Grenzgebiet zu St. Peter auf deutscher Seite durchgeführt. Hintergrund ist die Tatsache, dass durch Schalt- bzw. Netzoptimierungsmaßnahmen im Anschluss(-verteilungs-)netz der PV-Anlagen eine aus Sicht des Übertragungsnetzes andere, ggf. netztechnisch kritischere Allokation der PV-Erzeugung resultieren kann. Für die konkrete Parametrierung der veränderten Allokation wurden aus dem aktuellen Netzbetrieb bekannte Zustände ausgewählt. Naturgemäß erfolgt

die Betrachtung nur in Situationen, bei denen im Ausgangsfall entsprechend der Fundamentaldaten überhaupt eine PV-Einspeisung in relevanter Höhe auftritt.

- **Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken mittels Pumpabsenkung und Einspeiserhöhung von Turbinen zur Engpassentlastung:** Hydraulische Kraftwerke, insbesondere österreichische Pumpspeicherkraftwerke, kommen im Redispatch zum Einsatz. Um das begrenzte Einsatzpotenzial (u. a. aufgrund der limitierten Speicherbeckengrößen) zu berücksichtigen und somit einen unrealistisch hohen Einsatz im Redispatch zu vermeiden, werden sie in der Jahressimulation des Redispatch mit etwas höheren Grenzkosten im Vergleich zu den thermischen Kraftwerken angesetzt.

In den seltener auftretenden Situationen mit höchsten Redispatchbedarfen kann – sofern eine entlastende Wirkung gegeben ist – ein verstärkter Einsatz, d.h. ggf. Absenkung von Pumpstrombezug und zusätzliche Anforderung von Turbineneinsatz, angenommen werden, um den MBL zu reduzieren. Modelliert wird dieser in den Detailanalysen durch eine deutliche Reduktion der Kosten für den hydraulischen Redispatch (Gezielte Vorreihung möglicher Pumpabwurfpotentiale und Reduktion der Kosten auf ca. 50 % für Einspeiserhöhung der Turbinen verglichen mit dem thermischen Redispatch). Die vorrangige Absenkung von Pumpeinsatz und der verstärkte Einsatz von Turbinen wird in den Ergebnissen gesondert ausgewiesen.

- **Engpassmanagement Einsatz marktbasiert verfügbarer ausländischer Kraftwerke:**
Potenziale im (wirksamen) östlichen Ausland: Die durchgeführten Netzanalysen berücksichtigen auch ausländische Redispatchpotentiale, welche in der Jahressimulation zunächst vereinfacht als durchgängig verfügbar angenommen werden. 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. Die Betriebserfahrung der letzten Jahre hat gezeigt, dass in kritischen Situationen Leistungserhöhungen im östlichen Ausland nur in sehr eingeschränktem Ausmaß zur Verfügung gestellt werden konnten. Bei der Ableitung des MBL muss dieser Umstand daher berücksichtigt werden.

Demgemäß wird für die Möglichkeit einer Leistungserhöhung in den netztechnisch wirksamen regionalen Bereichen der östlichen Nachbarländer Tschechien, Ungarn und Slowenien²⁷ insgesamt ein sicher verfügbares Potential [REDACTED] angesetzt. Diese Kraftwerke weisen aufgrund deren Lage und größerer Entfernung von den kritischen Engpässen in Österreich eine geringere Wirksamkeit für das Engpassmanagement auf als österreichische Kraftwerke. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Dies wird bei der Ableitung des MBL im Rahmen der Detailanalysen berücksichtigt.

²⁷ Zu den Übertragungsnetzen dieser Regelzonen besteht eine unmittelbare galvanische Verbindung und es bestehen mit Übertragungsnetzbetreibern dieser Länder entsprechende Vereinbarungen für den Redispatch

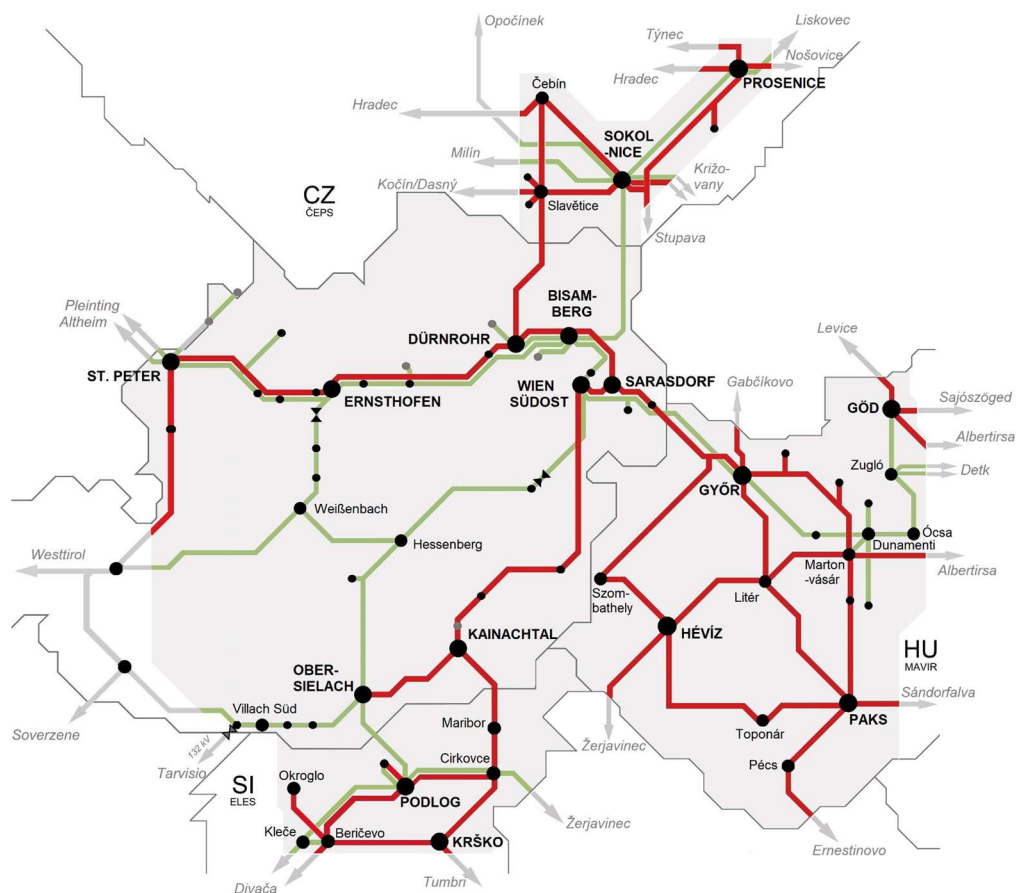


Bild 5.1 Darstellung der netztechnisch wirksamen Bereiche innerhalb Österreichs und im unmittelbar galvanisch verbundenen Ausland

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 dem Netzmodell (n-1)-Auslastungen für Betriebsmittel im Netzgebiet der APG im Jahreslauf 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 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 anders verteilt sind.

Die sich zusätzlich ergebenden Engpässe bzw. höheren (n-1)-Auslastungen sind insbesondere auf Tauern – Salzburg, der Donauschiene²⁸ und Richtung Ungarn zu finden. Weniger stark belastet sind die Leitungen im österreichischen Zentralraum (Tauern - Weißenbach - Hessenberg). Die höchsten (n-1)-Auslastungen treten ebenso wie 2018 auf den innerösterreichischen Leitungen im Inntal und den Kuppelleitungen zu Deutschland im Raum St. Peter auf.

