

Ex-Post-Analyse zum historischen Netzreservebedarf 2025 – 2026

13.08.2026

Inhalt

Abkürzungen	iv
0. Executive Summary	2
0.1. Hintergrund und Ziele der Ex-Post-Analyse	2
0.2. Umfang und Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse.....	2
1. Die Netzreserve: Eine Versicherung der Versorgungssicherheit gestern und heute	4
1.1. Was ist die Netzreserve und warum ist sie notwendig?	4
1.2. Dimensionierung durch die Systemanalyse	5
1.2.1. Ziele der Systemanalyse	5
1.2.2. Methodik der Systemanalyse	6
1.3. Die Ex-Post-Analyse: Rückblick auf das Stromsystem des Vorjahres.....	7
2. Das energiewirtschaftliche Umfeld und seine Bedeutung für die Netzreserve	9
2.1. Der innereuropäische Stromhandel 2025-2026	9
2.2. Verfügbare EE-Erzeugungskapazitäten 2025-2026	11
2.3. Meteorologisches Umfeld 2025-2026	12
3. Der Netzreserve- und Engpassmanagementbedarf	15
3.1. Entwicklung von Engpassmanagementabrufen	15
3.1.1. Höhe des EPM-Bedarfs 2025 und 2025	15
3.1.2. Ursachen für EPM-Abrufe 2025 und 2026	16
3.1.3. Wirksamkeit von EPM-Einsätzen 2025 und 2026	17
3.1.4. Energiemengen, Häufigkeit, und Kosten von EPM-Einsätzen historisch und in der Systemanalyse.....	18
3.2. Netzreservebedarf 2025 – 2026	21
4. Systemkritische Situationen und ihre Lösung – eine Detailbetrachtung	23
4.1. Bedarfsdimensionierende Stunden der Systemanalyse	23
4.2. Historisch systemkritische Stunden 2025-2026.....	25
4.2.1. Einsatz der Netzreserve zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit.....	26
4.2.1.1. Auswahl und Detailanalyse von tatsächlich aufgetretenen systemkritischen Stunden	26
4.2.1.2. Charakteristika der historisch kritischen Stunden	26
4.2.2. Gemeinsamkeiten und Unterschiede historisch relevanter Stunden zu dimensionierenden Stunden der Systemanalyse	27
4.2.2.1. Die Häufigkeit des Auftretens der simulierten Stunden in der Realität	27
4.2.2.2. Vergleich der kritischen Stunden der Historie und der Systemanalyse	28
5. Ex-Post-Analyse der Eingangsannahmen der Systemanalyse	29
5.1. Annahmen zum energiewirtschaftlichen und netztechnischen Szenario	29
5.1.1. Stromgestehungskosten.....	29
5.1.2. Kraftwerkspark.....	29

5.1.3.	Wetterszenario und Lastannahmen	30
5.1.4.	Netzausbau	30
5.2.	Annahmen zu bedarfserhöhenden Faktoren in der Ableitung des Netzreservebedarfs.....	31
6.	Zusammenfassung und Take-Aways	34
6.1.	Zusammenfassung	34
6.2.	Rückwirkungen auf die Systemanalyse 2027	36
I.	Anhang 1: Bedarfsdimensionierende Stunden der Systemanalyse	38
a.	Sommerstunden	38
i.	Systemanalyse 2023 für 2025	38
ii.	Systemanalyse 2024 für 2026	39
b.	Winterstunden	40
i.	Systemanalyse 2023 für 2025	40
ii.	Systemanalyse 2024 für 2026	41
II.	Anhang 2: Historisch systemkritische Stunden 2025-2026	42
a.	Einführung	42
b.	Einsatz der Netzreserve zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit.....	43
i.	Sommer: 26.06.2025, 18:00 Uhr	43
ii.	Sommer: 26.06.2025, 17:00 Uhr	44
iii.	Sommer: 30.06.2025, 19:00 Uhr	46
iv.	Sommer: 01.07.2025, 00:00 Uhr.....	47
v.	Sommer: 01.07.2025, 02:00 Uhr	49
vi.	Winter: 21.01.2025, 13:00 Uhr	51
vii.	Winter: 19.02.2025, 07:00 Uhr	52
viii.	Winter: 23.01.2026, 11:00 Uhr	54
ix.	Winter: 24.01.2026, 13:00 Uhr	55
x.	Winter: 24.03.2026, 11:00 Uhr.....	57
III.	Anhang 3: Gegenüberstellung kritischer Stunden: Historie und Systemanalyse	59
a.	Wodurch entsteht thermischer Redispatch-Bedarf in Österreich?	59
i.	Sommer	59
ii.	Winter	61
b.	Übereinstimmungen und Unterschiede kritischer Stunden aus der Historie und der Systemanalyse	63
i.	Sommer	63
ii.	Winter	64
	Abbildungsverzeichnis.....	65
	Tabellenverzeichnis	68

Abkürzungen

APG	<i>Austrian Power Grid AG</i>
DACF	<i>Day Ahead Congestion Forecast</i>
EIWG	<i>Elektrizitätswirtschaftsgesetz</i>
EPM	<i>Engpassmanagement</i>
ERAA	<i>European Ressource Adequacy Assessment</i>
FBL	<i>Festgestellter Bedarf an flexibler Leistung</i>
minMACZT	<i>Minimum Margin Available for Cross-Zonal Trade</i>
NEP	<i>Netzentwicklungsplan</i>
Netzreserve-VO	<i>Netzreserve-Verordnung</i>
PST	<i>Phasenschiebertransformator</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
SDAC	<i>Single Day Ahead Coupling</i>
SO GL	<i>System Operation Guideline</i>
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
ÜNB	<i>Übertragungsnetzbetreiber</i>

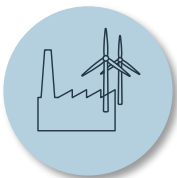
O. Executive Summary

O.1. Hintergrund und Ziele der Ex-Post-Analyse

Die Austrian Power Grid AG (APG) führt als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Regelzonenführer gemäß den gesetzlichen Vorgaben jedes Jahr eine Systemanalyse durch, um den Netzreservebedarf zwei Jahre in der Zukunft abzuleiten. Um die Qualität der Systemanalyse zu sichern, führt APG gemäß § 143 (3) Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG)¹ bzw. gemäß § 7 (2) Netzreserve-Verordnung (Netzreserve-VO)² zusätzlich jährlich eine Ex-Post-Analyse zum historischen Netzreservebedarf des Vorjahres durch. Die Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse sind in der folgenden Systemanalyse als methodische Anpassungen oder in Form von Anpassungen von Annahmen zu berücksichtigen. **Die Ex-Post-Analyse 2026 fokussiert nach §8(3) Netzreserve-VO auf den Zeitraum von 01. Jänner 2025 bis 30. Juni 2026.**

O.2. Umfang und Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse

§ 7 (2) Netzreserve-VO legt den Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse fest, welcher sowohl umfassende Auswertungen zu den vorliegenden Rahmenbedingungen und der Entwicklung von Engpassmanagement-Abrufen beinhaltet als auch die Detailbetrachtung der Notwendigkeit der Netzreserve in Einzelsituationen. Die historischen Ergebnisse werden den Annahmen bzw. Ergebnissen der Systemanalyse gegenübergestellt.



Kapitel 2 behandelt das allgemeine historische energiewirtschaftliche Umfeld 2025 und 2026. **Im Vergleich zum Vorjahr weist das Jahr 2025/2026 eine Häufung von Handelsflüssen von West- nach Südosteuropa auf und ähnelt dem durch die Gaskrise kritischen Jahr 2021/2022.** Die europäische und österreichische Energiewirtschaft ist von einer hohen Volatilität geprägt. **Besonders der Zeitraum von Juli 2025 bis Juni 2026 zeichnet sich durch seine extreme Trockenheit in Österreich aus, die sich in der geringsten Laufwassererzeugung der letzten**

Jahre widerspiegelt. Nach 2024, wo Österreich entgegen dem langjährigen Trend Netto-Stromexporteur war, ist Österreich nunmehr wiederum Netto-Stromimporteur.



Die Entwicklung von Engpassmanagement-Abrufen hinsichtlich des Bedarfs, der Häufigkeit, Wirksamkeit und Ursachen, sowie eine Gegenüberstellung der Kosten und Mengen von Engpassmanagement-Maßnahmen der Historie mit der Systemanalyse sind in Kapitel 3.1 aufgeführt. **Der Bedarf an Engpassmanagement-Abrufen der Jahre 2025 und 2026 ist ähnlich und deckt sich gut mit den jeweiligen Erkenntnissen der Systemanalyse.**

Kapitel 3.2 weist die maximalen saisonalen Netzreserveabrufe 2025 und 2026 aus. **Die Netzreserve wurde 2025 und 2026 ganzjährig zur Engpassvermeidung benötigt. Die Häufigkeit der Abrufe verdoppelte sich im Zeitraum Juli 2025 bis Juni 2026 im Vergleich zum Vorjahr.** Die maximalen Abrufe der Netzreserve im Winter (400 MW in 2024/2025 bzw. 470 MW in 2025/2026) nutzten die kontrahierte Kapazität zur Gänze. Auch im Sommer trafen die höchsten abgerufenen Netzreserveleistungen (730 MW in 2024/2025 bzw. 1190 MW in 2025/2026) die Prognosen der Systemanalyse gut.



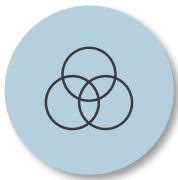
Kapitel 4 widmet sich der detaillierten Betrachtung netztechnisch relevanter Einzelsituationen. §7(2) Netzreserve-VO erfordert eine Gegenüberstellung historisch kritischer Stunden und der bedarfsdimensionierenden Stunden der Systemanalyse. **Die tatsächlich aufgetretenen systemkritischen Stunden ähneln den simulierten Stunden der Systemanalyse stark.** In der Realität treten der Simulation ähnliche Situationen häufig auf. Die Besonderheiten und Unterschiede sind umfassend in Kapiteln 4.2.2 und Anhang 1 und 3 aufgeführt. Je fünf Fälle im Sommer und Winter im Zeitraum Jänner 2025 – Juni 2026 werden umfassend in Absatz

¹ Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (RIS - Elektrizitätswirtschaftsgesetz - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 29.07.2026).

² Verordnung des Vorstandes der E-Control zu den Anzeigepflichten, zum Ausschreibungsverfahren und zu den Produkten der Netzreserve ([RIS - Netzreserve-Verordnung - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 29.07.2026](#)).

4.2.1 und Anhang 2 ausgewiesen. **Die Komplexität der Engpasslösung in Einzelsituationen wird verdeutlicht und gezeigt, dass die Netzreserve aufgrund ihrer zuverlässigen Verfügbarkeit in der Betriebsführung weiterhin zur Sicherstellung der Netz- und Versorgungssicherheit notwendig ist.**

Die Ex-Post-Analyse für den Zeitraum 01. Jänner 2025 bis 30. Juni 2026 hat ein umfassendes Bild des historischen Engpassmanagement- und Netzreservebedarfs im Kontext der europäischen und österreichischen Energiewirtschaft und Netzsituation gezeichnet. Die Bedeutung der Netzreserve als fundamentaler Versicherungsmechanismus wird besonders vor dem Hintergrund der hohen Volatilität der Rahmenbedingungen und in der Detailbetrachtung der Engpasslösung in einzelnen Stunden sichtbar. Die Netzreserve bleibt ein entscheidendes Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der österreichischen Stromversorgung.



Die Ex-Post-Analyse der Annahmen der Systemanalyse zu Szenarien und Eingangsdaten sowie weiterer Faktoren in der Bedarfsableitung erfolgt in Kapitel 5. **Trotz der hohen Volatilität der Energiewirtschaft der letzten Jahre sind die Annahmen der Systemanalyse für 2025 und 2026 robust.**

Basierend auf den Erkenntnissen der Ex-Post-Analyse werden in Absatz 6.2 Rückwirkungen auf die Systemanalyse 2027 abgeleitet.

In der Gegenüberstellung der Historie und der Systemanalyse zeigt sich die hohe Qualität der Systemanalyse. Obwohl die Bandbreite an möglichen historischen Szenarien aufgrund der starken Schwankungen der Energiewirtschaft und des Klimawandels groß ist, sind die Ergebnisse der Systemanalyse als robust einzustufen.

1. Die Netzreserve: Eine Versicherung der Versorgungssicherheit gestern und heute

1.1. Was ist die Netzreserve und warum ist sie notwendig?

Die APG hat als Übertragungsnetzbetreiber und Regelzonenführer die gesetzliche Verantwortung und Verpflichtung, sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten sowie vorausschauend zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. **Durch die voranschreitende Dekarbonisierung und Elektrifizierung des österreichischen Energiesystems wird diese Aufgabe stets herausfordernder.**

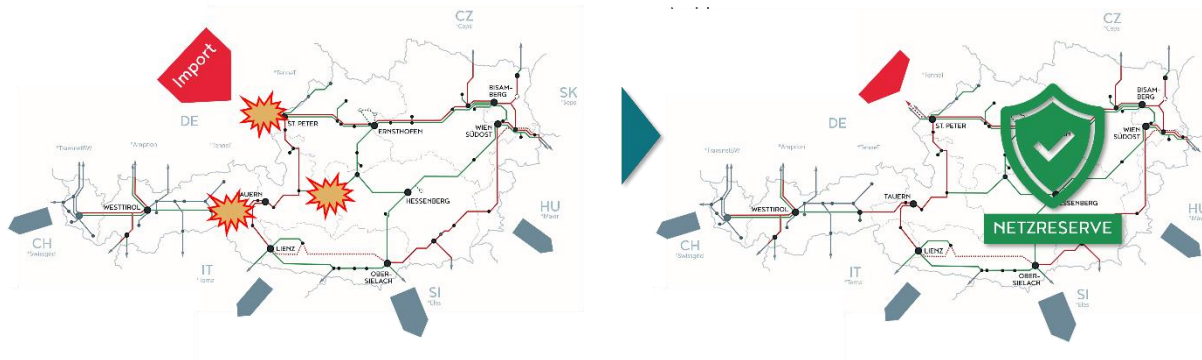


Abbildung 1: Die Netzreserve ist eine Versicherung der Stromversorgung Österreichs.

Dazu zählt auch die Identifizierung von potenziellen Engpässen im Stromnetz sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Engpassvermeidung und -behebung zur Absicherung des Übertragungsnetzbetriebs. **Eine dieser Maßnahmen ist der Einsatz von Redispatch**, also die Anpassung der Einspeisung von Kraftwerken in das Stromnetz bzw. die Anpassung des Strombezugs von Stromverbrauchern im Engpassfall. Dadurch wird die tatsächliche Erzeugung bzw. der Verbrauch räumlich verlagert, um Netzengpässe zu vermeiden. Dabei wird im ersten Fall ein thermisches oder hydraulisches Kraftwerk „hinter dem Engpass“ angewiesen, die Erzeugung zu erhöhen, während im Gegenzug dazu ein Kraftwerk „vor dem Engpass“ die Einspeisung reduziert, um zu jeder Zeit sicherzustellen, dass Stromerzeugung und -verbrauch im Stromsystem ausgeglichen sind (siehe Abbildung 1). **Um Redispatch-Maßnahmen dieser Art durchführen und eine sichere Stromversorgung in Österreich rund um die Uhr gewährleisten zu können, muss im Übertragungsnetz eine bestimmte Menge an flexibel verfügbarer Leistung vorhanden sein. Diese Vorhaltung von verfügbarer Leistung zur Einspeisungsanpassung im Engpassfall, die nicht am Markt verfügbar ist, wird als Netzreserve bezeichnet (Abbildung 2).**

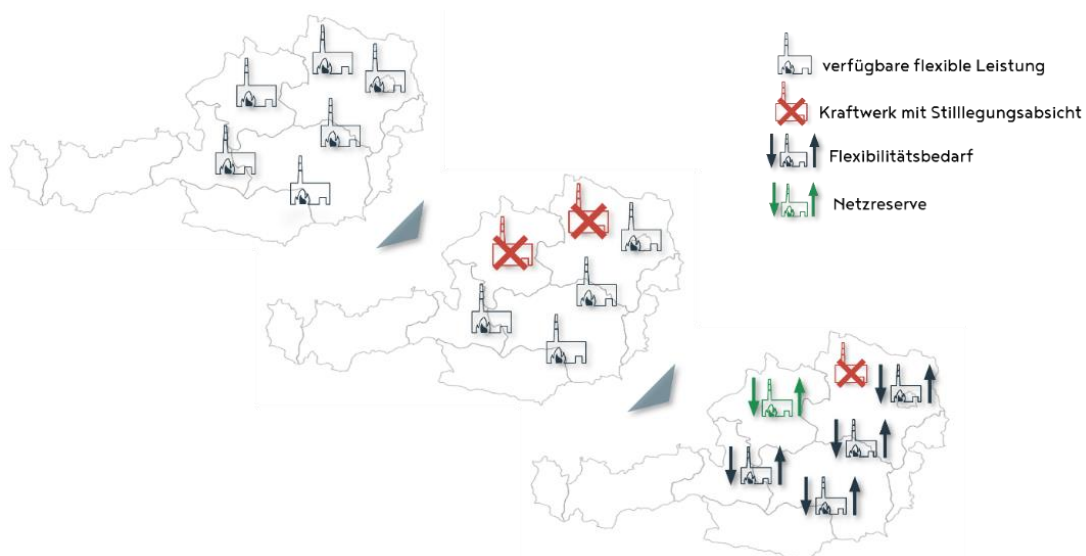


Abbildung 2: Veranschaulichung der Netzreserve als Vorhaltung thermischer Leistung.

Der Übertragungsnetzbetrieb richtet sich nach der Einhaltung des „(n-1)-Kriteriums“ gemäß der System Operation Guideline (SO GL)³. Nach dem (n-1)-Prinzip muss bei Ausfall eines Betriebsmittels (Leitung, Transformator, etc.) ein sicherer Betrieb gewährleistet sein. Weiters stellt auch die Umsetzung des „Clean Energy Package“ nach Art.15 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (Elektrizitätsbinnenmarkt-VO)⁴ eine Herausforderung für das österreichische Übertragungsnetz dar. Für eine breite Ermöglichung von grenzüberschreitendem Stromhandel in Europa müssen bis 2026 im täglichen Prozess mindestens 70% der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität als Minimum Margin Available for Cross-Zonal Trade (minMACZT) diesem Handel zur Verfügung gestellt werden (Market Coupling via SDAC). **Dies kann massive Überlastungen im österreichischen Übertragungsnetz zur Folge haben⁵.**

Auch die geografische Verteilung der Stromerzeuger in Österreich beeinflusst die Auslastung des Netzes sowie den Netzreservebedarf. Während im Westen Österreichs durch Pumpspeicherkraftwerke in der Regel viele flexible Kapazitäten für positiven Redispatch (d.h. eine Einspeisungserhöhung oder Pumpleistungsreduktion) vorhanden sind, nimmt das flexible Hochfahrpotenzial im Osten Österreichs ab, da dort immer mehr

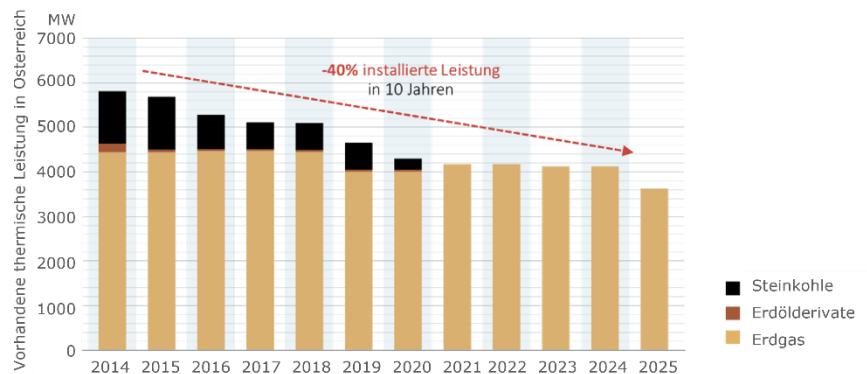


Abbildung 3: Abnahme der vorhandenen thermischen Leistung in Österreich der letzten 10 Jahre.

thermische Kraftwerke aufgrund ihres hohen Alters stillgelegt oder endgültig geschlossen werden sollen (Abbildung 3) und damit nicht mehr für die Engpasslösung zur Verfügung stehen. Dies stellt eine Herausforderung für den sicheren Netzbetrieb in Österreich dar, da gerade im Fall von Handelsflüssen (sowohl Import- als auch Transitflüsse) von Westen nach Osten positives Redispatch-Potenzial im Osten Österreichs benötigt wird.