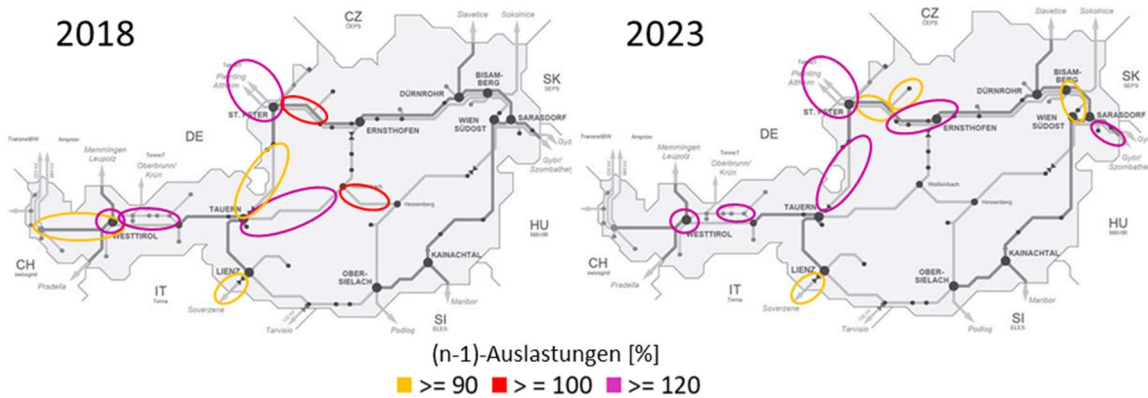


Bild 5.2 99%-Quantil der (n-1)-Leitungsauslastungen für die Jahre 2018 und 2023

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 erstmals Engpässe in relevantem Umfang auf den Kuppelleitungen nach Ungarn. Andererseits ist großteils eine Verringerung des Anteils an Netznutzungsfällen mit Engpässen in der österreichischen Regelzone zu beobachten, d.h. die kritischen Netzbelastungen 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 2023 dargestellt. Die Berechnungsergebnisse lassen in der Abbildung einen 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 2023 nur noch in etwa 50% der Netznutzungsfälle vor.

²⁸ Im Betrachtungszeitraum 2022/2023 steht die Abweigertüchtigung der Donauschiene noch aus und wurde daher nicht berücksichtigt. Nach Umsetzung dieser ist ein Rückgang der (n-1)-Auslastungen auf der Donauschiene zu erwarten.

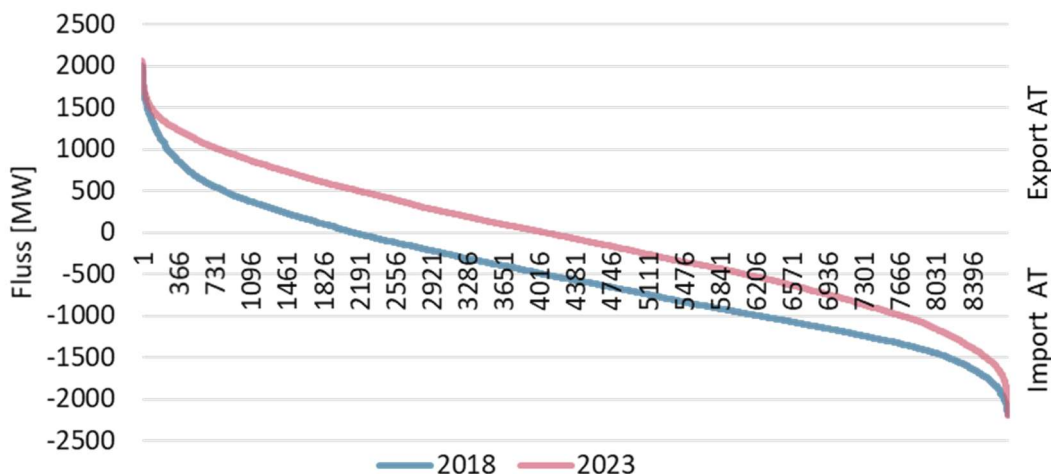


Bild 5.3 Grenzfluss AT-DE im Raum St. Peter im Vergleich 2018 (simuliert) und 2023 (Basislauf ohne Kapazitätsreduktion)

Ein wesentlicher Treiber für diese Flussminderung- und Flussumkehr an der Grenze zu Deutschland im Raum St. Peter ist neben der höheren EE-Einspeisung v.a. der höhere marktbasiertere Einsatz thermischer Kraftwerke in AT (s. Kapitel 4), welche sich geografisch im Osten von Österreich befinden. 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 Netzsituationen für die Detailanalysen

Die Jahressimulation erlaubt einen Überblick über zukünftig zu erwartende Netzsituationen. Für die Ableitung des MBL und schließlich des Netzreservebedarfs sind weitere Einflussfaktoren zu berücksichtigen. Dies erfolgt im Rahmen von Detailanalysen für deren Durchführung zunächst relevante Netzsituationen bzw. Netznutzungsfälle auszuwählen sind.

Geographisch bezieht sich der MBL auf den Bereich Ost-Österreichs und ggf. unmittelbar angrenzende Regionen im östlichen Ausland (siehe auch Bild 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, wobei sich für das Betrachtungsjahr 2023 nur Situationen mit Nord-Süd-Engpässen als relevant herausgestellt haben. Bei der Auswahl der kritischen Situationen ist auch zu berücksichtigen, wieviel Engpass-reduzierende thermische Erzeugungsleistung in Österreich gemäß den Ergebnissen der Marktsimulation bereits einspeist. Würden diese Kraftwerke nicht einspeisen, insbesondere aufgrund beabsichtigter temporärer oder endgültiger Stilllegungen, so würde sich die Engpasssituation entsprechend verschärfen und sich der Redispatchbedarf erhöhen.

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

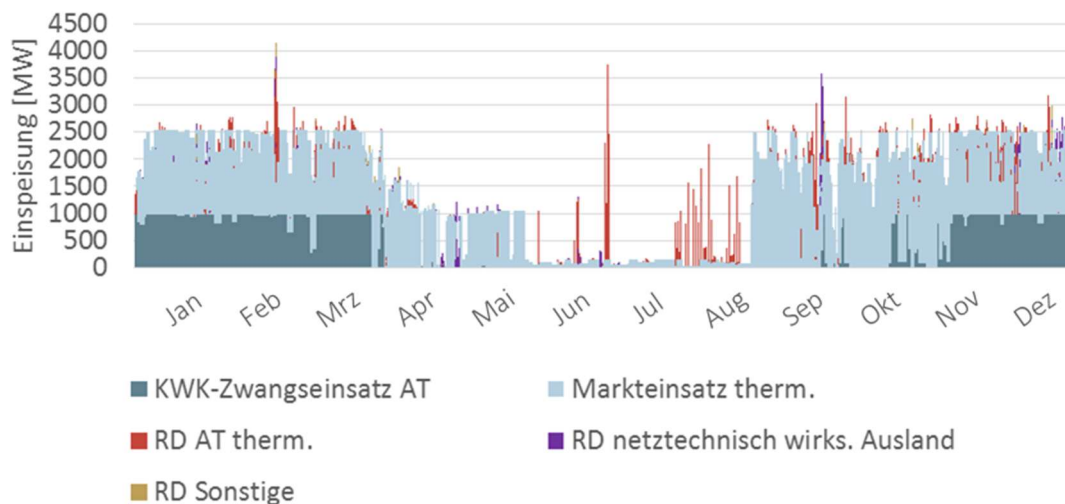


Bild 5.4 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und von RD-Kraftwerken im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes

Bild 5.4 zeigt den Einsatz der Kraftwerke im Jahreslauf nach dem Schritt der Redispatch-Simulation als Teil der Jahressimulation im Basislauf. Auffällig 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 relativ hohen marktbasierter Einsatzes österreichischer Kraftwerke treten in der Simulation weiterhin Situationen auf, in denen Leitungsüberlastungen nur durch den Abruf zusätzlicher positiver Redispatch Leistung²⁹ 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 dem Jahreslauf gefiltert in denen trotz hoher Einspeisung in Ost-Österreich (und deren entlastender Wirkung auf Netzengpässe) kritische Auslastungen auf engpassbehafteten Leitungen in der West-Ost- bzw. Nord-Süd-Lastflussrichtung auftreten. Dieses Filterkriterium umfasst grundsätzlich die Leitungen³⁰:

- 220 kV Grenzleitungen Deutschland - St. Peter: nach Altheim, Simbach und Pleinting
- 220 kV Leitung Salzburg - Tauern
- 220 kV Donauschiene: Hausruck nach Sattledt und Ernthofen
- Westtirol: Transformator 380kV auf 220 kV

²⁹ Im Folgenden wird vereinfachend teils von der Erhöhung von Erzeugungsleistung gesprochen. Die Absenkung des Strombezugs von flexiblen Verbraucher ist ebenso möglich und dementsprechend ebenso umfasst.

³⁰ 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.

- 220 kV Leitung Kempten – Westtirol
- 220 kV Leitung Thaur – Strass

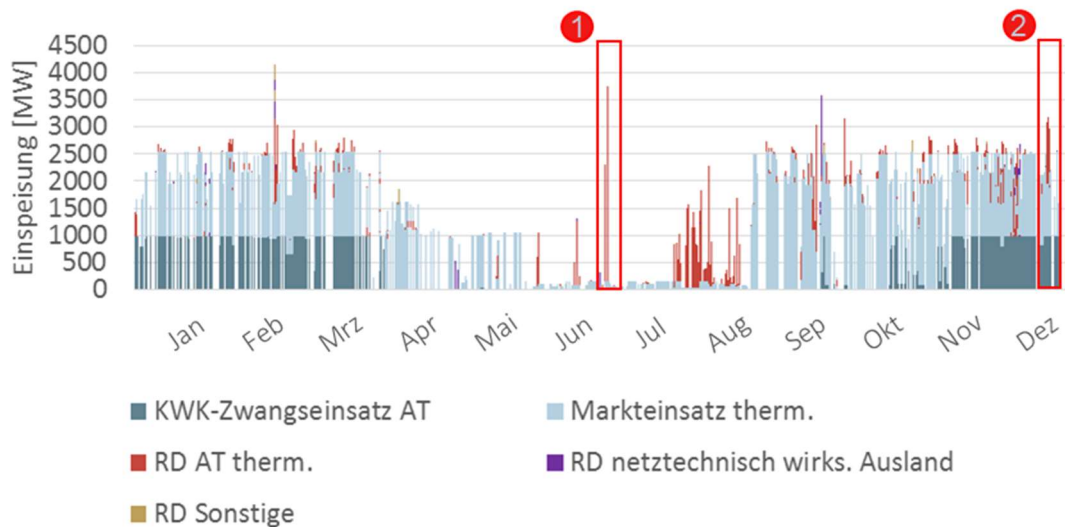


Bild 5.5 Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke und RD-Kraftwerken im netztechnisch wirksamen Bereich des Auslandes mit Filterkriterium

In Bild 5.5 wird der Einsatz österreichischer, thermischer Kraftwerke nach Redispatch dargestellt, sofern zumindest eine der oben genannten Leitungen bzw. Transformator eine (n-1)--Auslastung von mindestens 90 % in der genannten Richtung aufweist. Bei den sich aus der Marktsimulation ergebenden Last-, Einspeise- und Handelssituationen treten potentiell kritische Auslastungen vermehrt im späten Winter / Frühjahr (Februar), Hochsommer (Juli) bzw. Spätsommer (September) und gegen Jahresende (Dezember) auf. Bei der Untersuchung potentiell kritischer Situationen wurden verschiedene Netznutzungsfälle auf ihren MBL und mögliche Einflussfaktoren untersucht. Dabei zeigte sich, dass in allen Fällen Nord-Süd-Engpässe auf den Kuppelleitungen zu Deutschland dominierend sind. In diesen Voruntersuchungen haben sich die in Bild 5.5 durch Kästen gekennzeichneten Situationen als maßgeblich für den Netzreservebedarf herausgestellt³¹ und wurden einer detaillierteren Analyse unterzogen, die nachfolgend dargestellt wird.

In den Abschnitten 5.3.1 und 5.3.2 erfolgt zunächst eine detaillierte Beschreibung der Situationen. Die Ergebnisse der Detailanalysen unter Berücksichtigung der oben erläuterten Einflussfaktoren werden im Anschluss daran dargestellt. Hieraus wird sodann der MBL abgeleitet.

³¹ Die Fälle im Frühjahr und Spätsommer weisen vglw. hohe marktbedingte Pumpeinsätze in Österreich auf. Deren vorrangige Zurrücknahme kann den sonstigen Redispatchbedarf soweit senken, dass diese Fälle als nicht bedarfsdimensionierend für die Netzreserve klassifiziert werden konnten.

5.3.1 Ausgewählter Sommerfall

In Bild 5.6 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.

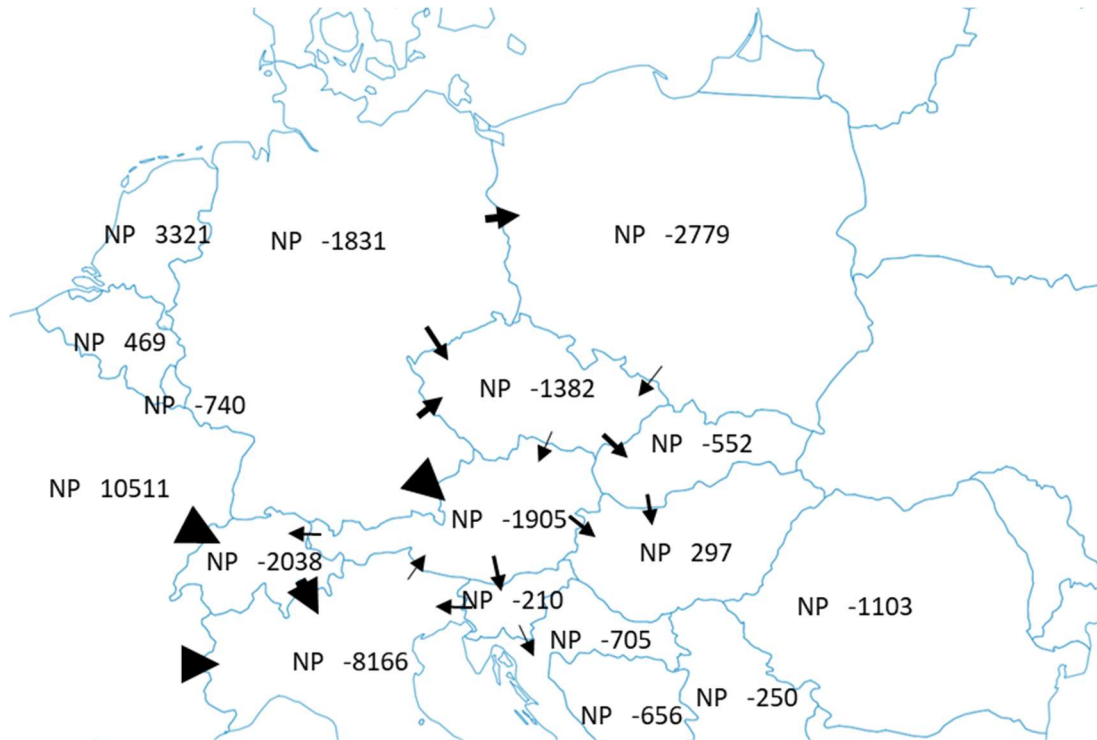


Bild 5.6 Nettopositionen und physikalischen Flüsse vor Redispatch im Sommerfall

Im ausgewählten Sommerfall weist Österreich im Basislauf einen negativen Saldo – d.h. Import – von ca. 1,9 GW auf. Der Import Österreichs ist im Vergleich zu anderen Importsituationen auf mittlerem Niveau, obwohl die Last in dieser Situation bei ca. 70% der Jahreshöchstlast und die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken mit 150 MW sehr niedrig ist. Gleichzeitig ist aber die Erzeugung aus PV-Anlagen (2 GW, d. h. 70% der maximalen Einspeisung) sowie aus Schwell- und Laufkraftwerken mit ca. 3 GW vergleichsweise hoch. In Deutschland ist ebenfalls eine sehr hohe PV-Einspeisung von ca. 38 GW, bzw. 90% der maximal eingespeisten Leistung vorhanden.

Auf europäischer Ebene zeigt sich ein hoher Export von Frankreich und den Niederlanden. Italien, Schweiz, Polen, Tschechien und Südosteuropa importieren in der Mehrzahl; insbesondere Italien (-8,1 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 5.7 zeigt für den Sommerfall die (n-1)-Auslastungen der Leitungen vor Redispatch. Es ist zu erkennen, dass die Leitungen bei St. Peter und die Leitungen auf der Donauschiene in Nord-Süd-Richtung bzw. West-Ost-Richtung engpassbehaftet, bzw. hoch ausgelastet sind. Die Überlastungen belaufen sich auf bis zu 167%.