Dies beschränkt sich nicht grundsätzlich auf thermische Kraftwerke, sondern inkludiert alle verfügbaren Flexibilitäten wie z.B. regelbare Lasten, Batteriespeicher oder Elektrolyseure. **Wind- und Photovoltaikanlagen allein sind jedoch nicht ausreichend, da diese im Engpassfall ihre Einspeisung in der Regel nicht erhöhen können und somit nicht gesichert für positiven Redispatch zur Verfügung stehen.**

Die Netzreserve ist daher eine unabdingbare Versicherungsmaßnahme, um trotz dieser Herausforderungen die Stromversorgung in Österreich im Ernstfall sicherzustellen. In der Zeit des "Systemumbruchs" durch Klima- und Energiewende - d.h. mit immer mehr installierten volatilen Erzeugungsressourcen wie Photovoltaik- (PV) und Windenergieanlagen sowie dem Fortschreiten des Klimawandels – sind Schlussfolgerungen über das Zukunftssystem basierend auf einer reinen Betrachtung der Vergangenheit nur eingeschränkt möglich.

1.2. Dimensionierung durch die Systemanalyse

1.2.1. Ziele der Systemanalyse

Wie bereits erwähnt, wird durch die APG jährlich eine Systemanalyse durchgeführt mit dem Ziel, die zukünftige Engpasssituation im österreichischen Stromnetz abzuschätzen sowie den Netzreservebedarf zu ermitteln. Dabei wird der festgestellte Bedarf an flexibler Leistung (FBL) für mindestens eine Kontrahierungsperiode von ca. zwei

³ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb ([Verordnung - 2017/1485 - EN - EUR-Lex](#)).

⁴ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt ([Verordnung - 2019/943 - EN - EUR-Lex](#)).

⁵ Zur Behebung der Engpässe wurde die Netzreserve als staatliche Beihilfe an die Europäische Kommission notifiziert und nach Genehmigung (SA.113090) in den §§ 144ff EIWG nationalgesetzlich implementiert.

Jahren im Voraus errechnet. Dieser prognostizierte Bedarf stellt ein Best Estimate des zu erwartenden Bedarfs dar, und ist als Absicherung des Netzbetriebs in der Zukunft zu verstehen.

Der FBL hängt von einer Vielzahl an Faktoren ab, die historisch belegt starken Schwankungen unterliegen und im Rahmen einer Systemanalyse nicht exakt vorhergesehen werden können, wie den meteorologischen Bedingungen im Zieljahr oder unvorhersehbaren energiewirtschaftlichen und politischen Krisen. Die energiewirtschaftliche Situation der letzten Jahre war von unerwarteten Ereignissen wie der COVID-19-Pandemie oder dem Ukrainekrieg und der darauffolgenden Gaskrise geprägt. Diese Parameter beeinflussen sowohl den Energiemarkt wie auch die Auslastung des Stromnetzes, und wirken somit direkt auf den tatsächlichen Bedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung. Der in der Systemanalyse errechnete FBL und der Netzreservebedarf stellen also eine Versicherung der Stromversorgung gegen eine Schwankungsbreite an möglichen Einflussfaktoren dar.

Die für diese Ex-Post-Analyse herangezogenen Systemanalysen wurden im Jahr 2023 für das Zieljahr 2025 und im Jahr 2024 für das Zieljahr 2026 erstellt. Diese Ex-Post-Analyse fokussiert sich gemäß §7(2) Netzreserve-VO maßgeblich auf den Betrachtungszeitraum von 01.01.2025 bis 30.06.2026 (Details dazu siehe Kapitel 1.3).

1.2.2. Methodik der Systemanalyse

Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik und Ergebnisse der Systemanalysen aus 2023 für das Zieljahr 2025 und aus 2024 für das Zieljahr 2026 sei auf die Berichte „Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2023 - Q3 2025“ verwiesen⁶. Abbildung 4 zeigt schematisch die in der Systemanalyse angewandte Methodik.

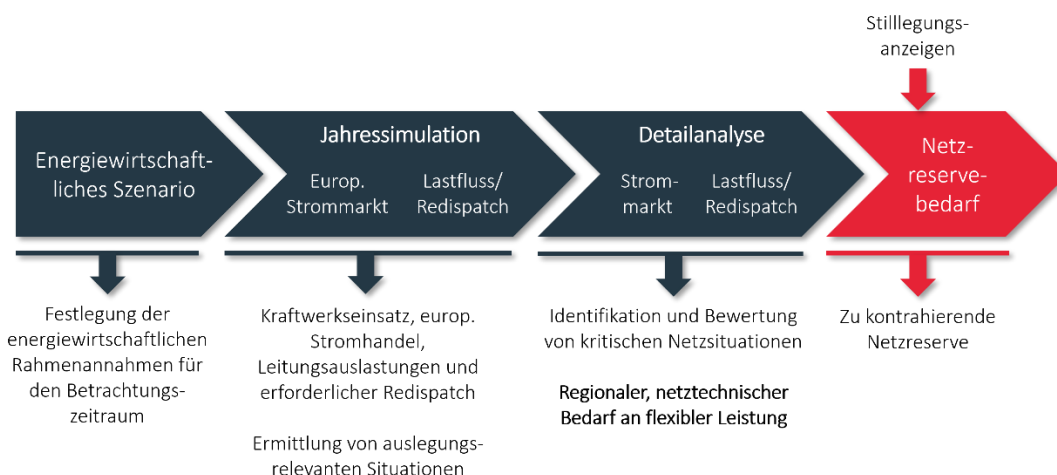


Abbildung 4: Die in der Systemanalyse angewandte Methodik zur Evaluierung des Netzreservebedarfs.

Zunächst werden Annahmen zu den Rahmenbedingungen für die betrachtete Kontrahierungsperiode getroffen, welche die europäische Energiewirtschaft beschreiben. Dazu zählen etwa die erwarteten Brennstoff- und CO₂-Preise, der erwartete Ausbau von erneuerbaren Energieträgern, die zu erwartenden Handelskapazitäten, die Netzausbauprojekte gemäß dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) und dem österreichischen Netzentwicklungsplan (NEP), sowie die Energie- und Klimastrategie der österreichischen Bundesregierung.

Die getroffenen Annahmen bilden die Grundlage für den nächsten Schritt: die Modellierung des europäischen Strombinnenmarktes in stündlicher Auflösung. Im Anschluss wird, basierend auf den Ergebnissen der Marktmodellierung, das europäische Stromnetz simuliert. Aus dieser Netzsimulation ergeben sich die Lastflüsse und Leitungsauslastungen im österreichischen Stromnetz für den betrachteten Zeitraum, sowie kritische Situationen und das benötigte Redispatch-Potenzial, um die identifizierten Engpässe zu beseitigen. Die erkannten kritischen Situationen werden in einer Detailanalyse evaluiert. Unter Berücksichtigung von einigen gesondert

⁶ „Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2023 - Q3 2025“: [Vergangene Ausschreibungen - Austrian Power Grid \(apg.at\)](https://www.apg.at/de/vergaengene-ausschreibungen) (Letzter Aufruf: 11.11.2025)

berücksichtigten Faktoren werden daraus schließlich der Bedarf an sicher verfügbarer flexibler Leistung und der Netzreservebedarf abgeleitet (siehe Abbildung 5).

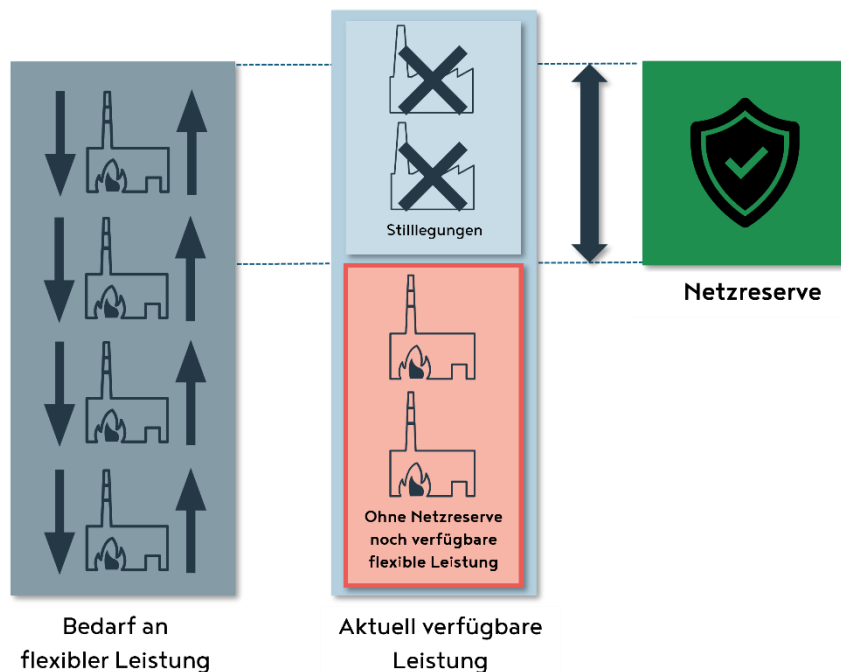


Abbildung 5: Definition und Herleitung des Bedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung und des Netzreservebedarfs.

Zu diesen Faktoren zählen, in Einklang mit der SO GL und basierend auf historischen Analysen, die Nichtverfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken aufgrund von geplanten Revisionen, während derer die Kraftwerke nicht für Redispatch-Einsätze zur Verfügung stehen. Weiters werden die Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln ausländischer ÜNB gemäß SO GL berücksichtigt. Für den Sommer erhöht sich die Prognose außerdem durch eine Korrektur der Leistung der thermischen Kraftwerke, da sich deren tatsächlich erbringbare Leistung mit steigenden Umgebungstemperaturen reduziert. In der Dimensionierung des Netzreservebedarfs ist daher für die Sommersaison eine erhöhende Korrektur des FBL inkludiert, die diesen Leistungsabfall verglichen zu der Kraftwerksleistung bei 20°C miteinbezieht. Zusätzlich können je nach aktueller Relevanz bestimmte Sensitivitäten in die Dimensionierung eingehen, die vorhersehbare energiewirtschaftliche oder betriebliche Besonderheiten berücksichtigen.

Ziel der Systemanalyse ist, einen erwartbaren belastbaren Bedarf zu prognostizieren, der trotz einer weiten Bandbreite an systembelastenden Faktoren und kritischen Situationen die Stromversorgung in Österreich jederzeit absichert.

1.3. Die Ex-Post-Analyse: Rückblick auf das Stromsystem des Vorjahres

Die Ex-Post-Analyse zum historischen Netzreservebedarf untersucht das österreichische Stromsystem und den Netzreservebedarf des Vorjahres, um ein gesamtheitliches Verständnis der Einflussfaktoren auf die Engpasssituation in Österreich zu erhalten.

Das Ziel der Ex-Post-Analyse gemäß §143(3) EIWG ist die Qualitätssicherung der Systemanalyse: die Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse sind in der Systemanalyse in Form von methodischen Anpassungen oder Anpassungen der Eingangsannahmen zu berücksichtigen. Der Inhalt und Betrachtungszeitraum der Ex-Post-Analyse sind in §7(2) Netzreserve-VO behördlich festgelegt. Die diesjährige Ex-Post-Analyse im Jahr 2026 gilt gemäß §8(3) Netzreserve-VO als erste Ex-Post-Analyse mit legislatischer Grundlage als Übergangsprozess mit einem längeren

Betrachtungszeitraum von 01.01.2025 – 30.06.2026. Um die Vergleichbarkeit mit den Vorjahren und kommenden Ex-Post-Analysen zu gewährleisten, wird der Betrachtungszeitraum für einen Teil der Analysen auf die zwei Zeiträume von 01. Juli 2024 – 30. Juni 2025 und 01. Juli 2025 – 30. Juni 2026 aufgeteilt (Kapitel 2, 3.2, 4, und 5). Der Untersuchungsrahmen ist als Überblick in Abbildung 6 dargestellt.

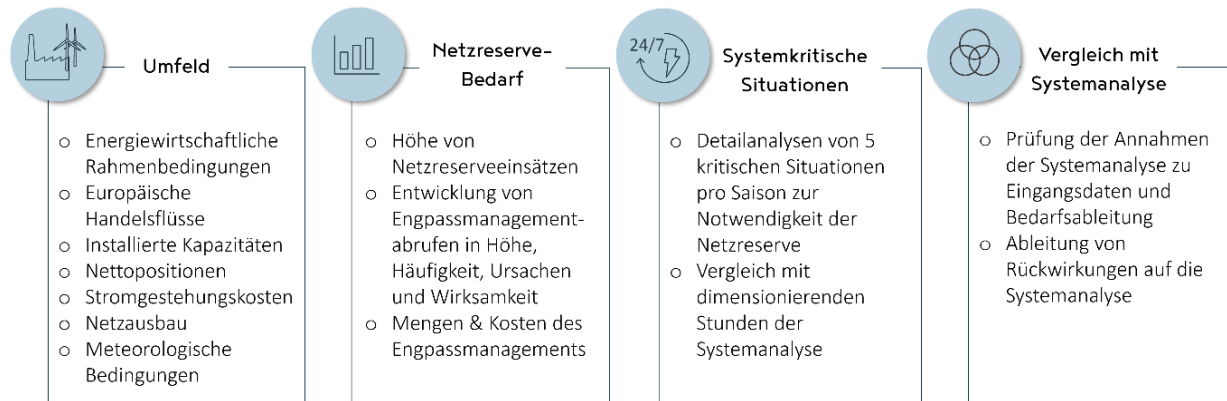


Abbildung 6: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse gemäß §7(2) Netzreserve-VO.

Ziel der Ex-Post –Analyse ist gemäß Elektrizitätswirtschaftsgesetz (§143(3) EIWG) die Qualitätssicherung der Systemanalyse: die Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse sind in der Systemanalyse in Form von methodischen Anpassungen oder Anpassungen der Eingangsannahmen zu berücksichtigen. Somit bietet die Ex-Post- Analyse ein wichtiges Instrument für die Qualitätssicherung der Prognose der kritischen Situationen in Österreich.

2. Das energiewirtschaftliche Umfeld und seine Bedeutung für die Netzreserve

Die Lastfluss- und damit auch Engpasssituation in Österreich hängt von einem komplexen Zusammenspiel einer Vielzahl an Faktoren ab (siehe Abbildung 7).

Durch seine zentrale Lage in Europa ist das österreichische Stromsystem stark beeinflusst vom energiewirtschaftlichen Umfeld Gesamteuropas. Die Stromgestehungskosten je Technologie, die installierten Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten je Land und ihre Verteilung in Europa, der Fortschritt des Netzausbaus, klimatische Bedingungen, Kraftwerksverfügbarkeiten, aber auch regulatorische Vorgaben wie das Clean Energy Package bestimmen gemeinsam die Handelsflüsse innerhalb Europas und damit auf die Engpasssituation und den Netzreservebedarf im österreichischen Übertragungsnetz.

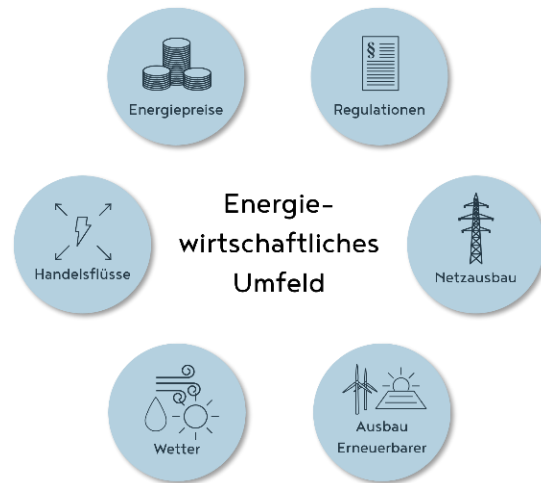


Abbildung 7: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zu den historischen Rahmenbedingungen.

2.1. Der innereuropäische Stromhandel 2025–2026

Der Stromhandel in Europa der letzten Jahre war durch politische, klimatische und gesellschaftliche Krisen wie Kriegen in der Ukraine und dem Iran, oder Hitzewellen bzw. Hochwassern besonders geprägt. Diese Volatilität schlägt sich in der Betrachtung des Westsaldos, also der Summe der Nettopositionen westeuropäischer Länder, nieder, wie in Abbildung 8 gezeigt. Besonders für die Zeit von Juli 2024 bis Juni 2025 (in der Abbildung 2024/2025) lässt sich eine deutliche Abnahme der Stunden mit positivem Westsaldo seit 2021/2022 ablesen, was einer Zunahme von Handelsflüssen von Ost- nach Westeuropa entspricht. Da Österreich in dieser Betrachtung als Nadelöhr zwischen West- und Osteuropa fungiert, ist die Richtung der europäischen Handelsflüsse ein guter Indikator für die Lastflüsse durch das österreichische Übertragungsnetz. Aus Sicht der Netzreserve sind insbesondere Flüsse in West-Ost-Richtung relevant, da hier flexibles Hochfahrpotenzial in Form von thermischen Kraftwerken zur Engpasslösung benötigt wird.

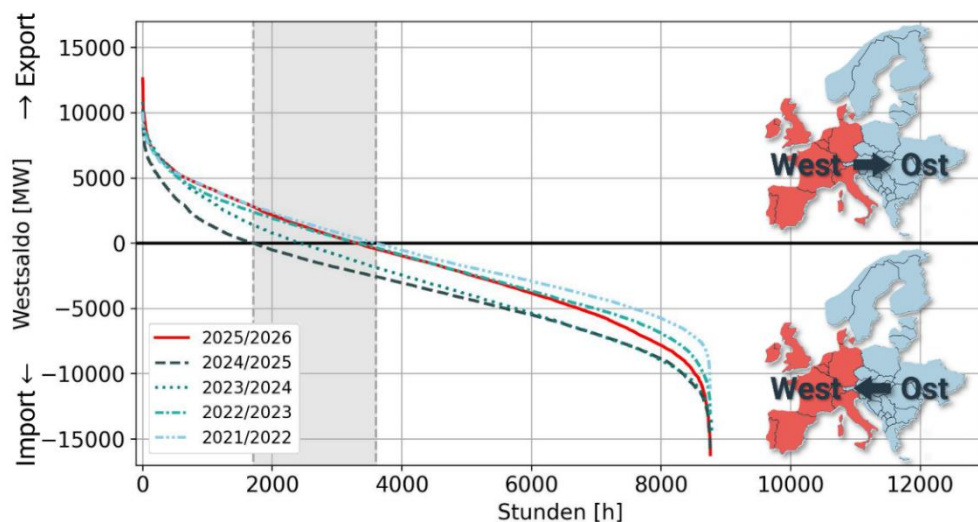


Abbildung 8: Entwicklung des Westsaldos der letzten Jahre als Dauerlinie. Betrachtet wird jeweils der Zeitraum von Juli des Vorjahres bis Juni des genannten Jahres.

Die Handelssituation der Jahre 2024 – 2026 bietet ein gutes Beispiel für die hohe Volatilität der energiewirtschaftlichen Lage Europas: Im Gegensatz zu dem Zeitraum 2024/2025 zeigt Abbildung 8 für den Zeitraum Juli 2025 bis Juni 2026 wieder eine deutliche Verschiebung zu West-Ost-Handelsflüssen in Europa. Innerhalb nur eines Jahres fand eine Umkehrung der europäischen Handelssituation und damit auch der potenziellen Kritikalität aus Sicht der Netzreserve in Österreich statt. 2025/2026 wurden 1611 mehr Stunden mit West-Ost-Flüssen verzeichnet als im Vorjahr 2024/2025. **2025/2026 ähnelt verstärkt der Handelssituation aus 2021/2022, welches durch die Gaskrise das europäische – und damit österreichische – Energiesystem vor große Herausforderungen stellte. Durch die hohe Volatilität der europäischen Energiewirtschaft lässt ein Fortschreiben einzelner Jahre kaum fundierte Aussagen über die Folgejahre zu.**

Die energiewirtschaftliche Lage Europas zeigt eine hohe Volatilität: mit zunehmender Häufigkeit von West-Ost-Handelsflüssen gegenüber 2024/2025 weist das Jahr 2025/2026 deutliche Parallelen zur Handelssituation des kritischen Jahres 2021/2022 auf.

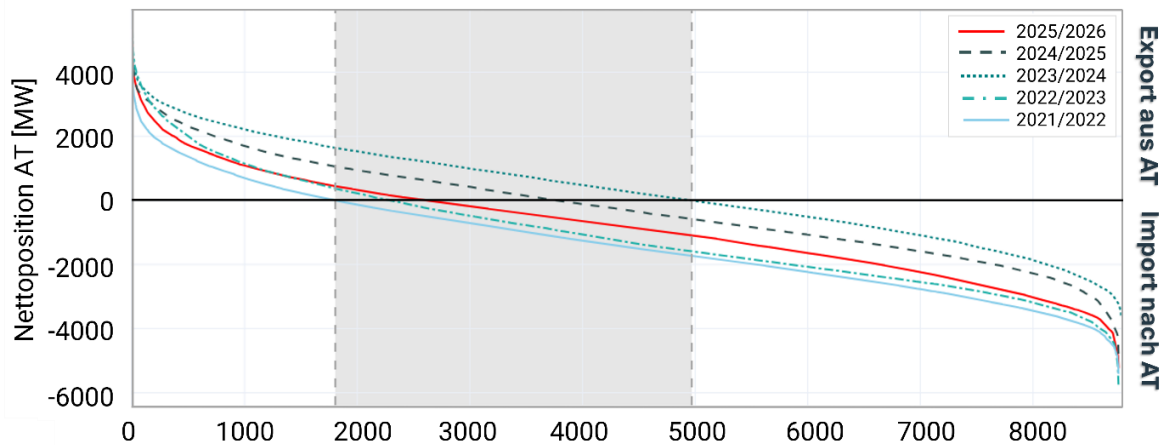


Abbildung 9: Nettoposition Österreichs⁷ im Jahresvergleich als Dauerlinie. Oben: Stunden mit Exporten aus Österreich. Unten: Stunden mit Importen nach Österreich. Betrachtet wird jeweils der Zeitraum von Juli des Vorjahres bis Juni des genannten Jahres.