Bild 5.7 (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und durchgeführte Redispatchmaßnahmen im Sommerfall

Die rechte Grafik in Bild 5.7 stellt den Redispatcheinsatz zur Beseitigung der vorliegenden Engpässe dar. Es werden Kraftwerke im Osten von Österreich hochgefahren. Aufgrund der geografischen Lage der Kraftwerke und der vorliegenden Engpässe wird der positive Redispatch nahezu vollständig von thermischen Kraftwerken im Osten erbracht. Für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit ist ein Redispatcheinsatz im Osten Österreichs in Höhe von 3.595 MW erforderlich. Zusammen mit dem marktbasieren thermischen Kraftwerkseinsatz in Höhe von 150 MW ergibt sich somit für den Basisfall Sommer ein Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung in Österreich in Höhe von 3.745 MW, um eine sichere und zuverlässige Versorgung zu gewährleisten (s. Tabelle 5.1).

Flexible Leistung	Einsatz [MW]
Markt AT (therm. KW)	150
pos. RD AT (therm. KW)	3.595
pos. RD nahe Grenzregion	0
Summe Einsatz flexible Leistung	3.745

Tabelle 5.1: Markt- und redispatchbedingter Einsatz von Kraftwerken im Osten im Sommerfall

5.3.2 Ausgewählter Winterfall

In Bild 5.8 sind die Nettopositionen der Länder und die physikalischen Flüsse vor Redispatch für den Winterfall dargestellt. Im Vergleich zum Sommerfall weist AT einen höheren Import in Höhe von rund 3,4 GW auf. Das ist unter anderem auf die geringe Einspeisung der dargebotsabhängigen EE-Erzeugung in Österreich zurückzuführen. Deutschland importiert, ebenfalls aufgrund geringer EE-Erzeugung, in dieser Situation knapp 4,7 GW. Gleichzeitig exportieren die Niederlande (3,5 GW) und Frankreich (11,3 GW) viel elektrische Energie, sodass ein hoher Leistungsfluss über Deutschland nach Österreich entsteht. Die Importe von Schweiz und Italien werden zu einem wesentlichen Teil durch Exporte aus Frankreich gedeckt. Die östlichen und südlichen Anrainerstaaten von AT sind ebenfalls Importeure. Auf europäischer Ebene ist insgesamt ein vorwiegend West-Ost gerichteter Fluss zu beobachten.

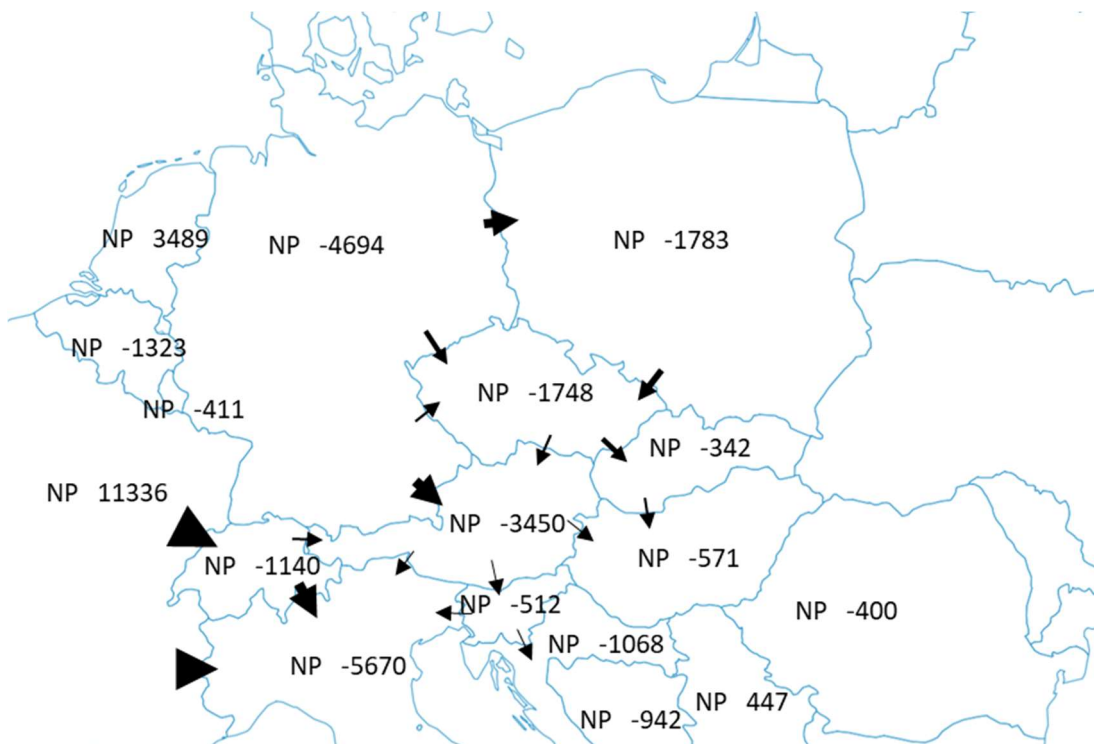


Bild 5.8 Nettopositionen und physikalischen Flüsse vor Redispatch im Winterfall

Analog zum oben vorgestellten Sommerfall zeigt Bild 5.9 die (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und den erforderlichen Redispatcheinsatz für den Winterfall. Es ist zu erkennen, dass die Kuppelleitungen zwischen Österreich und Deutschland im Raum St. Peter im (n-1)-Fall Überlastungen aufweisen; diese betragen bis zu 121%.

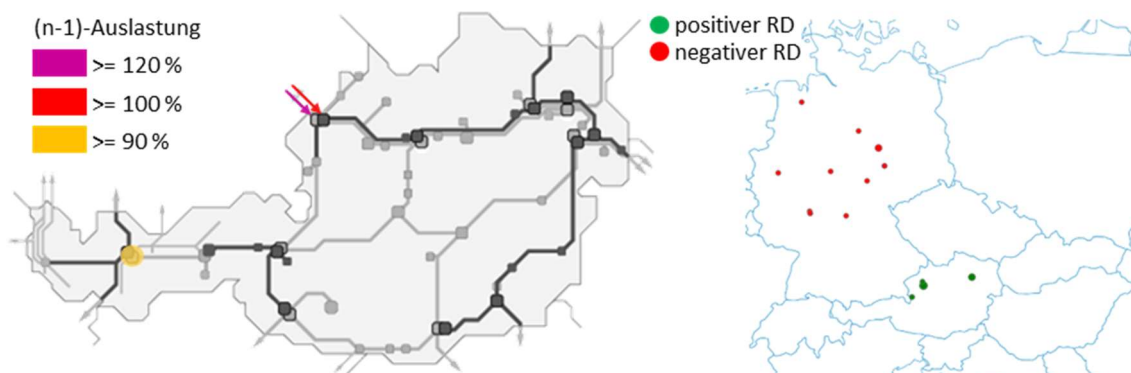


Bild 5.9 (n-1)-Leitungsauslastungen vor Redispatch und durchgeführte Redispatchmaßnahmen im Winterfall

Zur Beseitigung dieser Engpässe ist in Österreich ein positiver Redispatch in Höhe von 715 MW erforderlich. Davon kommt der überwiegende Anteil aus thermischen Kraftwerken (675 MW)

und nur ein kleiner Redispatchbeitrag in Höhe von rd. 40 MW wird von hydraulischen Kraftwerken geleistet³². Dies ist auf die geografisch günstigere Lage der thermischen Kraftwerke und damit auf die Wirksamkeit dieser Kraftwerke auf den Engpass an den AT-DE Kuppelleitungen im Raum St. Peter zurückzuführen. Zusammen mit dem marktbasierten Einsatz thermischer Kraftwerke in Höhe von 2,5 GW beträgt der Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung im Basisfall der Jahressimulation 3.175 MW, um die Netzsicherheit zu gewährleisten (siehe Tabelle 5.2).

Flexible Leistung	Einsatz [MW]
Markt AT (therm. KW)	2.500
pos. RD AT (therm. KW)	675
pos. RD nahe Grenzregion	0
Summe Einsatz flexible Leistung	3.175

Tabelle 5.2: Markt- und redispatchbedingter Einsatz von Kraftwerken in AT im Winterfall

³² In den Detailanalysen (siehe 5.4) wird untersucht, ob ein Teil des thermischen Redispatch durch hydraulischen Redispatch ersetzt werden kann.

5.4 Ergebnisse der Detailanalysen und Feststellung des vorläufigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (M_{BL})

Für die Ableitung des Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (M_{BL}) ist die Betrachtung von Detailanalysen entsprechend 5.1 für die ausgewählten Fälle aus dem Jahreslauf erforderlich. Die Ergebnisse dieser Analysen sind im Folgenden sowohl für den oben beschriebenen Sommer- wie auch den Winterfall beschrieben. Der Abschnitt schließt mit einer zusammenfassenden Darstellung der Detailanalysen für beide Fälle.

5.4.1 Detailanalysen – Sommerfall

Für die Detailanalysen ist unter Berücksichtigung der konkret ausgewählten Situationen zunächst festzulegen, welche der oben beschriebenen grundsätzlich relevanten Einflussfaktoren einzubeziehen sind.

Die Charakteristika des als potentiell auslegungsrelevant identifizierten Sommerfalls sind in Bild 5.10 zusammengefasst. Er ist gekennzeichnet durch Nord- Süd bzw. West-Ost-Überlastungen auf österreichischen Leitungen, insbesondere auf den Kuppelleitungen bei St. Peter und der Leitung von Aschach nach Hausruck. Weitere hohe Belastungen treten zudem auf den 220-kV-Leitungszügen der Donauschiene, Bisamberg – Wien Südost und Weißenbach - Hessenberg auf. Zur Behebung der Überlastungen ist positiver Redispatch im Osten Österreichs erforderlich. Der äquivalente negative Redispatch zum Bilanzausgleich erfolgt in der nördlichen Hälfte Deutschlands. In Summe ist der Einsatz von 3.745 MW flexibler Leistung in einer netztechnisch geeigneten Region erforderlich, um unter den Basisannahmen des Jahreslaufs einen sicheren Netzzustand zu gewährleisten.



Flexible Leistung	Einsatz [MW]
Markt AT (therm. KW)	150
pos. RD AT (therm. KW)	3.595
pos. RD nahe Grenzregion	0
Summe Einsatz flexible Leistung	3.745

Bild 5.10 Zusammenfassung des Sommerfalls (Jahressimulation)

Nachfolgende Tabelle 5.3 zeigt und begründet, welche der in Abschnitt 5.1 hergeleiteten Einflussfaktoren für den M_{BL} im Sommerfall grundsätzlich relevant sind und damit untersucht werden müssen.

Einflussfaktor	Relevanz	Begründung
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	ja	Ein Einfluss durch die Freischaltung der repräsentativ ausgewählten Leitung Slavetice-Dasny ist zu erwarten, wobei auch Rückwirkungen auf die FB-Domain und damit das Marktergebnis zu betrachten sind.
Vorrangige Absenkung von marktbedingtem Pumpeinsatz	nein	In dieser Situation liegt kein marktbedingter Pumpeinsatz vor.
Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	ja	Ein verstärkter hydraulischer Kraftwerkseinsatz kann den thermischen Kraftwerkseinsatz zum Teil substituieren.
Absenkung von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe unter Berücksichtigung einer veränderten Allokation	ja	Eine PV-Absenkung in Grenznähe ist eine wirksame bedarfsreduzierende Maßnahme und daher im Sommerfall relevant. Eine gegenüber der im Jahreslauf angenommenen Verteilung veränderte Allokation der PV-Erzeugung ist gemäß aktueller Betriebserfahrung jederzeit möglich und wurde in dieser Untersuchung mitberücksichtigt.
Einsatz marktbasierter verfügbarer ausländischer Kraftwerke im östlichen Ausland	ja	Ausländische Kraftwerke können [REDACTED] eingesetzt werden. [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]

Tabelle 5.3 Festlegung der für den Sommerfall relevanten Einflussfaktoren für die Detailanalysen

Fall / Einflussfaktor	MbL bzw. Delta MbL [MW]	Erläuterung
Basisfall (Jahressimulation)	3.745	
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	+280	Die Freischaltung der Leitung Slavetice-Dasny mit entsprechender Anpassung der FB-Domain und Neuberechnung der Marktsimulation zeigt aufgrund der geänderten Marktsituationen einen erhöhten Redispatchbedarf.
Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	-750	Die Substitution von thermischen Kraftwerken durch hydraulische Kraftwerke führt zu einer Reduzierung des thermischen Kraftwerkseinsatzes.
Absenkung und veränderte Allokation von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe	-130	Die Absenkung und veränderte Allokation der grenznahen PV-Einspeisung bei St. Peter führt zu einer Minderung des Redispatchbedarfs
Einsatz marktbasierend verfügbarer ausländischer Kraftwerke im östlichen Ausland	-110	
Vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	3.035	

Tabelle 5.4 Ergebnisse der Detailanalysen für den Sommerfall und resultierender vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (vorläufiger MbL)

Die quantitativen Ergebnisse der Detailanalysen sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Ausgehend vom MbL auf Basis der Jahressimulation, werden die sich aus den relevanten Einflussfaktoren gemäß Tabelle 5.3 ergebenden zusätzlichen bzw. verringerten Bedarfsmengen dargestellt.

Der festgestellte vorläufige MbL für den Sommerfall in Höhe von 3.035 MW geht als Eingangsgröße für die Ableitung des Netzreservebedarfs in Abschnitt 6 ein.

5.4.2 Detailanalysen – Winterfall

Für die Detailanalysen ist unter Berücksichtigung der konkret ausgewählten Situationen zunächst festzulegen, welche der in Kapitel 5.1 beschriebenen grundsätzlich relevanten Einflussfaktoren einzubeziehen sind.

Die Charakteristika des als potentiell auslegungsrelevant identifizierten Winterfalls sind in Bild 5.11 zusammengefasst. Er ist gekennzeichnet durch Überlastungen auf den deutsch-österreichischen Kuppelleitungen im Raum St. Peter. Zur Behebung der Überlastungen ist zusätzlich zum bereits marktbasierend erfolgten Einsatz thermischer Kraftwerke positive Redispatch-Leistung im Osten Österreichs erforderlich. In Summe ist der Einsatz von rd. 3.175 MW an flexibler Leistung in einer netztechnisch geeigneten Region erforderlich, um unter den Basisannahmen des Jahreslaufs einen sicheren Netzzustand zu gewährleisten.

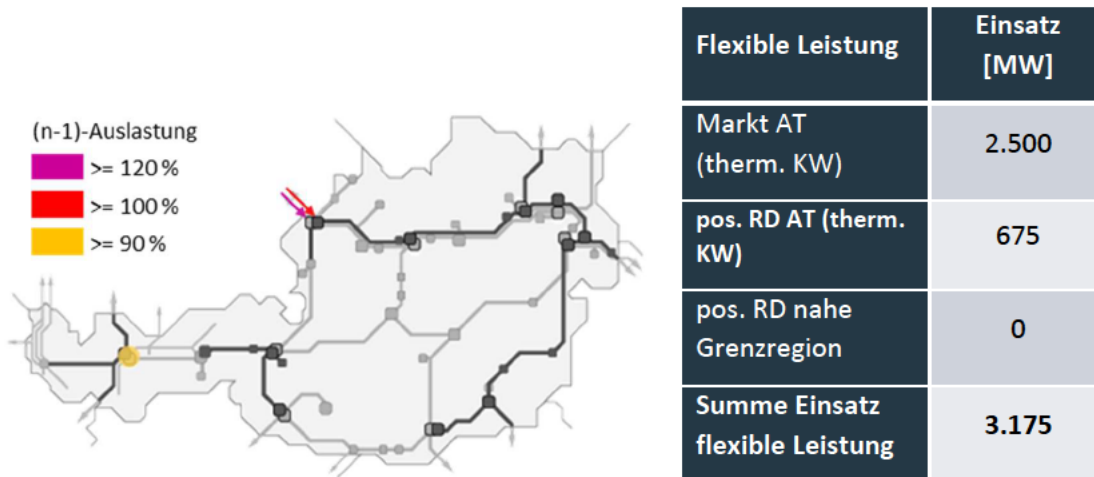


Bild 5.11 Zusammenfassung des Winterfall (Basisfall)

Nachfolgende Tabelle 5.5 zeigt und begründet, welche der in Abschnitt 5.1 hergeleiteten Einflussfaktoren für den MbL, im Winterfall grundsätzlich relevant sind und damit im Rahmen der Detailanalyse untersucht werden müssen.