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch für die Nettoposition Österreichs⁷.

- Das **Kalenderjahr 2024 bot eine energiewirtschaftliche Ausnahmesituation für Österreich** – zum ersten Mal seit über einem Jahrzehnt war Österreich Strom-Nettoexporteur.
- **Ab dem Jahr 2025 ist Österreich wieder Netto-Importeur:** Die Bedingungen im Kalenderjahr 2025 waren bereits wieder durch gehäufte West-Ost- bzw. Nord-Süd-Flüsse durch Österreich geprägt und Österreich war wieder Strom-Nettoimporteur. Diese Entwicklung setzte sich in den Zeitraum von Juli 2025 bis Juni 2026 fort, wie aus Abbildung 9 ersichtlich.
- **Im zeitlichen Verlauf zeigt die energiewirtschaftliche Situation Österreichs neben einem saisonalen Muster auch eine hohe Volatilität.** Die österreichische Nettoposition und damit potenziell auch die Richtung der Handelsflüsse durch Österreich können sich stündlich umkehren (Abbildung 10).

⁷ Basierend auf Scheduled Commercial Exchanges für Regelzone APG.

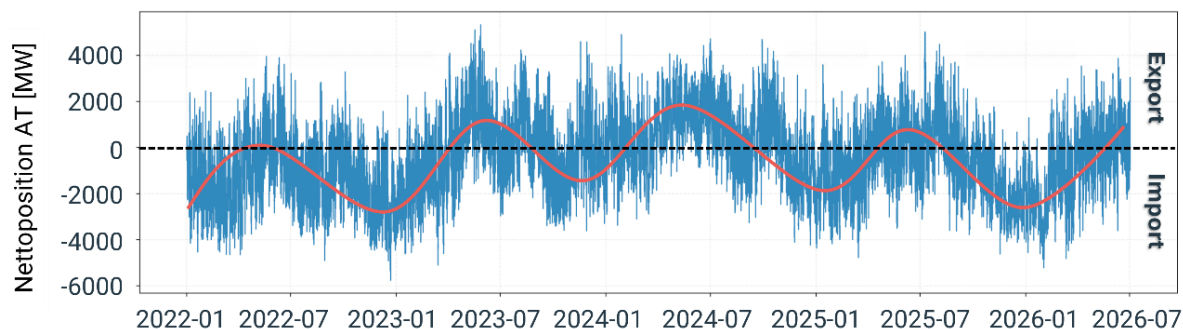


Abbildung 10: Österreichische Nettoposition⁷ als Zeitreihe. Der saisonale Verlauf ist erkennbar (rot).

Österreich war 2025/2026 wieder Netto-Stromimporteur. Die österreichische Nettoposition zeigt bekannte saisonale Muster, aber auch stärkere kurzfristige Schwankungen: die Handelsposition Österreichs kann sich stündlich ändern.

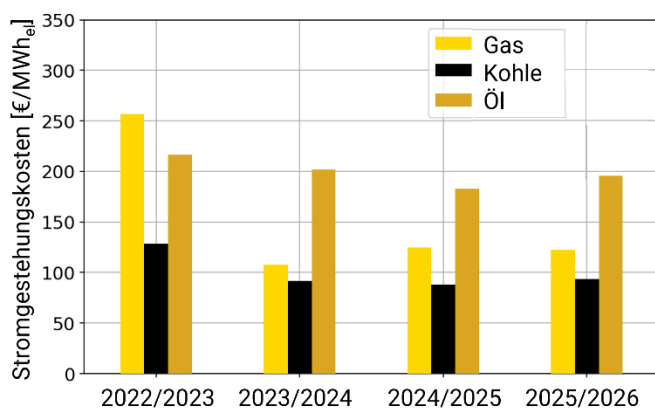


Abbildung 11: Mittlere historische Stromgestehungskosten im Jahresvergleich.

Ein wesentlicher Faktor in der energiewirtschaftlichen Situation Europas und damit Österreichs sind die Stromgestehungskosten für kalorische Technologien. Diese beruhen auf historischen Großhandels-Primärenergiepreisen und der Annahme von mittleren Wirkungsgraden je Technologie. In den letzten Jahren waren die mittleren Stromgestehungskosten aus Gas durchwegs höher als aus Steinkohle (siehe Abbildung 11). Die Stromgestehungskosten aus Kohle haben sich im Jahr 2025/2026 jenen aus

Gas im Vergleich zum Vorjahr wieder angenähert. In den Systemanalysen für die Jahre 2025 und 2026 wurden ebenfalls „Kohle-vor-Gas“-Szenarien zur Simulation des europäischen Strombinnenmarkts angenommen. Besonders im Osten bzw. Südosten Europas sind noch zahlreiche Kohlekraftwerke in Betrieb. Ein „Kohle-vor-Gas“-Szenario kann daher Handelsflüsse von Ost nach West begünstigen. Trotz dieser Merit-Order traten 2025/2026 im Vergleich zu den Vorjahren vermehrte West-Ost-Flüsse auf, die zu kritischen Netzsituationen in Österreich führen können. Für die Zukunft ist durch die höheren Emissionskosten von Kohle ein Wechsel zu „Gas-vor-Kohle“-Szenarien erwartbar, was diesen Effekt – und damit die Kritikalität im österreichischen Netz – noch verstärken kann.

Seit einigen Jahren richtet sich die Energiewirtschaft nach einer „Kohle-vor-Gas“ Merit-Order.

2.2. Verfügbare EE-Erzeugungskapazitäten 2025–2026

In Zeiten der fortschreitenden Energiewende trägt der Ausbau und Einsatz Erneuerbarer Energieträger im Stromnetz maßgeblich zu der Volatilität und schweren Prognostizierbarkeit von Erzeugung und Verbrauch bei. Die Systemanalyse trifft Annahmen zu den installierten Kapazitäten Erneuerbarer im betrachteten Zieljahr, welche den historischen Werten in Tabelle 1 gegenübergestellt sind. In der Systemanalyse 2023 für Zieljahr 2025 wurde der Ausbau von Photovoltaik in Österreich und Deutschland unterschätzt, während der Ausbau von Windkraft historisch langsamer als in der Systemanalyse angenommen voranschritt.

Tabelle 1: Annahmen der Systemanalyse zu installierten Leistungen Erneuerbarer und tatsächliche historische Leistungen zu Beginn und Ende des betrachteten Zeitraums.

Zeitraum	Technologie	Installierte Leistung Systemanalyse [GW]	Historische installierte Leistung [GW]	
			Beginn des Zeitraums	Ende des Zeitraums
2024/2025	Photovoltaik AT	6,8	8,3	9,8
	Windkraft AT	4,9	4,0	4,1
	Photovoltaik DE	98,0	100,7	117,9 ⁸
	Windkraft DE	82,8	72,7	77,8 ⁸
2025/2026	Photovoltaik AT	8,3	9,8	10,4 ⁹
	Windkraft AT	4,9	4,1	4,4 ⁹
	Photovoltaik DE	104,2	117,9 ⁸	124,0 ¹⁰
	Windkraft DE	88,2	77,8 ⁸	80,2 ¹⁰

Die Szenarienwahl zum Ausbau Erneuerbarer Erzeugungskapazitäten spielt eine wesentliche Rolle in der Systemanalyse. Bisher wurde der Ausbau von Photovoltaik tendenziell unterschätzt, während der Ausbau von Windkraft zu hoch bemessen wurde.

2.3. Meteorologisches Umfeld 2025–2026

Der Markt- und Netzsimulation der vergangenen Systemanalyse liegt ein Klimajahr zugrunde, welches so gewählt wurde, dass auch systemkritische Situationen abgebildet werden können. Für die Systemanalysen 2023 und 2024 war das gewählte Klimajahr das historische Jahr 2018 (rote Linie in Abbildung 12), welches im historischen Vergleich ein eher trockenes Jahr darstellt (siehe Abbildung 12). In trockenen Jahren kann weniger Strom aus Laufwasserkraft¹¹ erzeugt werden, wodurch ein höherer Importbedarf entsteht, welcher zu einer kritischeren Engpasslage im österreichischen Stromnetz führen kann.

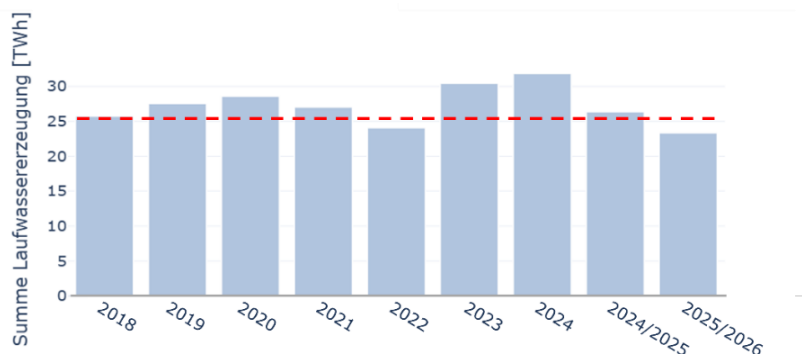


Abbildung 12: Historische Laufwassererzeugung Österreichs¹¹ im Jahresvergleich.

⁸ Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, Daten für 2024 und 2025, Stand 15.06.2026.

⁹ E-Control Austria: Netzbetreiberumfrage Mai 2026.

¹⁰ Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, Daten bis inkl. Mai 2026, Stand 15.06.2026.

¹¹ Inkludiert Erzeugung aus Laufwasser- und Schwellkraft in der Regelzone APG.

Im historischen Vergleich der letzten Jahre:

- **zeigt der Zeitraum Juli 2024 – Juni 2025** in Summe Ähnlichkeiten mit dem Kalenderjahr 2018 in der Jahresmenge der Laufwassererzeugung. Obwohl 2024 ein sehr wasserreiches Jahr war, stellt der Zeitraum Juli 2024 – Juni 2025 aufgrund der hohen Trockenheit 2025 ein eher trockenes Wetterjahr dar.
- **Der Zeitraum Juli 2025 – Juni 2026** ist mit 23 TWh das Jahr mit der geringsten Laufwassererzeugung der letzten Jahre.
- Das meteorologische Umfeld der letzten Jahre weist nicht nur eine **hohe Schwankungsbreite an Bedingungen** auf, wie auch aus Abbildung 13 hervorgeht, sondern zeigt auch, dass kritischere Wetterjahre als das zur Simulation herangezogene Jahr 2018 in der Realität auftreten. Unter Anbetracht des voranschreitenden Klimawandels kann außerdem davon ausgegangen werden, dass Wetterextreme – wie etwa das Hochwasser im Herbst 2024 (deutlich erkennbar in Abbildung 13) - in Zukunft häufiger und intensiver auftreten.

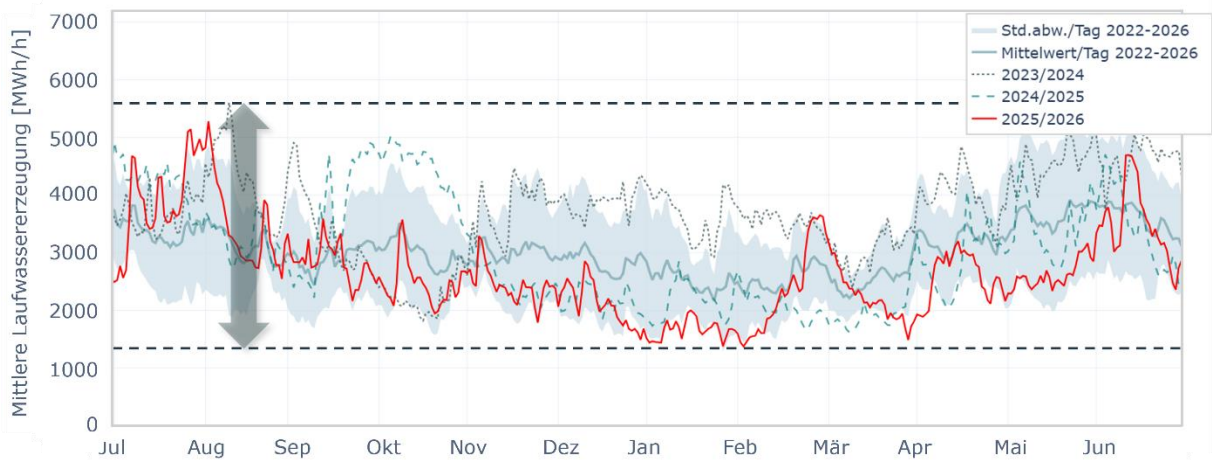


Abbildung 13: Historische Laufwassererzeugung Österreichs¹¹ als Zeitreihe.

Der Zeitraum von 2025–2026 weist im historischen Vergleich geringe Jahresenergiemengen aus Laufwasserkraft auf, was zu einer angespannten Engpasslage in Österreich führen kann.

Abbildung 14 zeigt die monatliche Durchschnittstemperatur der letzten Jahre im Vergleich zu 2018. Während der Jahresbeginn 2025 (Feb. – Mär.) höhere Temperaturen als 2018 aufweist, liegt die mittlere Temperatur für den Rest des Jahres 2025 in den meisten Monaten unter der von 2018. Für Januar 2026 zeigt sich sogar eine negative Durchschnittstemperatur. Gleichzeitig liegt die Monatsdurchschnittstemperatur im Juni 2025 und 2026 deutlich über dem Monatsmittel aus 2018.

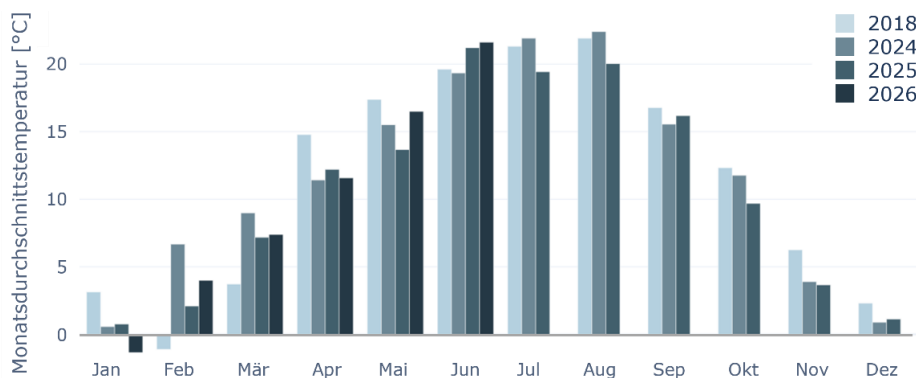


Abbildung 14: Monatliche Durchschnittstemperaturen in Österreich im Jahresvergleich.

Der Temperaturverlauf beeinflusst die Stromnachfrage und korreliert damit mit dem Importbedarf Österreichs. Wie schon die geringe Wasserverfügbarkeit kann also auch eine niedrige Temperatur im Winter bzw. hohe Temperaturen im Sommer zu kritischeren Bedingungen im Netzbetrieb beitragen. Tabelle 2 listet die Annahmen der Systemanalysen zum Native Demand und die historisch verzeichneten Werte zur Stromnachfrage für Juli 2024 bis Juni 2026. Die Annahmen für das Jahr 2025 stimmen gut mit den historischen Lastwerten überein. Für das Jahr 2026 erreicht die historische Stromnachfrage die Annahme der Systemanalyse nicht.

Tabelle 2: Annahmen der Systemanalysen zur Last und tatsächliche Stromnachfrage im Zeitraum Juli 2024 - Juni 2026.

Zeitraum	Stromnachfrage [TWh]
Systemanalyse 2023 für 2025	68,4
Historischer Zeitraum Juli 2024 – Juni 2025 ¹²	70,9 ^{13,14}
Systemanalyse 2024 für 2026	70,2
Historischer Zeitraum Juli 2025 – Juni 2026	65,3 ¹⁵

Die meteorologischen Voraussetzungen der Zukunft können nur näherungsweise prognostiziert werden und unterliegen, angefacht durch die Klimakrise, starken und häufigen Schwankungen.
Die Netzreserve muss besonders in Zeiten von zunehmenden Wetterextremen die Versorgungssicherheit gewährleisten.

¹² Gesamtlast im öffentlichen Netz (Eigenerzeugung und -verbrauch der Industrie nicht inkludiert).

¹³ E-Control Austria: Betriebsstatistik – Strombilanz 2024 (Stand Jänner 2025).

¹⁴ E-Control Austria: Betriebsstatistik – Strombilanz 2025 (Stand Jänner 2026).

¹⁵ E-Control Austria: Betriebsstatistik – Strombilanz 2026 (Stand Juni 2026).

3. Der Netzreserve- und Engpassmanagementbedarf

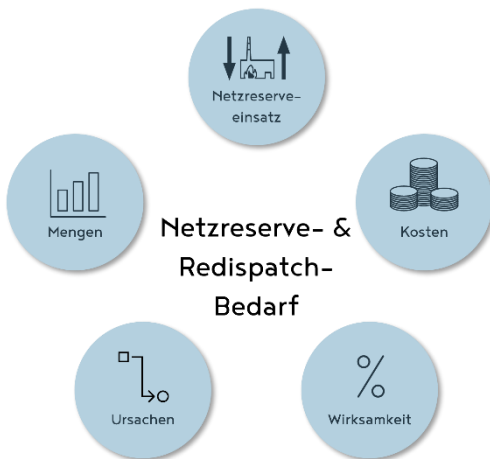


Abbildung 15: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zum historischen Netzreserve- und Engpassmanagementbedarf in Österreich.

Vor dem Hintergrund der in Kapitel 2 erörterten hohen Volatilität der europäischen Energiewirtschaft und der meteorologischen Bedingungen der Jahre 2025 und 2026 kommt der Netzreserve als Versicherungsinstrument weiterhin eine zentrale Bedeutung zu.

Trotz voranschreitendem Netzausbau kommt es im österreichischen Übertragungsnetz ganzjährig zu Engpässen, die durch Engpassmanagement-Maßnahmen (EPM-Maßnahmen), wie dem Einsatz von Netzreserve im Redispatch, gelöst werden müssen, um die Netzsicherheit rund um die Uhr sicherzustellen. Weitere EPM-Maßnahmen für die Periode Jänner 2025 bis Juni 2026 umfassen den Redispatch-Einsatz von thermischen Marktkraftwerken, hydraulischen Kraftwerken, oder – in geringem Ausmaß – von Windanlagen. Durch den breiten Rahmen an Rahmenbedingungen der letzten Jahre kann die Engpasslage im österreichischen Übertragungsnetz und damit der Einsatz von

EPM-Maßnahmen und von Netzreserven, von Jahr zu Jahr stark schwanken. Von einem potenziell geringeren Bedarf unter weniger angespannten Voraussetzungen darf jedoch nicht auf die Kritikalität und den Bedarf an Versicherungsmitteln geschlossen werden. **Besonders durch die hohe Volatilität müssen Instrumente zur Verfügung stehen, um in allen möglichen Situationen im Stromsystem die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.**

3.1. Entwicklung von Engpassmanagementabrufen

3.1.1. Höhe des EPM-Bedarfs 2025 und 2026

Für einen gesamtheitlichen Überblick über die Entwicklung des Bedarfs an EPM-Maßnahmen in Österreich werden im Folgenden gemäß §7(2) Netzreserve-VO die Höhe, die Häufigkeit, die Ursachen und Wirksamkeit von EPM-Abrufen von Jänner 2025 bis Juni 2026 untersucht. Ebenso erfolgt eine Gegenüberstellung der monatlichen abgerufenen EPM-Mengen und den damit verbundenen Kosten für den historischen Zeitraum 2025 und 2026 mit den Ergebnissen aus den Systemanalysen aus 2023 und 2024 für die Zieljahre 2025 und 2026 (Abbildung 15).

Die Höhe des Bedarfs an Engpassmanagement-Einsätzen in den Jahren 2025 und 2026 ist in Abbildung 16 dargestellt (Abrufe von Gegensteuerungen im Ausland sind nicht inkludiert).

- **2025:** Der **höchste EPM-Abruf 2025 erfolgte durch hydraulische Kraftwerke mit 1680 MW**, was aber einen Ausreißer der Verteilung der hydraulischen Redispatch-Einsätze 2025 darstellt. In dieser Stunde war durch den hohen thermischen Markteinsatz nur wenig thermisches Hochfahrpotenzial vorhanden. Der Mittelwert liegt hier bei ca. 203 MW mit einer Standardabweichung von ca. 339 MW. **Der höchste EPM-Einsatz von thermischen Kraftwerken liegt 2025 bei 1190 MW**, der Mittelwert bei ca. 296 MW mit einer Standardabweichung von ca. 265 MW. Insgesamt wurden im Zeitraum Jänner 2025 bis Dezember 2025 an 215 Tagen EPM-Maßnahmen abgerufen.
- **2026:** Im **ersten Halbjahr 2026 ist der höchste EPM-Einsatz ein Redispatch-Abruf thermischer Kraftwerke mit einer Leistung von 1580 MW**; der Mittelwert ergibt sich hier zu (216 ± 249) MW. Der **höchste positive hydraulische Abruf im ersten Halbjahr 2026 liegt bei 1175 MW**, das Mittel liegt bei ca. 142 MW mit einer Standardabweichung von 295 MW. In Summe ergeben sich für das erste Halbjahr 2026 damit 114 Tage mit EPM-Einsätzen.