Einflussfaktor	Relevanz	Begründung
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	ja	Ein Einfluss ist zu erwarten, wobei auch Rückwirkungen auf FB-Domain und damit das Marktergebnis zu betrachten sind.
Vorrangige Absenkung von marktbedingtem Pumpeinsatz	nein	In dieser Situation liegt kein marktbedingter Pumpeinsatz vor.
Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	ja	Eine bedarfsmindernde Wirkung ist möglich und daher zu bewerten.
Absenkung und veränderte Allokation von deutscher PV-Erzeugung in Grenznähe	nein	In dieser Situation (Winter-Morgen-Stunde) liegt keine relevante PV-Erzeugung vor.
Einsatz marktbasierter verfügbarer ausländischer Kraftwerke im östlichen Ausland	ja	Ausländische Kraftwerke können [redacted] eingesetzt werden [redacted]

Tabelle 5.5 Festlegung der für den Winterfall relevanten Einflussfaktoren für die Detailanalysen

Die quantitativen Ergebnisse der Detailanalysen sind in Tabelle 5.6 zusammengefasst. Ausgehend vom MbL im Basisfall werden die sich aus den relevanten Einflussfaktoren gemäß 5.1 ergebenden zusätzlichen bzw. verringerten Bedarfsmengen dargestellt.

Fall / Einflussfaktor	MbL bzw. Delta MbL [MW]	Erläuterung
Basisfall (Jahressimulation)	3.175	
Freischaltung in Netzgebieten ausländischer ÜNB	+ 165	Bei Freischaltung der Leitung Slavetice-Dasny erhöht sich unter Berücksichtigung der Rückwirkungen auf das Marktergebnis der MbL.
Verstärkter Einsatz von hydraulischen Kraftwerken	- 255	Das Ergebnis der Netzanalyse bei Substitution von thermischen Kraftwerken durch hydraulische Kraftwerke entsprechend oben erläuterten Vorgehen zeigt ein Substitutionspotential.
Einsatz marktbasierter verfügbarer ausländischer Kraftwerke (östliche Nachbarn)	- 110	
Vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	2.975	

Tabelle 5.6 Ergebnisse der Detailanalysen für den Winterfall und resultierender vorläufiger Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (vorläufiger MbL)

Der festgestellte vorläufige MbL für den Winterfall in Höhe von 2.975 MW geht zusammen mit jenem für den Sommerfall als Eingangsgrößen für die Ableitung des Netzreservebedarfs im Abschnitt 6 ein.

5.5 Berücksichtigung einer reduzierten Langfristkapazität an der Grenze Österreich-Deutschland

Die Analysen der Basisvariante haben gezeigt, dass aufgrund hoher West-Ost-Transitflüsse durch Europa kritische Netzbelastungen und folglich ein sehr hoher Redispatchbedarf auftritt. Daher wurde für den Kontrahierungszeitraum auch eine Variante mit einer geringeren Langfristkapazität DE-AT anstelle von 4,9 GW³³) simuliert und darauf aufbauend die weiteren Netzberechnungen erneut durchgeführt.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

³³ [Redacted footnote text]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

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 6.1.1) 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 6.1.2 unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 ElWOG 2010.

6.1.1 Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung für den Betrachtungszeitraum Q4 2022 bis Q3 2024

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 Saisonen, als auch die temperaturabhängige Charakteristik der Kraftwerke heranzuziehen. Für die Sommersaison, in denen mit Temperaturen bis zu 40° 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-Anlagen) 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. 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/365) errechnen, der die mittlere Verfügbarkeit der vorhandenen Leistung darstellt. Das setzt eine gleichmäßige Verteilung aller Nichtverfügbarkeiten über den Zeitraum eines Jahres, bzw. Halbjahres voraus. Davon ausgehend errechnet sich der Mindestbedarf an verfügbarer 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 könnte. Zusätzlich wird 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. Für die Kontrahierungsperiode Q4 2022-Q3 2023 wird hier auch die Variante mit reduzierter Langfristkapazität DE-AT [REDACTED] dargestellt:

Q4 2022 – Q3 2023	<i>Ergebnisse bei einer Langfristkapazität DE-AT von 4,9 GW für Winter und Sommer</i>		[REDACTED]
[MW]	Winter 2022/23	Sommer 2023	[REDACTED]
Vorläufiger MbL	2.975	3.035	[REDACTED]
Korrektur auf Leistung bei 20°C	0	335	[REDACTED]
Berücksichtigung von revisionsbedingten Nichtverfügbarkeiten	620	620	[REDACTED]
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)	3.595	3.990	[REDACTED]

Tabelle 6.1 Ableitung des endgültigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL) des Zeitraums Q4 2022 – Q3 2023

Q4 2023 – Q3 2024	[REDACTED]
[MW]	[REDACTED]
Vorläufiger MbL	[REDACTED]
Korrektur auf Leistung bei 20°C	[REDACTED]
Berücksichtigung von revisionsbedingten Nichtverfügbarkeiten	[REDACTED]
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL)	[REDACTED]

Tabelle 6.2 Ableitung des endgültigen Mindestbedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung (MbL) des Zeitraums Q4 2023 – Q3 2024

6.1.2 Netzreservebedarf in Abhängigkeit der Stilllegungsanzeigen

Der Netzreservebedarf, d. h. die konkrete im Rahmen der gemäß § 23b EIWOG 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 EIWOG 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 (M_{BL}) mit geeigneter geographischer Lage, der erforderlich ist, um Netzengpässe im Verantwortungsbereich der APG sicher und ausreichend zu entlasten

Prinzipdarstellung

Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs

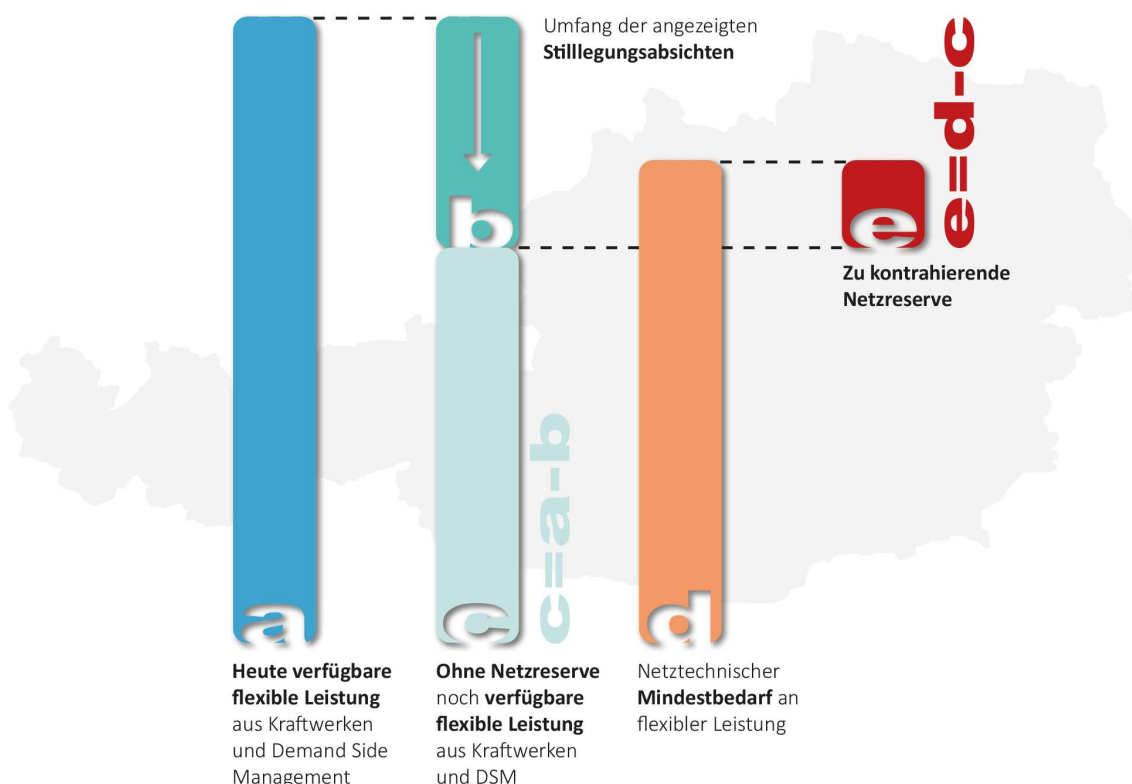


Bild 6.1 Prinzipdarstellung zur Ableitung des notwendigen Netzreservebedarfs aus dem ermittelten Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung (M_{BL})

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 EIWOG 2010 verpflichtend anzuzeigenden, beabsichtigten Stilllegungen (b) lässt sich durch



Differenzbetrachtung diejenige Leistung ermitteln, die marktbasierend (ohne Netzreserve), als sicher verfügbares Redispatchpotential angesetzt werden kann (c). Diesem wird dann der ermittelte netztechnische Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung MBL (d) gegenübergestellt. Ist dieser größer als das marktbasierend verfügbare Potential (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 marktbasierend 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).

Q4 2022 – Q3 2023	Ergebnisse bei einer Langfristkapazität DE-AT von 4,9 GW für Winter und Sommer		
[MW]	Winter 2022/23	Sommer 2023	
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	3.595	3.990	
Leistung der Stilllegungsanzeigen ³⁷	1.255	3.565	
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	2.900	590	
Netzreservebedarf	695	3.400	

Tabelle 6.3 Ableitung des Netzreservebedarfs des Zeitraums Q4 2022 – Q3 2023 unter Berücksichtigung der Stilllegungsanzeigen

³⁷ Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war.

Q4 2023 – Q3 2024	[REDACTED]	
[MW]	[REDACTED]	[REDACTED]
Mindestbedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung	[REDACTED]	
Leistung der Stilllegungsanzeigen ³⁸	[REDACTED]	
Verfügbare flexible Leistung abzgl. der Stilllegungsanzeigen	[REDACTED]	
Netzreservebedarf	[REDACTED]	

Tabelle 6.4 Ableitung des Netzreservebedarfs des Zeitraums Q4 2023 – Q3 2024 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. Im Rahmen der nächsten Systemanalyse ist der Netzreservebedarf für den Winter 2023/24 und Sommer 2024 unter Zugrundelegung der dann vorliegenden Stilllegungsmeldungen erneut zu evaluieren.

Der festgestellte Netzreservebedarf ist gemäß den Vorgaben von §23b EIWOG 2010 zu beschaffen, um den sicheren Netzbetrieb in Österreich zu gewährleisten. Die Entscheidung über die zu beschaffende Leistung für die Kontrahierungsperiode Q4 2022 bis Q3 2023 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 EIWOG 2010 und gegebenenfalls ergänzenden Analysen bis zum Aufruf zur Interessensbekundung getroffen.

³⁸ Summiert wurden alle Stilllegungsanzeigen von Kraftwerken innerhalb des netztechnisch wirksamen Bereichs für Netzreserve, deren Betriebsbereitschaft zum Erstellungszeitpunkt der Systemanalyse noch gegeben war.

ANHANG

Ausführliche Modellbeschreibungen und Annahmen

Modellbeschreibung Marktsimulation

Das im Zuge der Bestimmung des Netzreservebedarfs verwendete Marktsimulationsverfahren beruht auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handloptimierung 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
- Stündliche Zeitreihen der Nachfrage nach elektrischer Energie
- Bereitstellende 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 Anfahrtskosten bzw. vermiedenen Anfahrten die Gebotspreise der Erzeugungsanlagen nachgebildet werden. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht das gewählte Vorgehen.

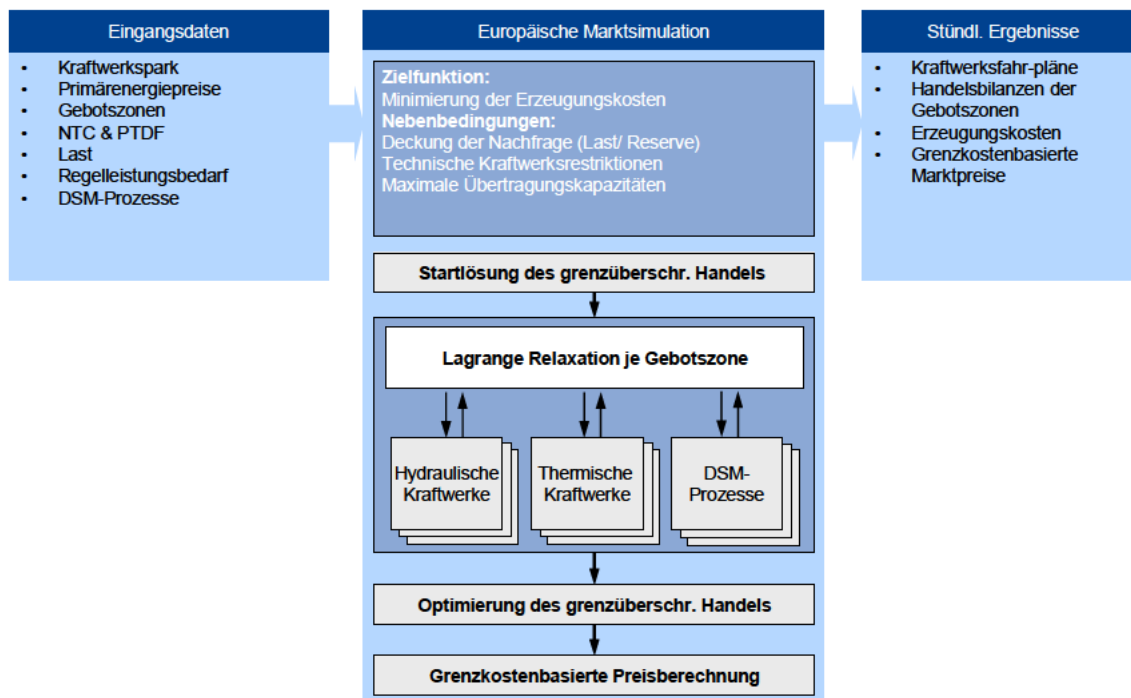


Abbildung 6-1: Verfahrensablauf der Marktsimulation

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

Flow-Based Domain Bestimmung

Die wesentlichen Schritte der Bestimmung der Flow-Based Domain sind in Bild 6.2 dargestellt. Zunächst werden auf Basis der NTC-Marktsimulation alle potentiellen 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 potentiellen 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 im Anschluss als External Constraints in die Flow-Based Domain aufgenommen. Abschließend muss auf Basis der aktuellen Flow-Based Domain bestimmt werden, ob langfristig allokierte Handelskontrakte (LTAs) abgebildet werden können. Ist dies nicht der Fall, werden die RAMs der hierfür begrenzenden CNECs in der Flow-Based-Domain erhöht bis alle LTAs eingehalten werden können.

Die so ermittelte Flow-Based Domain geht in die Flow-Based Marktsimulation ein.