Sowohl 2025 als auch 2026 finden Redispatch-Einsätze in Form von Abregelung von **Windanlagen** statt: während der maximale Einsatz 2025 noch 225 MW betrug, lag er 2026 bereits bei 440 MW. Insgesamt fanden 2025 und 2026 an 329 Tagen Engpassmanagement-Abrufe statt. **Das entspricht dem Einsatz von EPM-Maßnahmen alle 1.7 Tage und verdeutlicht die Notwendigkeit von flexibler Leistung, etwa in Form der Netzreserve-Kraftwerke, zur Engpassbehebung in Österreich.**

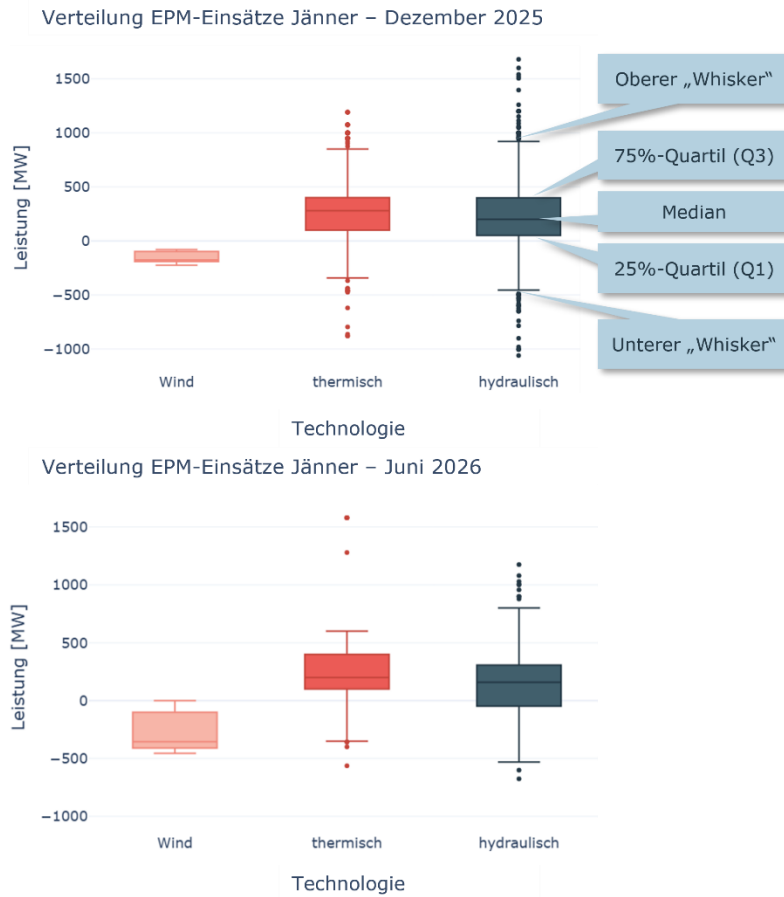


Abbildung 16: Höhe des EPM-Bedarfs je Technologie für 01/ 2025 bis 06/2026. Die „Whisker“ genannten Antennen geben ein Maß für milde Ausreißer der Verteilung (oberer „Whisker“ = $Q3 + 1.5 \times (Q3 - Q1)$, unterer „Whisker“ = $Q1 - 1.5 \times (Q3 - Q1)$).

Insgesamt fanden 2025 an 215 Tagen Engpassmanagement-Abrufe statt, im ersten Halbjahr von 2026 an 114 Tagen. **Das entspricht dem Einsatz von EPM-Maßnahmen alle 1.7 Tage und verdeutlicht die Notwendigkeit von flexibler Leistung, etwa in Form der Netzreserve-Kraftwerke, zur Engpassbehebung in Österreich.**

3.1.2. Ursachen für EPM-Abrufe 2025 und 2026

Die Österreich-internen Ursachen für die Abrufe von Engpassmanagement-Maßnahmen in Österreich sind in Abbildung 17 dargestellt. Abrufe externer ÜNB sind nicht inkludiert, da besonders Abrufe aus Deutschland den Großteil der Redispatch-Einsätze in Österreich ausmachen und die Differenzierung der internen Ursachen in Abbildung 17 sonst erschwert wird. In einem großen Teil dieser Situationen war jedoch nicht nur ein Engpass im deutschen Übertragungsnetz verantwortlich, sondern es traten auch Überlastungen im österreichischen Übertragungsnetz auf. Die Redispatch-Abrufe der deutschen ÜNB sind damit auch für die Netzsicherheit im österreichischen Übertragungsnetz relevant. Im Jahr 2026 gewannen die Transformatoren in Zell/Ziller als

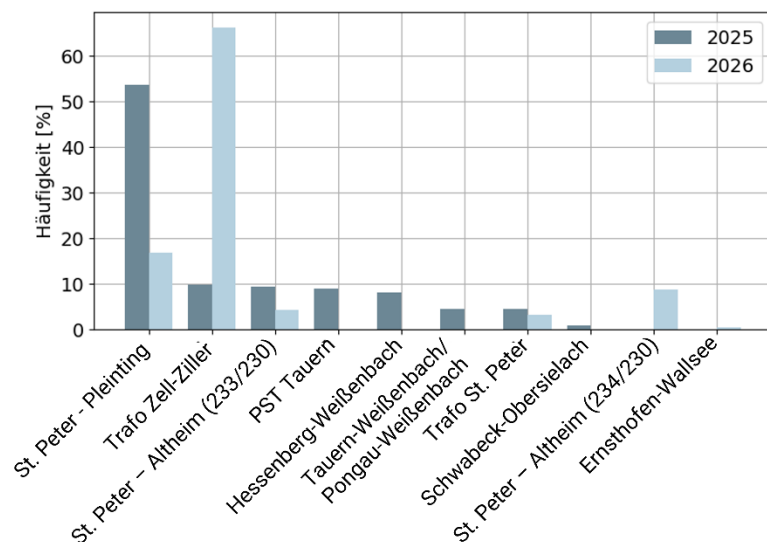


Abbildung 17: Ursachen für EPM-Abrufe 2025 und 2026.

erwiesen.

relevanter Engpass an Bedeutung. Als Nadelöhr zwischen Ost- und Westösterreich ist der Transformator häufig von (n-1)-Überlastungen betroffen, die unter anderem durch den Einsatz von Redispatch gelöst werden. Die St. Peter-Kuppelleitungen, insbesondere die Leitung St. Peter-Pleinting sowie das Parallelsystem St. Peter-Altheim, sind unter den häufigsten Ursachen für Engpassmanagement-Maßnahmen in Österreich, wie aus Abbildung 17 hervorgeht. Die Kuppelleitung St. Peter-Pleinting hat sich auch in den Systemanalysen 2023 und 2024 als dimensionierender Engpass

3.1.3. Wirksamkeit von EPM-Einsätzen 2025 und 2026

Zur Evaluierung der Wirksamkeit von EPM-Maßnahmen in Österreich wurden die Sensitivitäten der für EPM-Maßnahmen eingesetzten Kraftwerke auf die relevantesten Engpässe, die St. Peter-Leitungen, für den Zeitraum Juni 2025 bis Juni 2026, also nach Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung, untersucht. Die Kraftwerke weisen untereinander und je Engpass unterschiedliche Sensitivitäten in der Engpasslösung auf. Die Sensitivität beschreibt den Effekt der Redispatch-Leistung eines Kraftwerks auf die Auslastung des überlasteten Netzelements. Die Unterschiede in Sensitivität ergeben sich durch die Netztopologie. Zunächst trägt die Anbindung bzw. die (elektrische) Entfernung der Kraftwerke zum Engpass zur Sensitivität bei: ein Kraftwerk, das in genau jener Netzmasche angebunden ist, in der der Engpass auftritt, weist eine höhere Sensitivität in der Lösung dieser Überlastung auf als ein Kraftwerk mehrere Maschen entfernt. Weiters wird die Sensitivität durch die Übertragungskapazität der verbindenden Leitungen, Leitungsabschaltungen oder andere topologische Änderungen wie Sonderschaltzustände beeinflusst.

Als Maßstab für die Wirksamkeit der Kraftwerke in der Lösung von Engpässen auf den St. Peter-Leitungen wurden je Leitung die mittleren Sensitivitäten je Kraftwerk, basierend auf den historischen Netzmodellen aus dem Day-Ahead-Congestion-Forecast (DA CF) für 2025 und 2026, ermittelt (Abbildung 18). Die mittleren Sensitivitäten geben an, wie stark sich die Auslastung des Netzelements (in MW) im Mittel ändert, wenn Redispatch-Leistung eingesetzt wird (in MW). Die Wirksamkeitsanalyse zeigt:

- Für alle vier Leitungen sind **thermische Kraftwerke mitunter die wirksamsten Maßnahmen** in der Engpasslösung.
- **Das Kraftwerk Timelkam weist die höchste mittlere Wirksamkeit** auf die St. Peter-Leitungen auf, gefolgt vom Industriekraftwerk Steyrermühl, und den Kraftwerken Linz Mitte, Linz Süd und Salzburg Mitte.
- **Unter den hydraulischen Kraftwerken mit der höchsten mittleren Sensitivität sind Kaprun und Malta.** Aufgrund ihrer netztechnischen Entfernung zu den St. Peter-Leitungen zeigt die Kraftwerksgruppe Zemm die geringste mittlere Sensitivität zur Engpasslösung in St. Peter.

Abbildung 18 verdeutlicht wieder die Rolle der thermischen Kraftwerke in der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Österreich. Zur Engpasslösung in St. Peter bieten die thermischen Kraftwerke auch 2025

und 2026, trotz der verbesserten Anbindung der Pumpspeicherkraftwerke an St. Peter durch die Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung im Jahr 2025, mitunter das effektivste Mittel.

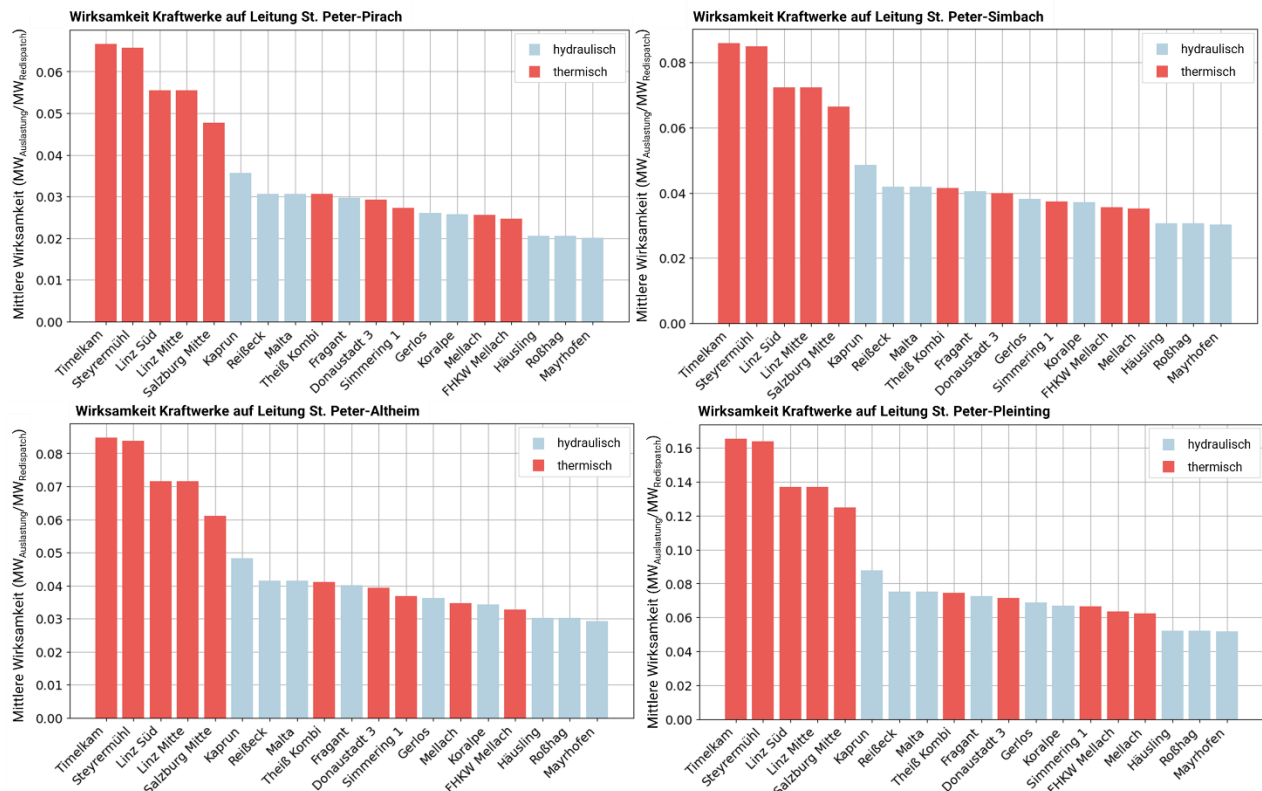


Abbildung 18: Mittlere Wirksamkeiten der EPM-Kraftwerke Österreichs auf die St. Peter-Leitungen.

Thermische Kraftwerke sind in der Lösung von Engpässen des weiterhin relevanten Engpasses in St. Peter mitunter am wirksamsten.

3.1.4. Energiemengen, Häufigkeit, und Kosten von EPM-Einsätzen historisch und in der Systemanalyse

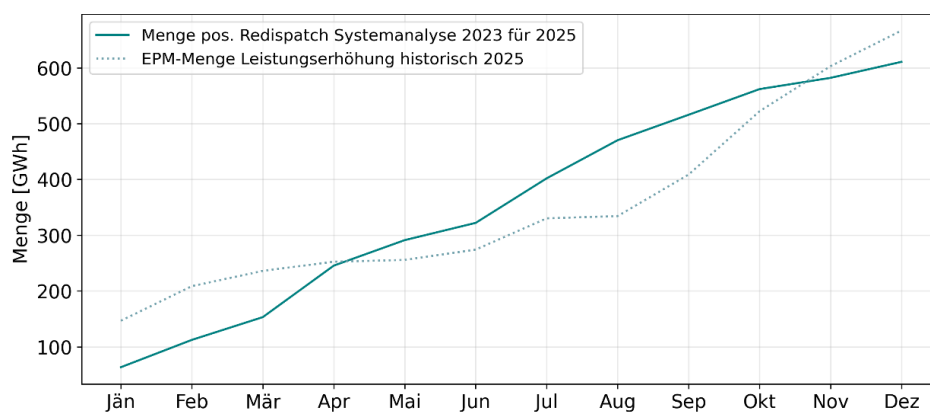


Abbildung 19: Vergleich der historisch abgerufenen EPM-Mengen (Leistungserhöhung) 2025 mit Ergebnissen der Systemanalyse für 2025.

Insgesamt wurden im Zeitraum von Jänner 2025 bis Dezember 2025 667 GWh Engpassmanagement-Energie für Leistungserhöhungen in Österreich abgerufen. Von Jänner 2026 bis Juni 2026 beträgt die EPM-Gesamtmenge für Leistungserhöhungen 256 GWh. Diese Menge inkludiert Abrufe für Engpässe innerhalb des APG-Netzes, auf Grenzleitungen, und Abrufe für ausländische ÜNB. Der monatlich kumulierte Verlauf der EPM-Energiemengen für das historische Jahr 2025 und die in der Systemanalyse 2023 ermittelten Werte für das Zieljahr 2025 sind in Abbildung 19 gezeigt.

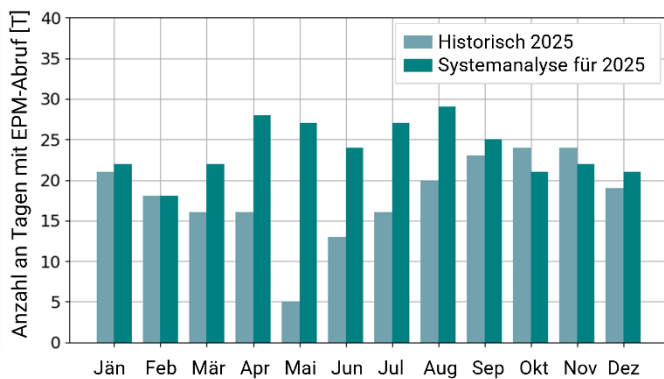


Abbildung 20: Monatliche Anzahl an Tagen mit Redispatch-Abruf für das Jahr 2025 und die Systemanalyse für 2025.

In der Systemanalyse für 2025 wird an 286 Tagen Redispatch abgerufen¹⁶. Eine monatliche Auswertung und Gegenüberstellung zum historischen Jahr 2025 ist in Abbildung 20 gegeben. Im Allgemeinen stimmen die Verläufe und Gesamtmengen für Leistungserhöhungen aus der Historie und Systemanalyse gut überein. Die Redispatch-Simulationen und Abschätzungen der Systemanalyse haben aber nicht das Ziel, Redispatch-Mengen „perfekt“ vorherzusagen. Dies ist technisch schlicht nicht möglich. Der gemäß §7(2) Netzreserve-VO geforderte Vergleich der EPM-Mengen aus der Systemanalyse und

Historie ist daher nur bedingt aussagekräftig.

Dies zeigt sich auch für 2026, wie in Abbildung 21 dargestellt: hier übersteigen die historisch abgerufenen EPM-Mengen in den Monaten Jänner bis April 2026 die Redispatch-Mengen der Systemanalyse für 2026 deutlich, bevor sie sich für Mai und Juni annähern. Die historischen Verläufe für Jänner bis Juni 2025 und 2026 stimmen jedoch gut überein.

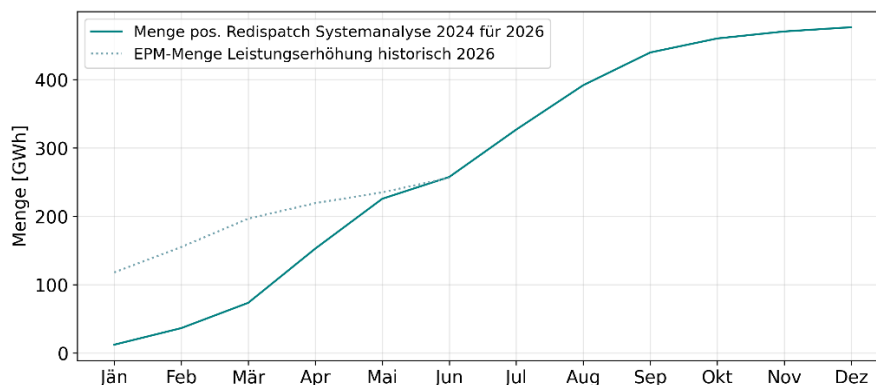


Abbildung 21: Vergleich der historisch abgerufenen EPM-Mengen (Leistungserhöhungen) 2026 mit Ergebnissen der Systemanalyse für 2026.

In der Systemanalyse für 2026 wird für das ganze Jahr an 246 Tagen Redispatch abgerufen¹⁶. Das entspricht im Mittel gut den 114 Tagen des historischen Jahres 2026. Die monatliche Gegenüberstellung des ersten Halbjahres 2026 mit der Systemanalyse für 2026 ist in Abbildung 22 dargestellt. Neben den bereits genannten Einschränkungen der Redispatch-Optimierung der Systemanalyse werden in der Simulation auch keine Abrufe österreichischer Kraftwerke durch ausländische ÜNB berücksichtigt. Diese stellen historisch den größten Anteil der EPM-Abrufe in Österreich dar und enthalten auch Abrufe für Engpässe, die nur im deutschen Netz auftreten, beinhalten, was zu der Diskrepanz im Verlauf zwischen Historie und Systemanalyse beiträgt.

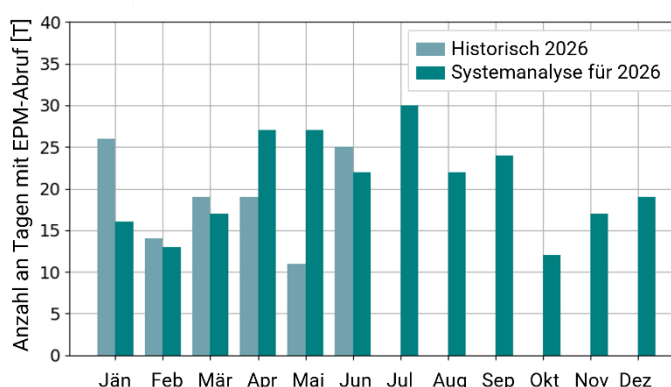


Abbildung 22: Monatliche Anzahl an Tagen mit Redispatch-Abruf für das erste Halbjahr 2026 und die Systemanalyse für 2026.