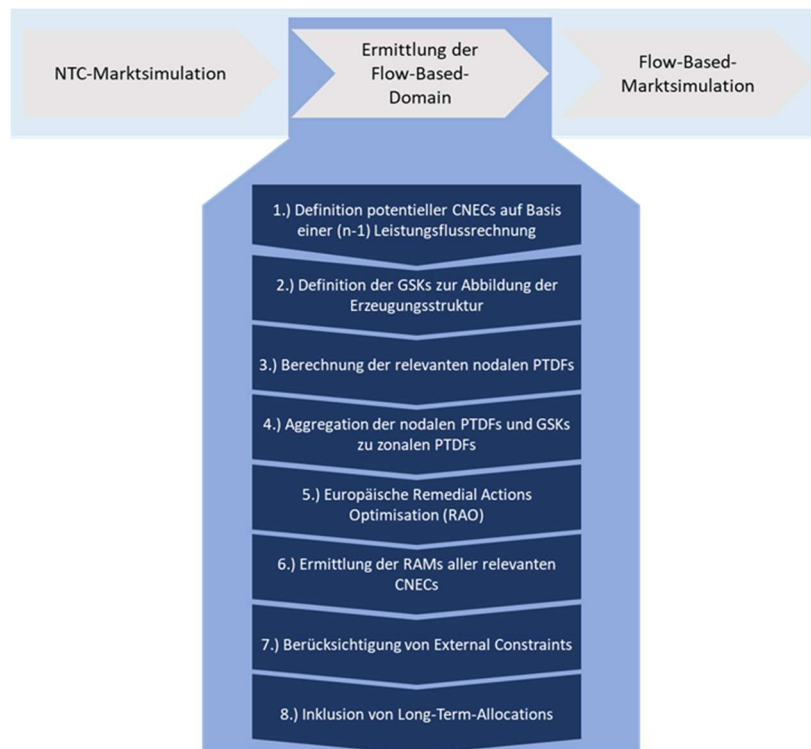


Bild 6.2 Ablauf der Flow-Based Domain Ermittlung

Modellierte Installierte Kraftwerksleistungen in Österreich und Anrainerstaaten 2023

[GW]	AT	BE	CH	CZ	DE	FR	HU	NL	PL	SI	SK
Kernkraftwerke	0,0	3,9	2,9	4,1	0,0	61,8	1,9	0,5	0,0	0,7	2,7
Braunkohle- kraftwerke	0,0	0,0	0,0	5,3	15,2	0,0	0,8	0,0	7,5	1,0	0,1
Steinkohle- kraftwerke	0,0	0,0	0,0	0,4	12,3	0,0	0,0	2,7	15,0	0,0	0,5
Gaskraftwerke	4,0	5,3	0,0	1,3	21,5	7,0	2,2	13,8	2,0	0,4	0,7
Ölkraftwerke	0,0	1,4	0,8	1,7	12,1	8,8	0,6	4,4	6,6	0,2	0,2
Wind	4,5	5,4	0,2	0,5	75,3	24,0	0,3	8,9	7,5	0,0	0,1
Solar	4,4	6,1	3,4	2,5	64,3	18,6	3,7	8,9	3,1	0,6	0,7
Biomasse	0,6	0,8	0,8	0,8	8,9	3,8	0,4	1,2	1,2	0,0	0,3
Laufwasser- kraftwerke	5,7	0,1	4,1	0,4	4,0	13,6	0,1	0,0	0,5	1,1	1,5
Hydraulik Turbi- nen	6,3	1,4	12,1	1,9	9,4	11,9	0,0	0,0	1,7	0,2	0,9
Elektrolyseure	0,032	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Thermische Kraftwerksliste AT 2023/24

Zuordnung von Kraftwerke 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
Donaustadt	Gaskraftwerk	Nein
FHKW Wels	Gaskraftwerk	Nein
Mellach 380 kV	Gaskraftwerk	Nein

Angenommene maximale am Markt verfügbare Leistung thermischer Kraftwerke in Österreich (Simulationsjahr 2023 und 2024)

[MW]	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Leistung	2550	2550	2550	2550	1170	150	150	150	2550	2550	2550	2550

Annahmen zu Primärenergiepreisen

Primärenergie-träger	Preis 2023	Preis 2024	Quelle	Einheit
Kernenergie	1,4	1,4	IAEW Datenbank	[€/MWh_th]
Braunkohle	1,5	1,5	IAEW Datenbank	[€/MWh_th]
Steinkohle	9,1	9,0	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
Erdgas	18,1	17,0	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
Öl	31,3	30,3	Futurepreise EEX	[€/MWh_th]
CO ₂	53,3	54,2	Future Price Mai 2021	[€/t CO ₂]

Berücksichtigte Netzausbauprojekte

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetrieb- nahme
UW Tauern: Dritter 380/220-kV-Umspanner	AT	NEP 2019: 18-1	2019
220-kV-Leitung St. Peter - Hausruck - Ernsthofen: Ge- neralerneuerung	AT	NEP 2020: 14-2	2020

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetriebnahme
110-kV-Leitung Steinach - Staatsgrenze (Prati di Vizze / IT)	AT	NEP 2021: 14-1	2021
UW Lienz: 3. 380/220-kV-Umspanner	AT	NEP 2021: 15-3	2021
Weinviertelleitung / Netzraum Weinviertel	AT	NEP 2021: 11-8	2022
Umsetzung Thermal Rating bei APG gemäß NEP 4.3.3	AT	-	2020 - 2022
Internal Belgian Backbone West: HTLS upgrade Horta-Mercator	BE	236 - 608	2019
Belgium-Netherlands: Zandvliet-Rilland	BE, NL	262 - 1257	2022
BRABO II + III	BE	297 – 445, 605	2020
CSE4: Maritsa East 1 (BG) Burgas (BG)	BG	142 - 262	2021
Swiss Roof I: Pradella - LaPunt	CH	264 - 1284	2021
ALEGrO	DE, BE	92 - 146	2020
N-S Western DE_section North_1	DE	208 -150	2020
N-S Western DE_section North_1	DE	208 -151	2021
380-kV-grid enhancement between Area Güstrow and Wolmirstedt	DE	240 -1460	2021
DKW-DE, step 3	DK, DE	39 - 144	2020
COBRA cable	DK, NL	71 - 427	2019
Italy-France	FR, IT	21 - 55	2019
FR-BE: Avelin/Mastaing-Avelgem-Horta HTLS	FR, BE	23 - 60	2021
IFA2	FR, GB	25 - 62	2020

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetriebnahme
Italy-Montenegro	IT, ME	28 - 70	2019
Central Southern Italy	IT	127 - 86	2022
GerPol Power Bridge I	PL	230 -353	2021
Reinforcements Ring NL phase I	NL	103 - 1560	2018
Reinforcements Ring NL phase I	NL	103 -1488	2020
Upgrade Meeden - Diele	NL, DE	245 - 1246	2019
Norway - Germany, NordLink	NO, DE	37 - 142	2020
Transbalkan Corridor	RS, ME	227 - 1526	2019
Transbalkan Corridor	RS	227 - 1527	2020
Slovenia-Hungary/Croatia interconnection	SI, HU, HR	320 - 1558	2021
New SK-HU intercon. - phase 1	SK	48 - 1500	2020
Thames Estuary Cluster (NEMO-Link)	UK, BE	74 - 443	2019
Eleclink	UK, FR	172 - 1487	2019
PSTs Aubange-Moulaine	FR, BE	173 - 1281	2021
GerPol Power Bridge I Baczyna - Plewiska	PL	230 - 353	2022
Dollern - Stade	DE	1043 - 1685	2021
RES in north of Portugal: V.Minho -R.Pena-Feira	PT	1 - 4	2022
GerPol Improvements: PST Vierraden	DE	94 - 1493	2021

Projekt	Land	TYNDP 2018 / NEP Projekt ID	Geplante Inbetrieb- nahme
GerPol Power Bridge I Baczya - Plewiska	PL	230 - 1232	2022
Swiss Ellipse I: Chamoson - Chippis	CH	266 - 1734	2022
ZuidWest380 West	NL	1063 - 1731	2022
Reinforcements Ring NL phase I Krimpen - Geertruidenberg	NL	103 - 1539	2023
Black Sea Corridor: 400kV OHL Cernavoda-Stalpu	RO	138 - 273	2021
CSE4: 400kV OHL interconnection BG-GR	BG, GR	142 - 256	2023
Viking DKW-GB - 2 x 700 MW HGÜ	DK, GB	167 - 998	2023
DKW-DE Westcoast: Klixbuell - Endrup	DK, DE	183 - 1018	2023
Reinforcement Northwestern DE: Conneforde - Emden	DE	207 - 939	2023
N-S Western DE_section North_1 Niederrhein - Dörpen	DE	208 -156	2023
Prati (IT) – Steinach (AT)	IT, AT	336 - 1556	2023
NoordWest380 NL: Eemshaven - Vierverlaten	NL	348 - 1546	2021
East of Austria Seyring: - Zaya	AT	186 - 886	2022
Lastflusstuernde Elemente "CEP-70", a) St.Peter LF-DR	AT	NEP 2021: 21-1	2023