¹⁶ Redispatch-Einsätze mit absoluten Leistungen über 1 MW.

Im Folgenden werden die mittleren EPM-Kosten in [€/MWh] aus der Historie den Werten der Systemanalyse gegenübergestellt. Die historischen Kosten umfassen dabei die Kosten, die durch EPM-Abrufe bei APG verbleiben – Abrufe ausländischer ÜNB sind daher nicht enthalten. Die Kosten für grenz-

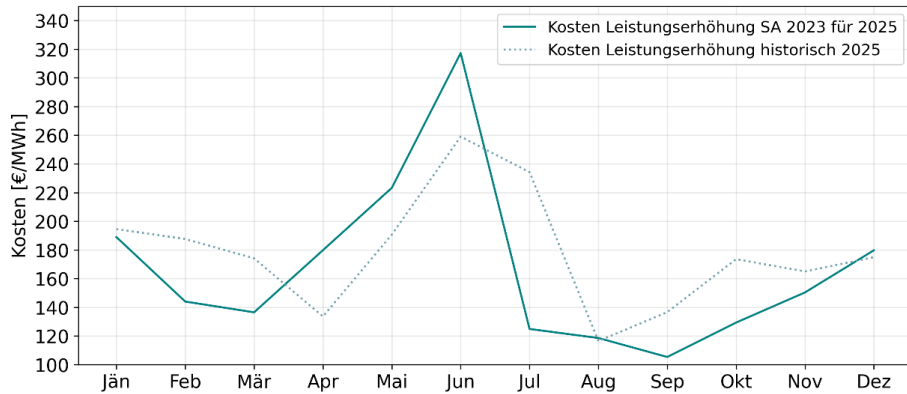


Abbildung 23: Mittlere EPM-Kosten historisch 2025 und aus der Systemanalyse für 2025.

überschreitenden Redispatch werden historisch zwischen den betroffenen ÜNB geteilt. Um die Vergleichbarkeit mit den Kosten der Systemanalyse zu erhöhen und dieses Cost-Sharing zu kompensieren, wurden die historischen Kosten für EPM-Abrufe für Grenzleitungen verdoppelt. Die historischen Kosten umfassen die Kosten, die durch EPM-Abrufe bei APG verbleiben. Nicht enthalten sind die Kosten von Gegensteuerungen im Ausland sowie Kosten, die für ausländische ÜNB durch Abrufe in der APG-Regelzone angefallen sind.

Abbildung 23 zeigt den Vergleich der EPM-Kosten für 2025 mit den Werten der Systemanalyse 2023 für das Zieljahr 2025. Die mittleren Kosten je MWh Leistungserhöhung aus der Systemanalyse für das Zieljahr 2025 stimmen besonders im zeitlichen Verlauf gut mit den historischen Werten aus dem Jahr 2025 überein.

Die Gegenüberstellung der EPM-Kosten für das erste Halbjahr 2026 mit den Werten der Systemanalyse 2024 für das Zieljahr 2026 ist in Abbildung 24 dargestellt. Auch hier bewegen sich die mittleren EPM-Kosten der Systemanalyse und historisch 2026 in der gleichen Größenordnung. Abweichungen ergeben

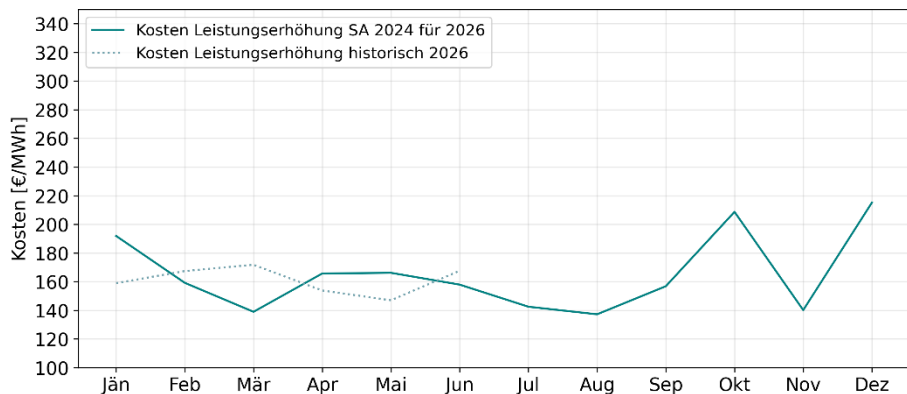


Abbildung 24: Mittlere EPM-Kosten für das historische erste Halbjahr 2026 und die Systemanalyse für 2026.

sich u.a. durch Unterschiede in den Annahmen der Systemanalyse zur Realität, wie den Stromgestehungskosten. Die Annahmen zu Primärenergiepreisen der Systemanalyse beruhen auf Future-Preisen zwei Jahre im Voraus. Auch in den Wirkungsgraden der Kraftwerke kann es Unterschiede geben. So beträgt der Unterschied 2026 für die mittleren Stromgestehungskosten aus Gas ca. 28 €/MWh (siehe dazu auch Absatz 5). Ebenso trägt die Berücksichtigung von APG-Abrufen ausländischer Kraftwerke zu den Abweichungen bei. Ein direkter Vergleich der EPM-Kosten zwischen Historie und Systemanalyse bzw. das Ableiten von Schlussfolgerungen ist aufgrund dieser Unterschiede nur schwer möglich. Die Unterschiede in den betrachteten Redispatch-Einsätzen und der in den EPM-Kosten enthaltenen Beiträge erschwert den in §7(2) Netzreserve-VO geforderten Vergleich.

Die Jahre 2025 und 2026 zeigen einen ähnlichen EPM-Bedarf in Höhe, Häufigkeit und abgerufenen Mengen. Ein Vergleich der historischen EPM-Abrufe mit den Redispatch-Einsätzen der Systemanalyse lässt kaum fundierte Erkenntnisse zu.

3.2. Netzreservebedarf 2025 – 2026

Wie in Abbildung 25 verdeutlicht, war die Netzreserve in allen Jahren von 2024 bis 2026 sowohl im Sommer als auch im Winter im Einsatz. Dargestellt ist der maximale Abruf von Netzreserve-Leistung pro Jahr und Saison gemeinsam mit den in der Systemanalyse ermittelten Netzreservebedarfen, abzüglich der im Sommer angewandten Aufschlagsfaktoren für revisionsbedingte Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und die Leistungskorrektur für thermische Kraftwerke bei Temperaturen über 20°C.

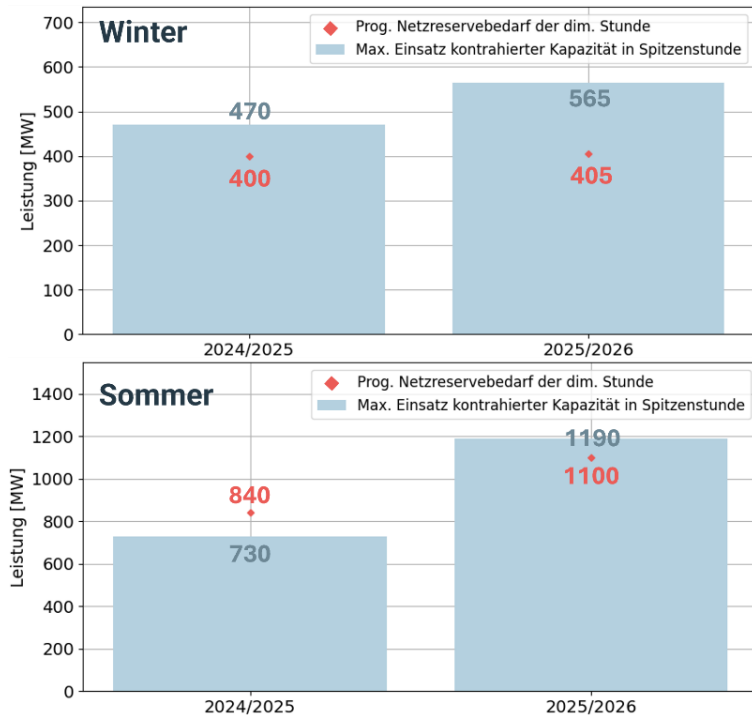


Abbildung 25: Maximaler Einsatz der Netzreserve in der Spitzenstunde im Winter (oben) und Sommer (unten).

Im Winter 2024/2025 und 2025/2026 wurden die Prognosen des Netzreservebedarfs aus der Systemanalyse gut getroffen und die kontrahierte Leistung zur Gänze für das Engpassmanagement benützt. Während der Sommer 2024/2025 aufgrund der außergewöhnlichen energiewirtschaftlichen Situation Österreichs (wie der Wasserreichtum 2024 und die verstärkten Ost-West-Handelsflüsse) wenigen Bedarf an Netzreserve bot, bestand im Sommer 2025/2026 wieder ein höherer Netzreservebedarf. Im Sommer 2024/2025 wurde der Netzreservebedarf aus der Systemanalyse nur leicht unterschritten, im darauffolgenden Sommer 2025/2026 stimmte der historische Netzreserveeinsatz gut mit dem in der Systemanalyse ermittelten Bedarf überein und bestätigt die Qualität

der Berechnungen im Rahmen der Systemanalyse, obwohl sich durch die hohe Volatilität und damit schwierige Prognostizierbarkeit der energiewirtschaftlichen Lage Europas und durch ungeplante Ereignisse (Kraftwerksausfälle, Leitungsabschaltungen, etc.) Abweichungen ergeben können.

Die Netzreserve wurde 2025 und 2026 ganzjährig zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit eingesetzt.

Im Winter 2025 und 2026 wurde die kontrahierte Leistung in den Spitzenstunden ausgeschöpft.

Abbildung 25 und besonders Abbildung 26 zeigen die hohe Bandbreite an energiewirtschaftlichen Bedingungen im europäischen Stromsystem im historischen Netzreservebedarf auf. In Abbildung 26 ist die Anzahl der Stunden mit positivem Redispatch-Einsatz von Netzreserve-Kraftwerken saisonal für die Jahre 2024/2025 und 2025/2026 dargestellt. Im Jahr 2025/2026 hat sich die Anzahl der Netzreserveeinsätze verglichen zum Vorjahr mehr als verdoppelt. Hier wird deutlich, dass die geänderten Rahmenbedingungen 2025/2026 wie die Verschiebung zu West-Ost-Flüssen am europäischen Strommarkt oder die geringe Laufwassererzeugung direkten Einfluss auf die Höhe und Häufigkeit von Netzreserve-Einsätzen nimmt. Die hohe Volatilität der Rahmenbedingungen und die daraus folgende jährliche Variation im Netzreserveeinsatz beweist klar, dass aus einem Jahr mit geringerem Netzreservebedarf keine fundierten Schlussfolgerungen zum zukünftigen Netzreservebedarf gezogen werden können.

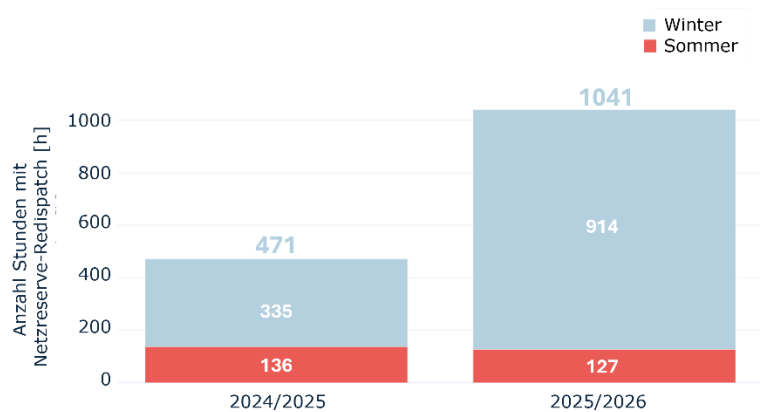


Abbildung 26: Häufigkeit von positiven Redispatch-Einsätzen der Netzreserve je Saison für 2024/2025 und 2025/2026.

Die Anzahl der Netzreserve-Einsätze hat sich 2025/2026 im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt. Die kritischeren Rahmenbedingungen in diesem Jahr im Vergleich zu 2024/2025 spiegeln sich direkt in einem höheren Netzreservebedarf wider.

4. Systemkritische Situationen und ihre Lösung – eine Detailbetrachtung



Abbildung 27: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zu Detailanalysen historischer systemkritischer Situationen.

Die Ableitung des Netzreservebedarfs in der Systemanalyse basiert auf Detailanalysen systemkritischer Stunden aus den Simulationsergebnissen. Für Sommer und Winter wird typischerweise jene Stunde gewählt, die den höchsten Bedarf an flexibler Leistung aufweist, der sich aus der Summe des thermischen Markteinsatzes und des positiven thermischen Redispatch-Einsatzes zusammensetzt. Der Bedarf beruht auf einem komplexen Zusammenspiel einer Vielzahl an energiewirtschaftlichen und netztechnischen Faktoren in Österreich und Europa. Die Systemanalyse muss gewisse Annahmen hinsichtlich des Strommarktes und Stromnetzes für die Markt- und Redispatch-Berechnungen treffen. **In der Ex-Post-Analyse wird das Zusammenspiel dieser Annahmen in Einzelsituationen untersucht, indem historisch kritische Situationen den dimensionierenden Stunden der Systemanalyse gegenübergestellt werden.** Dabei werden die Übereinstimmungen und Unterschiede zwischen Simulation und Historie untersucht. Die Notwendigkeit der Netzreserve zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit wird für je fünf historisch kritische Stunden pro Saison verdeutlicht (Abbildung 27).

4.1. Bedarfsdimensionierende Stunden der Systemanalyse

Die jeweiligen energiewirtschaftlichen Umstände der dimensionierenden Stunden der Systemanalyse wurden in Abbildung 28 (Sommer) und Abbildung 29 (Winter) dargestellt. Daraus lassen sich Muster bzw. Standards in den Handels- und Lastflüssen erkennen, welche bis jetzt den Knoten St. Peter als dimensionierenden Engpass für die Netzreserve ergeben. Die wichtigsten Faktoren für die Sommerfälle sind in Tabelle 3 gelistet. Tabelle 4 führt die relevanten Parameter für die Winterstunden auf.

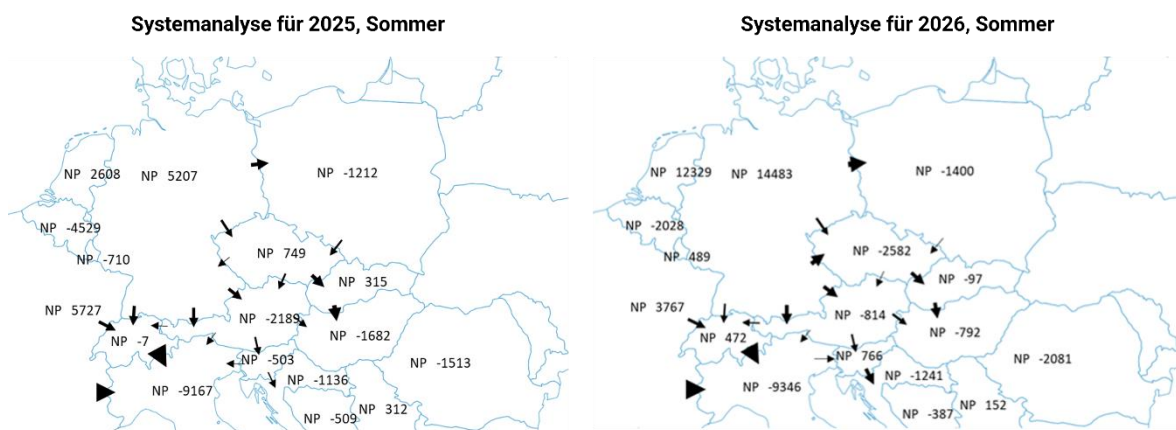


Abbildung 28: Europäische Handelslage in den dimensionierenden Sommerstunden der Systemanalysen.

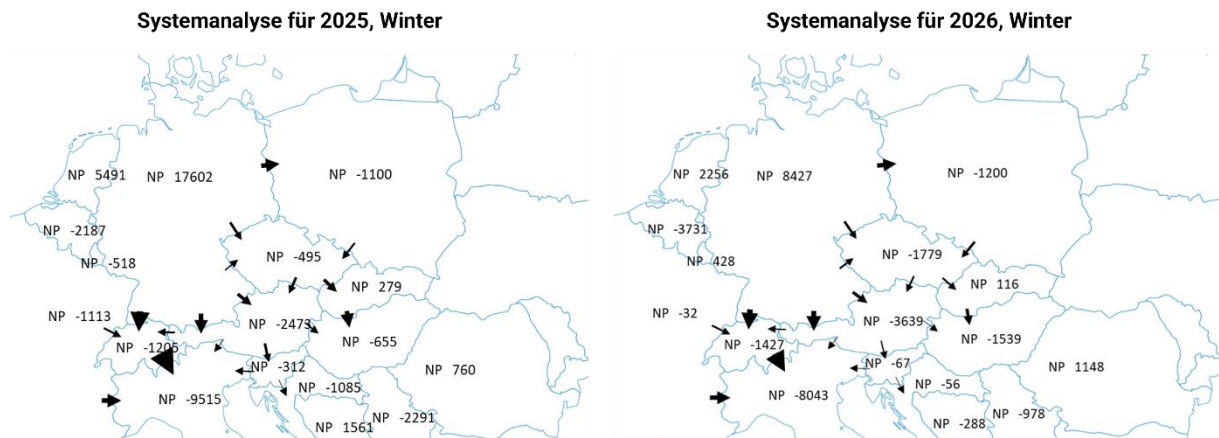


Abbildung 29: Europäische Handelsflüsse in den dimensionierenden Winterstunden der Systemanalysen.

Die Sommerstunden sind vor allem durch West-Ost-Handelsflüsse in Europa und durch Österreich, sowie der geringen Winterzeugung in Österreichs geprägt. Im Winter führen besonders Nord-Süd- bzw. West-Ost-Handelsflüsse, hervorgerufen u.a. durch die hohe Winterzeugung in DE, zu Überlastungen bei St. Peter. Gleichzeitig wird eine hohe Residuallast – also hohe Last bei geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern (EE) - in Österreich verzeichnet. Mehr Details zu den dimensionierenden Stunden werden im **Anhang 1 - Bedarfsdimensionierende Stunden der Systemanalyse** angeführt.

Tabelle 3: Charakteristische Faktoren für die dimensionierenden Sommerstunden der Systemanalysen.

Systemanalyse	Hauptfaktoren Europa	Hauptfaktoren AT	Engpass	Max. Redispatch-Leistung
Systemanalyse 2023 für 2025	Exporteure: FR, NL, DE Importeure: IT Handelsflüsse: West-Ost-Flüsse	AT im Import Hohe Last Geringe Winterzeugung Hohe PV-Erzeugung	Engpass: St. Peter – Pleinting Auslastung: 146%	Gesamt: 1430 MW Thermisch: 575 MW
Systemanalyse 2024 für 2026	Exporteure: FR, NL, DE Importeure: IT, PL, Südost Handelsflüsse: West-Ost-Flüsse	AT im Import Hohe Last Geringe Winterzeugung Hohe PV-Erzeugung	Engpass: St. Peter – Pleinting Auslastung: 166%	Gesamt: 2413 MW Thermisch: 2089 MW

Tabelle 4: Charakteristische Parameter für die dimensionierenden Winterstunden der Systemanalysen.

Systemanalyse	Hauptfaktoren Europa	Hauptfaktoren AT	Engpass	Max. Redispatch-Leistung
Systemanalyse 2023 für 2025	Exporteure: DE, NL, FR Importeure: IT, CH Hohe Winterzeugung DE Handelsflüsse: Nord-Süd- bzw. West-Ost-Flüsse	AT im Import Hohe Last Geringe EE-Erzeugung Hohe Turbinen-erzeugung	Engpass: St. Peter-Leitungen Auslastung: 141%	Gesamt: 1240 MW Thermisch: 945 MW
Systemanalyse 2024 für 2026	Exporteure: DE, NL, FR Importeure: IT, CH, Südost Hohe Winterzeugung DE Handelsflüsse: Nord-Süd- bzw. West-Ost-Flüsse	AT im Import Hohe Last Geringe EE-Erzeugung Hohe Turbinen-erzeugung	Engpass: St. Peter-Leitungen Auslastung: 109%	Gesamt: 350 MW Thermisch: 185 MW

4.2. Historisch systemkritische Stunden 2025–2026

In den Jahren 2025 und 2026 gab es Situationen, in denen die Bedeutung der Netzreserve besonders deutlich wird. Die Lösung von Engpässen im österreichischen Übertragungsnetz ist ein komplexer Prozess, in dem nicht nur die akute Engpasslage in Österreich zu jener Stunde, sondern die gesamtheitliche Situation im Stromsystem Österreichs und insbesondere seiner Nachbarländer über mehrere Stunden berücksichtigt werden muss. Welche der möglichen Maßnahmen zur Engpasslösung – darunter fallen unter anderem topologische Änderungen wie Sonderschaltzustände, die Lastflusssteuerung durch die Stufung von Phasenschiebertransformatoren (PST), und Redispatch von hydraulischen, thermischen, oder Windanlagen – gewählt wird, hängt in der Betriebsführung also von einer Vielzahl an Faktoren ab.

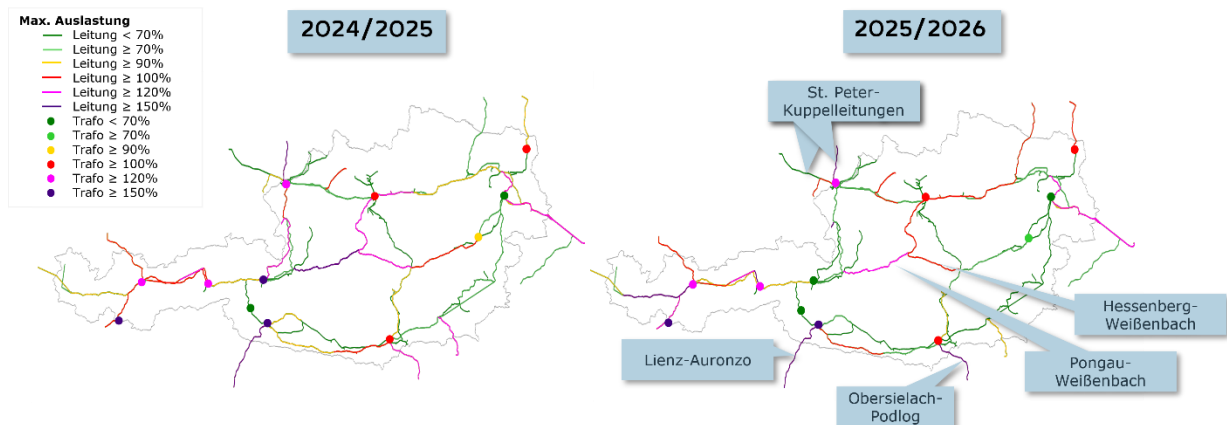


Abbildung 30: Maximale (n-1)-Auslastung vor EPM-Maßnahmen je Leitung 2024/2025 (links) und 2025/2026 (rechts).

Abbildung 30 stellt die Engpasslage für die Jahre 2024/2025 (links) und 2025/2026 (rechts) dar. Für beide Jahre ist die höchste stündliche (n-1)-Auslastung je Netzelement abgebildet. Beide Jahre weisen ähnliche Engpässe aus: die höchsten (n-1)-Überlastungen sind auf den St. Peter-Leitungen, den Leitungen Tauern-Weißbach bzw. Hesselberg-Weißbach, und den Grenzleitungen in den Süden und nach Ungarn zu finden. Auch die Transformatoren St. Peter und in Süd- und Westösterreich zeigen hohe Auslastungen für beide Jahre. Die volle Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung im Sommer 2025 hat die Engpasslage besonders im Bereich Tauern-Salzburg entlastet.

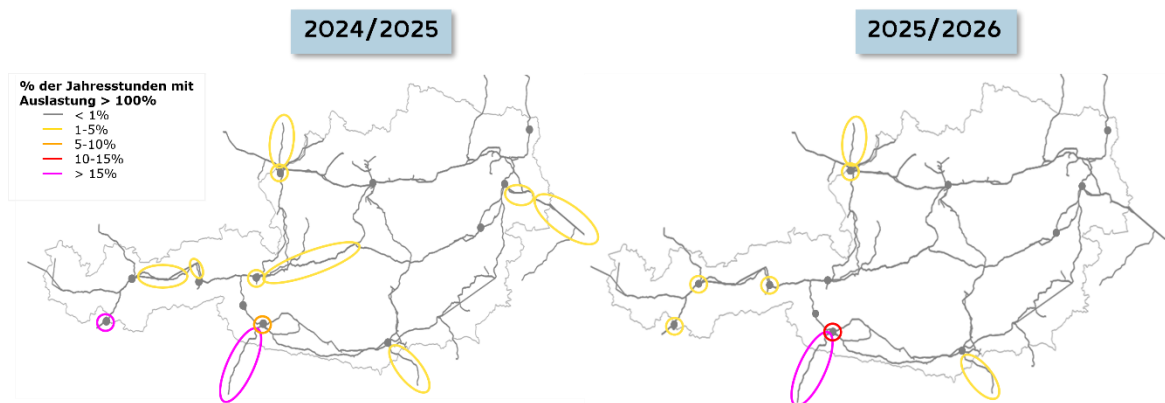


Abbildung 31: Relative Häufigkeit der Überlastungen 2024/2025 (links) und 2025/2026 (rechts).

Die relative Häufigkeit der Überlastungen je Netzelement ist in Abbildung 31 abgebildet. Die Netzelemente mit den häufigsten Überlastungen, d.h. Auslastungen > 100%, sind in beiden Jahren die St. Peter-Leitungen, die Grenzleitungen Lienz-Auronzo und Obersielach-Podlog, sowie die Transformatoren in Westösterreich. Die Grenzleitungen im Süden weisen zwar hohe und häufige Überlastungen auf, diese Engpässe können jedoch durch den Einsatz von PST als kurative Maßnahme zur Lastflussregelung meist gelöst werden. 2024/2025 zählen auch die Grenzleitung nach Ungarn und die interne Leitung Tauern/Pongau-Weißbach zu den häufigsten Engpässen. Abbildung 30 und Abbildung 31 verdeutlichen, dass trotz des voranschreitenden Netzausbaus, der die wirksamste

Maßnahme zur Sicherstellung der Netzsicherheit darstellt, im österreichischen Übertragungsnetz hohe und häufige Überlastungen auftreten die zu systemkritischen Situationen führen. In der Detailbetrachtung solcher Stunden wird die Rolle der Netzreserve besonders deutlich sichtbar. Im Folgenden werden solche kritischen Stunden und die Rolle der Netzreserve in ihrer Lösung beleuchtet.

4.2.1. Einsatz der Netzreserve zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit

4.2.1.1. Auswahl und Detailanalyse von tatsächlich aufgetretenen systemkritischen Stunden

Um die Bedeutung der Netzreserve in systemkritischen Stunden aufzuzeigen, werden je Saison fünf historische kritische Stunden aus 2025 und 2026 ausgewählt, in denen Netzreserve-Kraftwerke als EPM-Maßnahme abgerufen wurden. Die ausgewählten Stunden werden anschließend hinsichtlich Energiewirtschaft, Netzsituation, und EPM-Maßnahmen im Detail betrachtet. Der tatsächliche historische Redispatch-Einsatz (in der Tabelle 5) und die Notwendigkeit der Netzreserve zur Engpasslösung wird im Kontext der Befundlage in ganz Österreich und der energiewirtschaftlichen Lage Europas bewertet, wie in **Anhang 2 - Historisch systemkritische Stunden 2025-2026** ausgeführt.

Tabelle 5: Netztechnisch relevante Stunden 2025 und 2026.

Saison	Netztechnisch relevante Stunde	Historischer Gesamt-Redispatch-Einsatz [MW]	Historischer Netzreserve-Einsatz [MW]
Sommer	26.06.2025, 17:00	930	280
	26.06.2025, 18:00	630	280
	30.06.2025, 19:00	200	200
	01.07.2025, 00:00	650	100
	01.07.2025, 02:00	1000	350
Winter	21.01.2025, 13:00	450	450
	19.02.2025, 07:00	470	470
	23.01.2026, 11:00	500	500
	24.01.2026, 13:00	150	150
	24.03.2026, 14:00	1950	400

4.2.1.2. Charakteristika der historisch kritischen Stunden

Aus der Detailanalyse der historisch aufgetretenen kritischen Stunden lassen sich gewisse Muster bzw. Aspekte ableiten, die in diesen Stunden gehäuft auftreten. Die treibenden Faktoren, die zu der konkreten Engpasslage und dem Redispatch- bzw. Netzreserve-Einsatz in den betrachteten kritischen Stunden geführt haben, sind folgende:

- **West-Ost- bzw. Nord-Süd-Flüsse durch Österreich** führen zu Engpässen im österreichischen Übertragungsnetz. Besonders relevante Engpässe sind die St. Peter-Leitungen und -Transformatoren sowie die Leitungen Tauern/Pongau-Weißbach oder Weißbach-Hessenberg.
- Die **Wirksamkeit von Kraftwerken in der Engpasslösung hängt stark ihrer geografischen Lage im Stromnetz relativ zu den vorhandenen Engpässen im Stromnetz** ab. Insbesondere bei Engpässen auf internen Leitungen wie z.B. Tauern/Pongau-Weißbach ist positives Redispatch-Potenzial hinter dem Engpass, also in Ostösterreich, notwendig. Dieses kann nur durch die thermischen Kraftwerke im Osten geliefert werden.
- **Hydraulische Kraftwerke stehen nicht gesichert für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung.** Das Hochfahrpotenzial kann durch hohen Markteinsatz oder betrieblichen Begrenzungen (z.B. Pegelstandbegrenzungen, Vorhalten von Regelreserve-Leistung, behördliche Auflagen) eingeschränkt sein.

- Für **Engpasssituationen, die über mehrere Stunden anhalten, ist der Einsatz thermischer Kraftwerke in der Engpasslösung notwendig**, da der Einsatz hydraulischer Kraftwerke über längere Zeiträume durch die genannten Beschränkungen nicht gesichert ist.
- Der **Einsatz topologischer Maßnahmen wie Sonderschaltzuständen ist nicht gesichert verfügbar**. Die notwendigen Betriebsmittel müssen zur Verfügung stehen.
- Die **Engpasslösung in der Betriebsführung ist ein hochkomplexer Prozess**, der die Situation am Strommarkt und Stromnetz Österreichs und umgebender Länder über längere Zeiträume berücksichtigen muss.

Die Schlüssel-Rolle folgender Entlastungsmaßnahmen (s. auch Art. 22 SO GL) in der Betriebsführung wurden erneut durch die Fälle bestätigt:

- Der **Einsatz von Phasenschiebertransformatoren zur Lastflusssteuerung** ist ein essenzielles Mittel zur Sicherstellung der Netzsicherheit und wird in der Betriebsführung effektiv eingesetzt. Die Koordinierung der PST-Stufung auf internationaler Ebene kann jedoch sehr komplex sein.
- **Sonderschaltzustände sind effektiv in der Lösung von Netzengpässen** und werden im österreichischen Übertragungsnetz laufend eingesetzt. Die notwendigen Betriebsmittel stehen jedoch **nicht zu jedem Zeitpunkt aufgrund der komplexen Handelserfordernisse und Netzflüsse gesichert zur Verfügung**. Für Grenzleitungsengpässe ist die Koordinierung mit anderen ÜNB notwendig.

Die Analyse der historisch kritischen Stunden zeigt, dass die Netzreserve im komplexen Prozess der Engpasslösung benötigt wird. Weitere Optionen (topologische Maßnahmen oder Abrufe anderer Kraftwerkstypen) werden sofern möglich eingesetzt, stehen jedoch nicht gesichert zur Engpassbehebung zur Verfügung.

4.2.2. Gemeinsamkeiten und Unterschiede historisch relevanter Stunden zu dimensionierenden Stunden der Systemanalyse

Wie in Abschnitt 4.1 bzw. Anhang 1 aufgeführt, weisen die bedarfsdimensionierenden Stunden der Systemanalyse je Saison Ähnlichkeiten in den vorliegenden Bedingungen auf, die zu der Engpasslage und damit dem Redispatch-Bedarf in der jeweiligen Stunde geführt haben. Im Folgenden wird untersucht, wie häufig in der Realität Situationen auftreten, die den dimensionierenden Stunden der Systemanalyse ähneln, welche Gemeinsamkeiten sie aufweisen, und welche Unterschiede auftreten. Im Zuge dieser Analyse werden die relevanten Treiber für positiven thermischen Redispatch in Österreich identifiziert.

4.2.2.1. Die Häufigkeit des Auftretens der simulierten Stunden in der Realität

Einige der charakteristischen Eigenschaften der dimensionierenden Stunden der Systemanalyse und die Häufigkeit ihres Auftretens im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 sind in Tabelle 6 gelistet. Situationen, die den dimensionierenden Fällen der Systemanalyse in einer oder mehreren Eigenschaften ähnlich sind, treten in der Realität häufig auf, wie aus Tabelle 6 hervorgeht. Analog zu den dimensionierenden Stunden, in denen die österreichische Last zumindest bei ca. 70 der Jahreshöchstlast liegt, wurde für die historische Residuallast Österreichs in Tabelle 6 ebenfalls das 70%-Perzentil herangezogen.

Die Analyse zeigt, dass historisch systemkritische Stunden, die den bedarfsdimensionierenden Stunden der Systemanalyse in energiewirtschaftlichem und netztechnischem Umfeld ähnlich sind, in der Realität häufig auftreten.

Tabelle 6: Häufigkeit des Auftretens der charakteristischen Eigenschaften der dimensionierenden Stunden der Systemanalysen im Zeitraum 2024-2026.

Parameter aus dimensionierender Stunde der SA	Häufigkeit des Auftretens Juli 2024 - Juni 2026
Positiver thermischer Redispatch	Über 2000 Stunden
Überlastung auf einer St. Peter-Leitung	Über 900 Stunden
Exporte aus Westeuropa	Über 5000 Stunden
Hohe Residuallast Österreich	Über 1700 Stunden

4.2.2.2. Vergleich der kritischen Stunden der Historie und der Systemanalyse

Für den gesamten Zeitraum von Juli 2024 bis Juni 2026 wurde untersucht, unter welchen Umständen gehäuft hohe thermische Redispatch-Einätze auftreten. Eine detaillierte Beschreibung der Analyse ist in **Anhang 3 – Gegenüberstellung der kritischen Stunden: Historie und Systemanalyse** gegeben. Die relevantesten Treiber für hohe Redispatch-Abrufe in Österreich im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 sind:

- **Hohe Lasten in den südöstlichen Nachbarländern Österreichs (HU, SI, IT),**
- **Hohe Erneuerbaren-Erzeugung in Deutschland und den Niederlanden (besonders Wind-Erzeugung),**
- **Hohe Erzeugung in den nordischen bzw. skandinavischen Ländern,**
- **Hohe Residuallast in Österreich.**

Durch seine zentraleuropäische Lage ist die Engpasssituation Österreichs stark beeinflusst durch das energiewirtschaftliche Umfeld der umliegenden Länder. Der thermische Redispatch-Bedarf und damit der Netzreserve-Bedarf im österreichischen Übertragungsnetz müssen daher in einem gesamteuropäischen Kontext betrachtet werden. **In den systemkritischen Stunden mit hohem thermischem Redispatch-Bedarf in Österreich liegt weiters häufig Kombinationen aus mehreren energiewirtschaftlichen Faktoren in Europa, die in Extremwerten auftreten, vor.**

Die Kritikalität im österreichischen Stromnetz ist stark beeinflusst durch eine Kombination aus Faktoren auf gesamteuropäischer Ebene. Das Erzeugungs- und Lastverhalten der umliegenden Länder Österreichs spielt eine zumindest gleich große Rolle in der österreichischen Engpasslage wie die Bedingungen in Österreich.

Die charakteristischen Faktoren historisch kritischer Stunden decken sich gut mit jenen der Systemanalyse. In der Detailbetrachtung einzelner Stunden und der direkten Gegenüberstellung mit den bedarfsdimensionierenden Stunden der Systemanalyse können Unterschiede in einzelnen Parametern bzw. deren Ausprägung auftreten. Die Systemanalyse muss zur Simulation des Strommarkts und -Netzes gewisse Annahmen treffen, die von den tatsächlichen Echtzeit-Voraussetzungen und Redispatch-Erfordernissen in Einzelstunden zwei Jahre in der Zukunft – insbesondere im Kontext der Volatilität der europäischen Energiewirtschaft der letzten Jahre - abweichen können. **Die relevanten Treiber, die entweder besonders häufig zu netztechnisch relevanten Situationen führen oder in besonders kritischen Situationen resultieren, sind in der Realität und der Systemanalyse sehr ähnlich.**

Die historisch aufgetretenen kritischen Stunden weisen ähnliche relevante energiewirtschaftliche und netztechnische Voraussetzungen auf wie die bedarfsdimensionierenden Stunden der Systemanalyse.

5. Ex-Post-Analyse der Eingangsannahmen der Systemanalyse

In der Systemanalyse werden Parameter und Annahmen festgelegt, welche als Berechnungsgrundlage der Strommarkt- und Stromnetzberechnungen dienen. Darunter werden u.a. der Kraftwerkspark, die Stromgestehungskosten, die berücksichtigten Netzausbauprojekte, die Last und das Wetterszenario festgelegt. Zusätzlich werden in den Berechnungen Annahmen zur Verfügbarkeit von Kraftwerken oder Netzelementen getroffen, die einen Einfluss auf das Simulationsergebnis haben. Auch in der Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung können zusätzliche Faktoren berücksichtigt werden, wie eine Leistungsverringerung thermischer Kraftwerke bei Temperaturen ab 20°C. Die Ex-Post-Analyse untersucht die Validität dieser Annahmen für den Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 (Abbildung 32). Anhand der Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse können gemäß §143(3) EIWG Anpassungen der Annahmen der Systemanalyse erfolgen. Eine Gegenüberstellung weiterer Annahmen zum Ausbau Erneuerbarer Energieträger, des Wetterszenarios und der Last sind in Absatz 2.2 und Absatz 2.3 gegeben. Die Ergebnisse werden hier zusammengefasst.



Abbildung 32: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zu den Eingangsannahmen der Systemanalyse.

5.1. Annahmen zum energiewirtschaftlichen und netztechnischen Szenario

5.1.1. Stromgestehungskosten

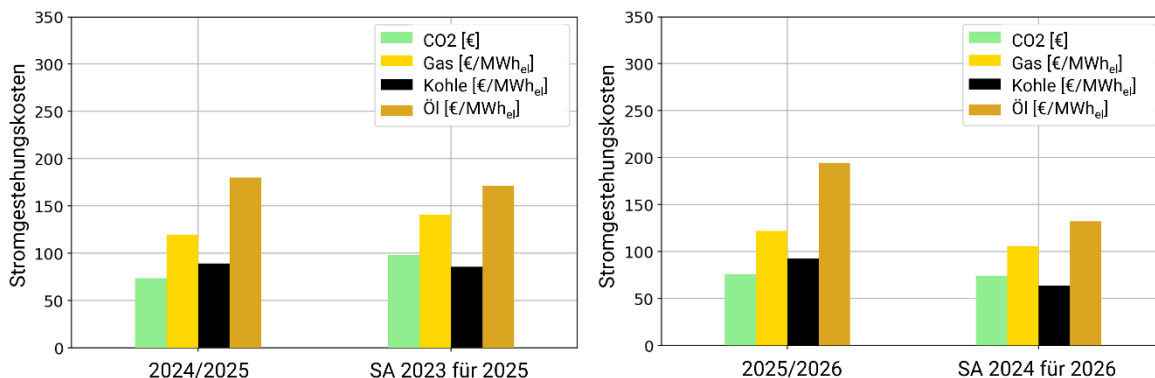


Abbildung 33: Vergleich der Stromgestehungskosten im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 mit den Annahmen der Systemanalysen für 2025 und 2026.

Eine Gegenüberstellung der Annahmen der Systemanalysen zu den Stromgestehungskosten 2025 und 2026 mit den historischen Werten für den Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 ist in Abbildung 33 dargestellt. **Sowohl historisch als auch in der Systemanalyse waren die Stromgestehungskosten aus Kohle niedriger als aus Gas und es lag ein „Kohle-vor-Gas“-Szenario vor.** Im historischen Jahr von Juli 2024-Juni 2025 lagen die Stromgestehungskosten aus Gas unter der Annahme der Systemanalyse, während die der Stromgestehungskosten aus Kohle trotz geringeren CO₂-Kosten historisch höher waren als in der Systemanalyse angenommen. Der Unterschied beträgt für Gas hier im Mittel rund 28 €/MWh. Für das historische Jahr von Juli 2025 bis Juni 2026 lagen die Stromgestehungskosten für alle Technologien höher als die Annahmen der Systemanalyse, was unter anderem durch politische Krisen wie dem Krieg im Iran erklärbar ist, die im Jahr der Durchführung der Systemanalyse noch nicht absehbar waren.

5.1.2. Kraftwerkspark

In Absatz 2.2 werden die historisch verfügbaren installierten Kapazitäten Erneuerbarer Energieträger in Österreich und Deutschland mit den Annahmen der Systemanalyse verglichen. Während der Ausbau von Solaranlagen

historisch tendenziell schneller voranschreitet als angenommen, zeigen sich beim Ausbau von Windkraft Verzögerungen im Vergleich zu den Annahmen der Systemanalyse.

Tabelle 7 vergleicht die installierten Kapazitäten für 2024/2025 und 2025/2026 der restlichen Technologien in Österreich mit den Annahmen der Systemanalyse für 2025 und 2026. Die Annahmen treffen die historischen Werte im Allgemeinen gut. Eine Abweichung von 1 GW gibt es für die Gaskapazitäten 2024/2025. Der Kraftwerkspark der Systemanalyse für 2025 basierte auf den Daten des European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2022 und den zu der Zeit bekannten Stilllegungsmeldungen. Die Systemanalyse für 2026 zog die Daten des ERAA 2023 heran.

Tabelle 7: Vergleich des österreichischen Kraftwerkspark historisch mit den Annahmen der Systemanalyse.

Zeitraum	Technologie	Installierte Leistung Systemanalyse [GW]	Historische installierte Leistung [GW]
2024/2025	Gas	3,3	4,3 ¹⁷
	Turbinen	6,8	6,6 ¹⁴
	Laufwasser	6,0	5,9 ¹⁴
	Biomasse	0,6	0,6 ¹⁴
2025/2026	Gas	4,0	4,3 ¹⁴
	Turbinen	6,8	6,6 ¹⁴
	Laufwasser	6,0	5,9 ¹⁴
	Biomasse	0,7	0,6 ¹⁴

5.1.3. Wetterszenario und Lastannahmen

Die Systemanalysen zogen zur Modellierung das historische Klimajahr 2018 heran, das im Jahresvergleich ein eher trockenes Jahr darstellt und daher zur Abbildung systemkritischer Situationen geeignet ist. Das Jahr von Juli 2024 bis Juni 2025 war dem Klimajahr 2018 hinsichtlich der Laufwassererzeugung ähnlich, während der Zeitraum von Juli 2025 bis Juni 2026 ein deutlich trockeneres Wetterjahr darstellt als 2018 (siehe dazu Absatz 2.3). Die Betrachtung trockener, und damit potenziell kritischer Wetterszenarien in der Systemanalyse ist durch die Ex-Post-Analyse eindeutig indiziert.

Die Auswahl des Wetterjahres beeinflusst die Annahmen zum Native Demand. Die Lastannahmen des Native Demand für das Jahr 2025 stimmen gut mit den historischen Lastwerten überein, während die historische Stromnachfrage des Jahres 2026 stärker von der Annahme der Systemanalyse abweicht.

5.1.4. Netzausbau

Die Systemanalyse berücksichtigt in den Netzberechnungen den voranschreitenden Ausbau des österreichischen und europäischen Stromnetzes, um die Auswirkungen auf den Lastfluss möglichst akkurat abzubilden. Insbesondere die Netzausbauprojekte im österreichischen Übertragungsnetz und an den Grenzen beeinflussen die Netzsituation in Österreich stark. **Im historischen Zeitraum von Juli 2024 bis Juni 2026 war die Mehrheit der in der Systemanalyse berücksichtigten Ausbauprojekte in Betrieb.** Ein besonderes Ereignis war dabei die Inbetriebnahme der 380-kV-Salzburgleitung im Sommer 2025.

¹⁷[Installierte Erzeugungskapazität pro Produktionstyp - Austrian Power Grid](#), Stand 07.01.2025 bzw. 16.12.2025 (letzter Aufruf: 30.07.2026).

Die Szenarioannahmen der Systemanalysen 2025 und 2026 sind robust. Trotz der volatilen energiewirtschaftlichen Entwicklung der letzten Jahre decken sich die Annahmen zu Kraftwerkspark, Stromgestehungskosten, Lastannahmen und Netzausbau weitgehend mit der historischen Realität.

5.2. Methodologische Annahmen

Während in den Strommarkt- und Netzsimulationen der Systemanalyse Revisionen und temporäre Stilllegungen thermischer Anlagen berücksichtigt werden, fließen in die Systemanalyse keine Nichtverfügbarkeiten hydraulischer Kraftwerke ein. Die Ex-Post-Analyse zeigt jedoch, dass hydraulische Anlagen wie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich in Summe aufgrund von Revisionen oder Abschaltungen nur selten mit ihrer vollen Leistung verfügbar sind, wie in Abbildung 34 ersichtlich. **Im Zeitraum 01. Jänner 2025 bis 30.06. 2026 stehen im Mittel nur 3605 GW¹⁸ von der installierten Leistung von 6,6 GW für den Gesamteinsatz hydraulischer Kraftwerke am Markt, für Regelreserve und Engpassmanagement-Einsätze zur Verfügung, was eine Differenz von beinahe 3 GW zur vollen installierten Leistung ergibt. Um das österreichische Energiesystem möglichst realitätsnah abzubilden, sollte die Nichtverfügbarkeit hydraulischer Kraftwerke in der Hydro-Modellierung der Systemanalyse berücksichtigt werden.**



Abbildung 34: Maximale verfügbare Leistung und historische Einspeisung von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken in Österreich 2025 und 2026.

Die hydraulischen Kraftwerke in Österreich waren 2025 und 2026 im Mittel mit 3,6 GW Leistung für Markt-, Regelreserve- und Redispatch-Einsatz verfügbar. Diese Diskrepanz zur installierten Leistung von fast 3 GW soll in der Systemanalyse durch Nichtverfügbarkeiten hydraulischer Kraftwerke berücksichtigt werden.

5.3. Annahmen zu bedarfserhöhenden Faktoren in der Ableitung des Netzreservebedarfs

Da Leitungsabschaltungen im wirksamen Bereich um den dimensionierenden Engpass in St. Peter die Auslastung der befundeten Leitungen erhöhen können, berücksichtigt die Systemanalyse repräsentativ eine Abschaltung der Leitung Slavetice-Dasny im Bereich des tschechischen ÜNB ČEPS. Trotz der internationalen Koordinierung der

¹⁸ Berücksichtigte Kraftwerke sind Kaprun, Malta/Reißeck, Zemm, Koralpe, Fragant, Schwarzach, Nassfeld, Fusingau, Diessbach, Bodendorf, Böckstein, Ranna und Wölla.

Abschaltungen von Netzelementen, um Auswirkungen auf die Engpasslage im Stromnetz zu vermeiden, zeigt die Ex-Post-Analyse, dass in der Realität oft mehr als eine Leitung im wirksamen Bereich um St. Peter abgeschaltet ist. Tabelle 8 zeigt die Häufigkeit von mindestens einer bzw. mindestens 2 gleichzeitigen Abschaltungen ausgewählter Leitungen im wirksamen Bereich um St. Peter im Zeitraum von Juli 2024 bis Juni 2026. **In diesem Zeitraum war tatsächlich beinahe durchgehend mindestens eine der ausgewählten Leitungen in Tschechien abgeschaltet; in etwa der Hälfte der Zeit wurden sogar mindestens zwei Leitungsabschaltungen gleichzeitig verzeichnet.** Die Annahme von nur einer abgeschalteten Leitung im ausgewählten Bereich in Tschechien in der Systemanalyse überschätzt die tatsächliche Leitungsverfügbarkeit um St. Peter damit deutlich.

Tabelle 8: Häufigkeit von Leitungsabschaltungen in Österreich und dem Ausland von Juli 2024 bis Juni 2026.

Leitungsabschaltungen im Zeitraum Juli 2024 – Juni 2026	
Anteil Stunden mit mindestens einer Abschaltung in CZ	93%
Anteil Stunden mit mindestens 2 Abschaltungen in CZ	53%

Um auch gegen mögliche Nichtverfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken aufgrund von Revisionen abgesichert zu sein, berücksichtigt die Systemanalyse in der Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung im Sommer eine durchschnittliche Zeit von 49 Tagen pro Kraftwerk, in der das Kraftwerk nicht zur Verfügung steht. Tabelle 9 listet die mittlere Anzahl an Tagen pro Kraftwerk, an denen historisch Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Revisionen auftreten. **Die Annahme von 49 Nichtverfügbarkeits-Tagen pro Kraftwerk wird durch historische Daten bestätigt und ist robust.** Das Jahr 2025 hat die begrenzte Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke besonders verdeutlicht. **Es traten ungeplante Kraftwerksausfälle auf, mit denen aufgrund des hohen Alters der kalorischen Anlagen und der durch den Klimawandel steigenden Temperaturen in Zukunft noch häufiger zu rechnen ist.**

Tabelle 9: Revisionsbedingte Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke von Juli 2024 bis Juni 2026.

Zeitraum	Mittlere Anzahl Tage mit Nichtverfügbarkeit/Kraftwerk [T]
Systemanalyse	49
Juli 2024 – Juni 2025	54
Juli 2025 – Juni 2026	47

Da thermische Kraftwerke bei hohen Umgebungstemperaturen eine geringere Effizienz aufweisen, wird in der Bedarfsableitung der Systemanalyse für den Sommer ein Leistungsaufschlag ergänzt, der die geringere Wirksamkeit bei Temperaturen ab 20°C kompensieren soll. Im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 traten im Raum Wien, wo die Mehrheit der thermischen Kraftwerke angesiedelt ist, insgesamt 267 Tage mit Maximaltemperaturen von über 20°C auf, an 70 Tagen lag die Maximaltemperatur über 30°C. **Die drei Annahmen zu Leitungsabschaltungen im Ausland, revisionsbedingten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten, und hohen Umgebungstemperaturen (über 20°C) traten im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 in 2882 Stunden gleichzeitig auf.**

Die Annahmen der Systemanalyse zur Berücksichtigung von bedarfserhöhenden Faktoren in der Ableitung des Netzreservebedarfs sind robust. In der Realität treten diese (Kraftwerksnichtverfügbarkeiten, Leitungsabschaltungen, und verringerte Effizienz thermischer Kraftwerke bei hohen Temperaturen) auch gleichzeitig auf.

Ein Überblick über alle Annahmen der Systemanalyse und ihrem historischen Auftreten ist in Tabelle 10 gegeben.

Tabelle 10: Überblick über die Annahmen der Systemanalyse und ihrem Eintreffen in den Jahren 2025 und 2026.

Parameter	Annahme der Systemanalyse	Historisch	Zeitraum	Fazit
Installierte Windkraft AT	4,9 GW	4,0-4,4 GW	01/2025 – 06/2026	Tendenziell überschätzt
Installierte PV-Anlagen AT	6,8 – 8,3 GW	8,3-10,4 GW	01/2025 – 06/2026	Tendenziell unterschätzt
Last/Native Demand	68,4 bzw. 70,2 TWh	70,9 TWh bzw. 65,3 TWh	07/2024 – 06/2025 07/2025 – 06/2026	Lastannahmen sind robust
Jahreslaufwassermenge	25,8 TWh	26,4 TWh bzw. 23,4 TWh	07/2024 – 06/2025 07/2025 – 06/2026	Trockene Wetterjahre treten historisch auf.
Revisionsbedingte Nichtverfügbarkeit thermischer Kraftwerke	49 Tage/Kraftwerk	54 bzw. 47 Tage/Kraftwerk	07/2024 – 06/2025 07/2025 – 06/2026	Kraftwerksrevisionen treten historisch mit der angenommenen Häufigkeit auf.
Leistungsabschaltungen um St. Peter in CZ	1 Leitung in 100% der Stunden	Mind. 1 Leitung in 93% der Stunden Mind. 2 Leitungen in 53% der Stunden	07/2024 – 06/2026	Leistungsabschaltungen im Ausland treten historisch häufig auf.
Hohe Temperaturen (>20°C)	Treten im Sommer auf	276 Tage	07/2024 – 06/2026	Hohe Temperaturen treten historisch häufig auf.
Hohe Temperaturen, Kraftwerksrevisionen & Leistungsabschaltungen	Treten im Sommer gleichzeitig auf	2882 Stunden	07/2024 – 06/2026	Alle drei Faktoren treten historisch gleichzeitig auf.

Die Annahmen der Systemanalysen zu Szenarien und bedarfserhöhenden Faktoren werden in der Ex-Post-Analyse weitgehend bestätigt. Die angenommenen Bedingungen treten in der Realität auf.

6. Zusammenfassung und Take-Aways

6.1. Zusammenfassung

Ziel der Ex-Post-Analyse ist, neben dem umfangreichen Verständnis über das österreichische Stromsystem der Vergangenheit, die Qualitätssicherung der Systemanalyse zur Ermittlung des Netzreservebedarfs. Die Ex-Post-Analyse umfasst daher Auswertungen zu den historischen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der Vergleich mit den Annahmen der Systemanalyse, dem historischen Netzreserve- bzw. EPM-Bedarf in Höhe, Häufigkeit, Wirksamkeit, Ursachen, Mengen und Kosten, sowie eine Detailanalyse historischer netztechnisch relevanter Stunden.

Die vorliegende Ex-Post-Analyse zum historischen Zeitraum von 01.01.2025 bis 30.06.2026 zeigt für das energiewirtschaftliche Umfeld Europas bzw. Österreichs Ähnlichkeiten zu den Jahren 2021/2022. **Insgesamt bot der Zeitraum von 01.01.2025 bis 30.06.2026 für das Stromsystem kritische Bedingungen.**



Umfeld

- Europäische Energiewirtschaft zeigt **hohe Volatilität**:
 - 2025/2026 traten wieder vermehrt **West-Ost-Handelsflüsse** auf.
 - Österreich war 2025/2026 wieder **Netto-Stromimporteur**.
 - Die österreichische Nettoposition zeigt **starke, teils stündliche Schwankungen**.
- 2025/2026 war in Österreich **sehr trocken** mit **geringer Laufwassererzeugung**, was die österreichische Netzsituation verschärft.



Netzreserve-Bedarf

- Die Netzreserve war 2025/2026 **ganzjährig zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig**.
 - Die maximalen Abrufe im Sommer (730 bzw. 1190 MW) und Winter (470 bzw. 565 MW) bestätigen die Ergebnisse der Systemanalyse.
- In Summe wurden 2025/2026 **etwa alle 1.7 Tage Engpassmanagement-Maßnahmen benötigt**.
- Thermische Kraftwerke weisen mitunter die **höchste Wirksamkeit** zur Behebung der **häufigsten Engpässe auf den St. Peter-Kuppelleitungen** auf.

Die angespannten Voraussetzungen spiegeln sich auch im historischen Netzreservebedarf wider. **Die maximalen Abrufe im Winter und Sommer der Zeiträume von Juli 2024 - Juni 2025 und Juli 2025 – Juni 2026 stimmten mit dem Bedarf der dimensionierenden Stunden der Systemanalyse gut überein. In Summe wurde die Netzreserve in ca. 1500 Stunden eingesetzt.** Die St. Peter-Kuppelleitungen waren auch

historisch relevante Engpässe, wie in der Systemanalyse angenommen. Die monatlich benötigten Mengen für positiven Redispatch und die damit verbundenen Kosten zeigten trotz der limitierten Vergleichbarkeit gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Systemanalyse.

Die Bedeutung der Netzreserve wird besonders in der Detailbetrachtung von historischen systemkritischen Stunden sichtbar.

Solche Situationen treten im österreichischen

Übertragungsnetz abhängig von den energiewirtschaftlichen und netztechnischen Voraussetzungen das ganze Jahr über auf. Für das Jahr 2025 und das erste Halbjahr 2026 wurden je fünf relevante historische Fälle für den Winter und Sommer untersucht und die treibenden Faktoren hinter der Netzsituation sowie die Maßnahmen, die zur



Systemkritische Situationen

- In der Realität treten kritische Situationen auf, in denen der Einsatz der Netzreserve für den kontinuierlichen, sicheren Netzbetrieb fundamental ist.
- Die historischen kritischen Stunden zeigen große Ähnlichkeiten mit den bedarfsdimensionierenden Stunden der Systemanalyse.
 - Die Historie bestätigt die Annahmen der Systemanalyse zu den Haupttreibern, die zu systemkritischen Situationen führen können.
- Die Engpassbehebung ist ein hochkomplexer betrieblicher Prozess, in dem eine ganzheitliche Betrachtung des netztechnischen und energiewirtschaftlichen Umfelds über mehrere Stunden notwendig ist.
 - Die Netzreserve ist ein zuverlässiges, sicher verfügbares Instrument, das besonders in Ausnahmefällen zur Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig ist.

Engpasslösung betroffen wurden, beleuchtet. **Die Netzreserve ist die einzige gesicherte verfügbare Flexibilität im österreichischen Übertragungsnetz, die, zusammen mit weiteren Maßnahmen, in solchen kritischen Fällen zur Engpassbehebung und Erhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit unbedingt erforderlich ist.**



Vergleich mit Systemanalyse

- Die Annahmen der Systemanalyse werden historisch bestätigt:
 - Im Mittel waren thermische Kraftwerke an 54 bzw. 47 Tagen pro Jahr aufgrund von Revisionen nicht verfügbar.
 - Im wirksamen Bereich um St. Peter im tschechischen Übertragungsnetz waren in 93% der Zeit mindestens eine Leitung abgeschaltet.
 - Hohe Umgebungstemperaturen (über 20°C), die die Effizienz thermischer Kraftwerke senken, traten an 267 Tagen auf.
 - In 2882 Stunden traten diese bedarfserhöhenden Faktoren gleichzeitig auf.
 - Die Berücksichtigung dieser Faktoren in der Bedarfsableitung der Systemanalyse ist gerechtfertigt.

Die Annahmen der Systemanalyse zum energiewirtschaftlichen Szenario und zur Bedarfsableitung wurden den historischen Voraussetzungen im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 gegenübergestellt. Die Relevanz der Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke ist besonders vor dem Kontext der 2025 gehäuft aufgetretenen ungeplanten Kraftwerksausfälle sichtbar. Die Ex-Post-Analyse zeigt auch die Notwendigkeit

der Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten hydraulischer Kraftwerke in der Systemanalyse. Wie in der Systemanalyse angenommen, trat auch in diesem historischen Zeitraum ein „Kohle-vor-Gas“-Szenario auf, und der Netzausbau schritt wie geplant voran. **Trotz der hohen Schwankungen der europäischen Energiewirtschaft im Kontext politischer und klimatischer Krisen und der Energiewende wurden die Annahmen der Systemanalyse zu großen Teilen historisch bestätigt.**

Die Ex-Post-Analyse mit Fokus auf den Zeitraum 01.01.2025–30.06.2026 verdeutlicht:

- In Zeiten des Systemumbruchs und besonders in systemkritischen Situationen ist die Notwendigkeit der Netzreserve ungebrochen.
- Die Systemanalyse liefert eine akkurate Beschreibung des österreichischen Stromsystems und des Netzreservebedarfs der Zukunft trotz wachsender Komplexität und Volatilität.

6.2. Rückwirkungen auf die Systemanalyse 2027

6.2.1. Methodologische Anpassungen

Die Erkenntnisse der Ex-Post-Analyse können zu methodologischen Anpassungen in der Systemanalyse führen. Die Auswertungen für den Zeitraum 01. Jänner 2025 bis 30.06.2026 indizieren, dass eine **Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten hydraulischer Kraftwerke analog zu der Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten thermischer Anlagen in der Systemanalyse notwendig ist. Eine entsprechende Anpassung der Hydro-Modellierung für die Markt- und Netzsimulationen der Systemanalyse soll vorgenommen werden.**

6.2.2. Auswahl von Variationen zur Berechnung in synthetischen Wochen

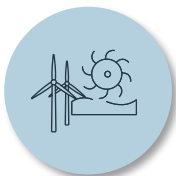
Um die Anforderungen des §143(3) ElWG zu erfüllen, wird seit der Systemanalyse 2026 für das Zieljahr 2028 eine neue Methodik zur Ermittlung des FBL umgesetzt. Zusätzlich zu der Simulation des Strommarktes und Stromnetzes für ein Jahr werden Variationen der Eingangsdaten für eine ausgewählte, kritische Woche vorgenommen. Für diese möglichst hohe Anzahl an „synthetischen“ Wochen werden wieder Simulationen durchgeführt, um den Analyserahmen der Systemanalyse weit aufzuspannen möglichst viele systemrelevante Situationen abzubilden. So wird die Robustheit der Analyse und der Ermittlung des FBL erhöht.

Die Auswahl der Variationen der Eingangsdaten basiert u.a. auf den Erkenntnissen der Ex-Post-Analyse. Die vorliegende Ex-Post-Analyse hat im Rahmen der Detailbetrachtung systemkritischer historischer Stunden die Haupttreiber für netztechnisch relevante Situationen im österreichischen Übertragungsnetz identifiziert. Daraus lassen sich die folgenden Erkenntnisse zur Berücksichtigung in Variationen im Rahmen der Systemanalyse 2027 ableiten:



Die Netzsituation Österreichs wird stark durch die **energiewirtschaftlichen Bedingungen auf europäischer Ebene** beeinflusst. Insbesondere Variationen, die zu Handelsflüssen in West-Ost- bzw. Nord-Süd-Richtung führen, sind relevant, darunter:

- Variationen mit hoher Erzeugung in Frankreich, den Niederlanden, und Deutschland
- Variationen mit hohen Residuallasten in Italien und Südosteuropa



Weitere relevante Variationen, die vor allem die **Energiewirtschaft Österreichs und Deutschlands** betreffen, inkludieren:

- Variationen mit hoher Residuallast in Österreich
- Variationen mit geringer Hydro-Erzeugung in Österreich
- Variationen mit hoher Winderzeugung in Deutschland



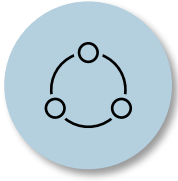
Die historischen meteorologischen Bedingungen 2025/2026 haben gezeigt, dass extreme Wetterszenarien in der Realität auftreten. Daher sind Variationen zu **verschiedenen, aus Netzsicht kritischen Wetterszenarien** indiziert:

- Variationen zu extremeren Wetterszenarien (z.B. Hitzewelle)



Die Analyse der **Kraftwerks- und Leitungsverfügbarkeiten** hat gezeigt, dass diese in der Historie häufig auftreten und die Engpasslage bzw. die Engpasslösung maßgeblich beeinflussen, und als Variationen berücksichtigt werden sollen:

- Variationen mit Ausfällen hydraulischer oder thermischer Kraftwerke
- Variationen mit zwei oder mehreren Leitungsabschaltungen im österreichischen Netz oder im wirksamen Netzbereich im Ausland



In den historisch relevanten Stunden war gehäuft eine Kombination mehrerer energiewirtschaftlicher oder netztechnischer Faktoren, die in Extremwerten vorlagen, vorzufinden. Um systemkritische Situationen realitätsgetreu in der Systemanalyse abzubilden, sind auch **Kombinationen von Variationen** in synthetischen Wochen zu berücksichtigen.

I. Anhang 1: Bedarfsdimensionierende Stunden der Systemanalyse

a. Sommerstunden

i. Systemanalyse 2023 für 2025

Das energiewirtschaftliche Umfeld der dimensionierenden Sommerstunde der Systemanalyse 2023 für 2025 (20.07., 14:00 Uhr) ist in Abbildung 35 dargestellt und zeigt Handelsflüsse von West- nach Südosteuropa. Hohe Exporte aus Frankreich, den Niederlanden und Deutschland bei hohen Importen von Italien, Belgien, Polen, und Südost-Europa führen zu West-Südost-Transitflüssen durch Österreich. Auch Österreich befindet sich im Import bei einer hohen Last von 69% der Jahreshöchstlast und geringer Winderzeugung von 180 MW. Die Erzeugung aus PV ist aufgrund der Tageszeit sowohl in Österreich als auch in Deutschland hoch (63% bzw. 70% der maximalen PV-Einspeisung). Diese Faktoren führen zu einer Überlastung auf den St. Peter-Grenzleitungen von bis zu 146% (s. Abbildung 36 links). Zur Engpassbehebung ergibt sich ein Gesamt-Redispatch von 1430 MW, davon 575 MW aus thermischen Kraftwerken. Zusammen mit dem thermischen Markteinsatz beträgt der Bedarf an flexibler thermischer Leistung 730 MW. Für eine detaillierte Beschreibung des dimensionierenden Sommerfalls sei auf den Bericht der Systemanalyse 2023 für 2025¹⁹ verwiesen.

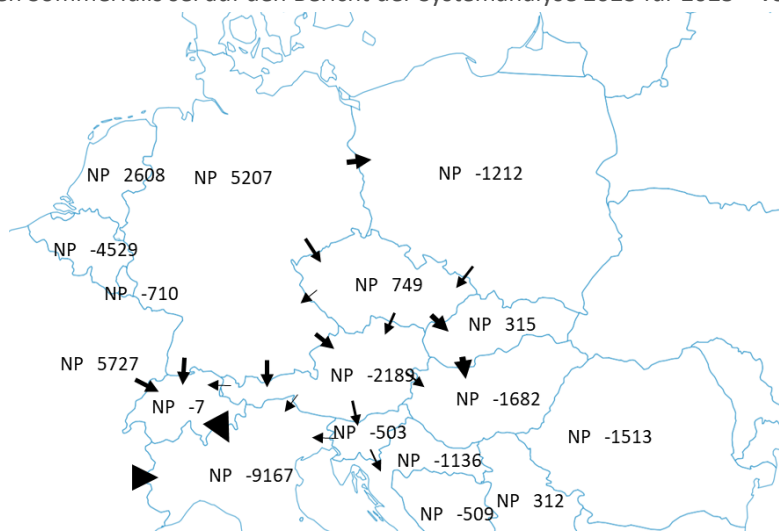


Abbildung 35: Europäische Handelsflüsse und Nettopositionen für den dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse 2023 für 2025¹⁹.



Abbildung 36: Engpasssituation vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) im dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse 2023 für 2025¹⁹.

¹⁹ „Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2024-Q3 2026“: [Vergangene Ausschreibungen - Austrian Power Grid](#) (Letzter Aufruf: 16.07.2026)

ii. Systemanalyse 2024 für 2026

In der bedarfsdimensionierenden Sommerstunde der Systemanalyse 2024 für 2026 zeigt sich ein ähnliches Bild. Auch hier führt das energiewirtschaftliche Umfeld mit Exporten aus Frankreich, den Niederlanden und Deutschland und Importen in Italien, Belgien, Tschechien, Polen und Südosteuropa zu Handelsflüssen von Nordwest- nach Südosteuropa durch Europa und Österreich (Abbildung 37). Auch Österreich ist bei einer Last von 72% der Jahreshöchstlast und geringer Windeinspeisung von 470 MW im Import. Abbildung 38 (links) zeigt die (n-1)-Auslastungen im österreichischen Übertragungsnetz vor Redispatch mit Überlastungen bzw. hohen Auslastungen auf den St. Peter-Leitungen mit bis zu 166% auf St. Peter-Pleinting, sowie den Leitungen Weißenberg-Hessenbach, Leupolz-Westtirol, Ybbsfeld-Bisamberg, Bisamberg-Wien, und Obersielach-Podlog. Der Redispatch-Einsatz zur Engpasslösung ist in Abbildung 38 (rechts) gezeigt. Insgesamt erfolgt ein Gesamt-Redispatch-Einsatz von 2413 MW, davon 2089 MW aus thermischen Kraftwerken. Es gibt keinen thermischen Markteinsatz. Eine ausführliche Beschreibung des Sommerfalls ist im Bericht der Systemanalyse 2024 für 2026²⁰ zu finden.

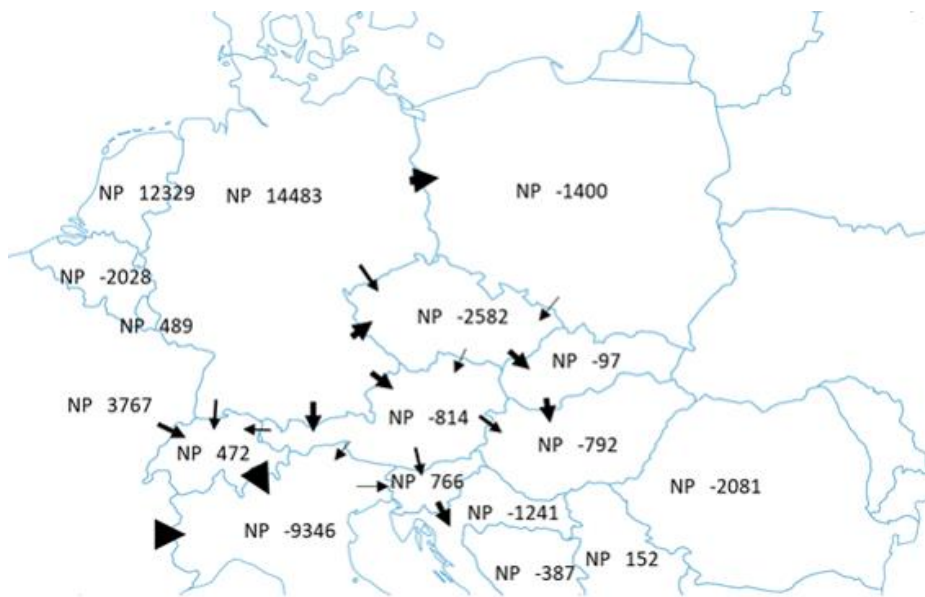


Abbildung 37: Innereuropäische Handelssituation im dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse für 2026²⁰.

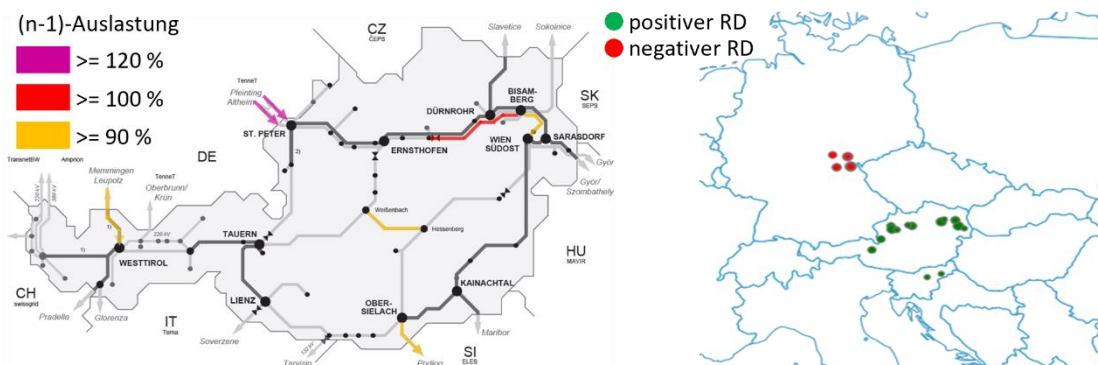


Abbildung 38: Auslastungen vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) im dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse 2024 für 2026²⁰.

²⁰ „Systemanalyse der Austrian Power Grid AG zur Ermittlung des österreichischen Netzreservebedarfs im Zeitraum Q4 2025-Q3 2027“: [Vergangene Ausschreibungen - Austrian Power Grid](#) (Letzter Aufruf: 16.07.2026)

b. Winterstunden

i. Systemanalyse 2023 für 2025

Der Einfluss von Handelsflüssen in West-Südost-Richtung durch Europa und damit Österreich auf die Engpasslage und den Netzreservebedarf zeigt sich, wie schon in den Sommerstunden, auch im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse für 2025 (Abbildung 39). Den Handelsflüssen liegen hohe Exporte aus den Niederlanden und besonders aus Deutschland zugrunde, die im Fall Deutschlands durch hohe Winderzeugung verursacht werden. Österreich, die Schweiz und Italien sind Importeure, sodass sich gesamteuropäisch wieder ein Nord-Süd- bzw. West-Ost-Fluss einstellt. Dennoch unterscheidet sich der Winterfall von der dimensionierenden Sommerstunde der Systemanalyse, da in Österreich eine sehr geringe Erzeugung aus Erneuerbaren verzeichnet wird. Gleichzeitig ist die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken und Turbinen hoch. Die österreichische Last liegt höher als im Sommerfall bei etwa 82% der Jahreshöchstlast. Die (n-1)-Auslastungen vor Redispatch sind in Abbildung 40 dargestellt. Die St. Peter-Leitungen sind engpassbehaftet mit Befunden bis zu 141%. Zur Engpassbehebung erfolgt in Österreich ein positiver Redispatch-Einsatz von insgesamt 1240 MW, davon 945 MW aus thermischen Kraftwerken. Zusammen mit dem thermischen Markteinsatz und dem Redispatch durch verbrauchsseitige Anlagen ergibt sich ein Bedarf an flexibler Leistung von 3570 MW. Für mehr Details zum dimensionierenden Winterfall sei wieder auf den Systemanalyse-Bericht aus 2023 für 2025¹⁹ verwiesen.

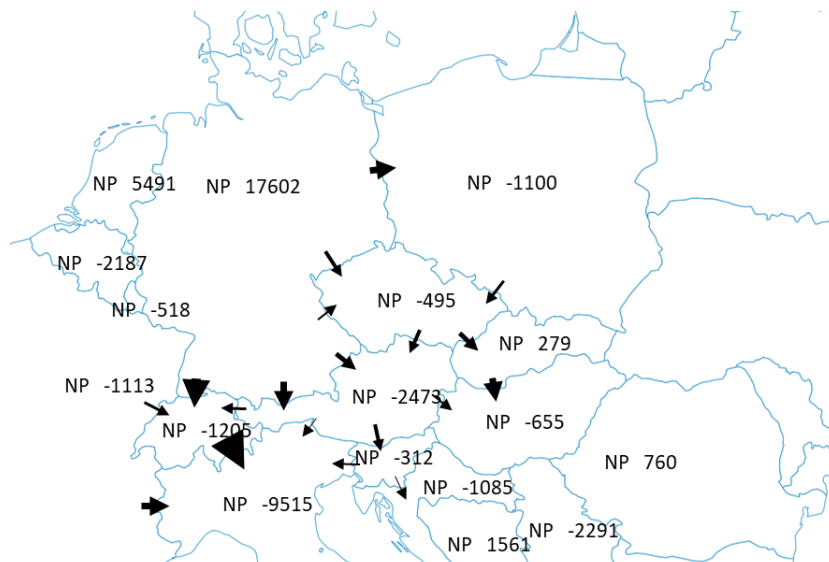


Abbildung 39: Energiewirtschaftliche Lage in Europa im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2023 für 2025¹⁹.

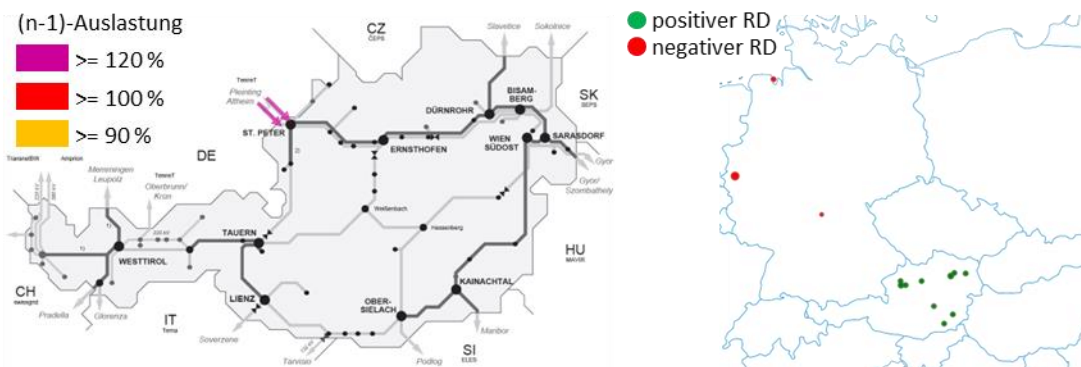


Abbildung 40: Auslastungen vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2023 für 2025¹⁹.

ii. Systemanalyse 2024 für 2026

Die gesamteuropäische Handelslage im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2024 für 2026 ist, wie in den zuvor besprochenen Situationen, geprägt durch Nord-Süd- bzw. West-Ost-Flüsse durch Europa und Österreich (siehe Abbildung 41). Deutschland exportiert durch seine hohe Winterzeugung gemeinsam mit den Niederlanden nach Österreich, Italien, in die Schweiz, und nach Südosteuropa. Die Last Österreichs liegt bei 76% der Jahreshöchstlast und ähnelt damit dem Sommerfall, die Erzeugung aus thermischen Kraftwerken am Markt und aus Hydro-Kraftwerken ist jedoch deutlich höher. Im Kontrast zum Sommerfall ist auch die Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen mit insgesamt 400 MW stark verringert. Die (n-1)-Auslastungen vor Redispatch sind in Abbildung 42 (links) dargestellt und zeigen Engpässe auf den St. Peter-Leitungen mit Befunden von bis zu 109%. Um den Engpass zu lösen sind 350 MW positiver Redispatch in Österreich nötig. Der überwiegende Anteil kommt von thermischen Kraftwerken mit 185 MW. Eine ausführliche Beschreibung des Winterfalls der Systemanalyse 2024 für 2026 ist im Bericht der Systemanalyse²⁰ zu finden.

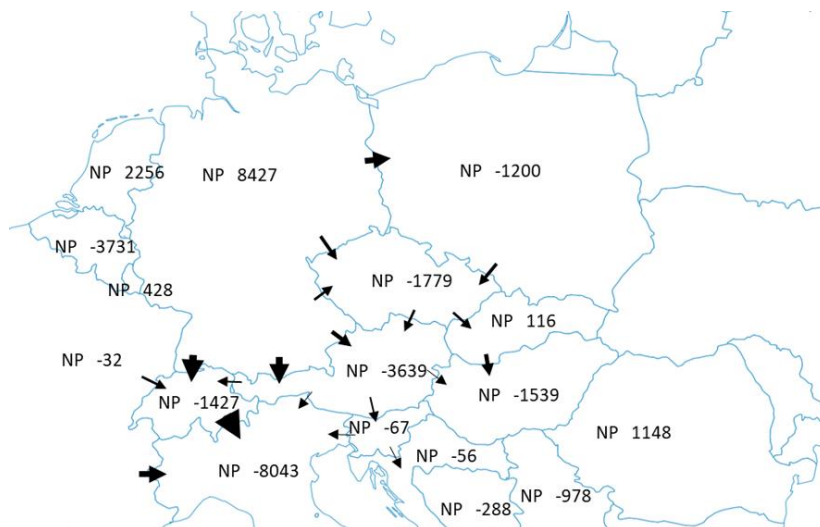


Abbildung 41: Europäische Handelsflüsse im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2024 für 2026²⁰.

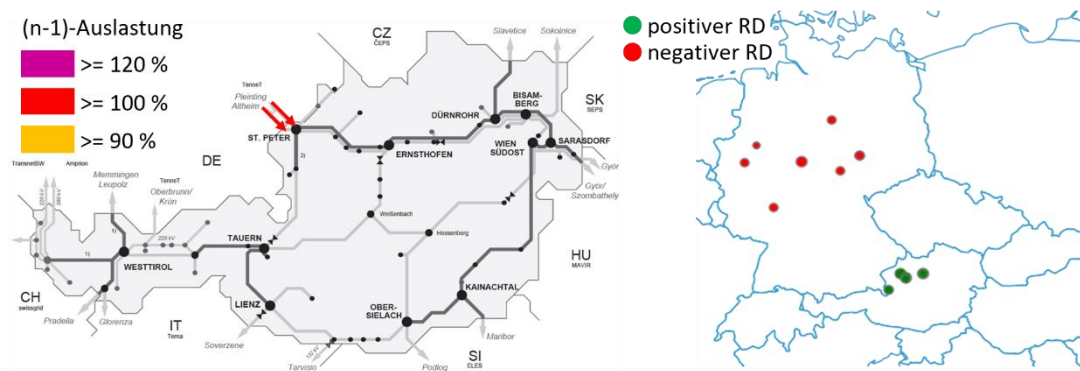


Abbildung 42: Engpasssituation vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) in der dimensionierenden Winterstunde der Systemanalyse 2024 für 2026²⁰.

II. Anhang 2: Historisch systemkritische Stunden 2025–2026

a. Einführung

Um die Notwendigkeit von Netzreserveeinsätzen in historischen Stunden der Jahre 2025 und 2026 aufzuzeigen, werden tatsächlich aufgetretene, kritische Stunden im Detail analysiert.

Diese Analyse besteht aus mehreren Schritten:

- Zunächst werden die **relevanten Stunden ausgewählt**. Dies sind Stunden je Saison, in denen historisch Netzreserve-Kraftwerke zur Engpasslösung eingesetzt wurden.
- Diese Stunden werden weiter analysiert. Die Rahmenbedingungen, die in dieser Situation vorherrschten, sowie der Prozess der Engpasslösung in dieser Stunde werden im Detail betrachtet.
- Die weiteren Analysen sind in Abbildung 43 dargestellt.



Abbildung 43: Vorgehen in der Detailanalyse historischer systemkritischer Stunden.

b. Einsatz der Netzreserve zur Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit

i. Sommer: 26.06.2025, 18:00 Uhr

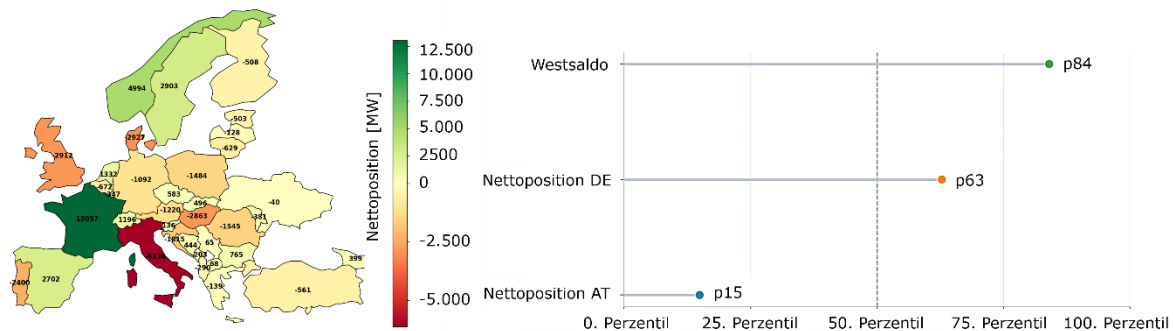


Abbildung 44: Energiewirtschaftliches Umfeld am 26.06.2025, 18:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf die Verteilung aller Beobachtungen im Sommer. p50 entspricht dem Median.

Im Folgenden wird ein systemkritischer Fall im Sommer 2025, vom 26.06.2025 um 18:00 Uhr, untersucht. Die energiewirtschaftliche Lage Europas war geprägt durch Handelsflüsse von West- bzw. Nordeuropa nach Südosteuropa (Abbildung 44 links). Frankreich, die Niederlande und die nordischen Länder exportierten Strom, während Österreich, Ungarn und besonders Italien Importeure waren, wie durch das hohe Westsaldo in Abbildung 44 (rechts) verdeutlicht. Durch die Handelsflüsse über Deutschland durch Österreich waren die St. Peter-Leitungen

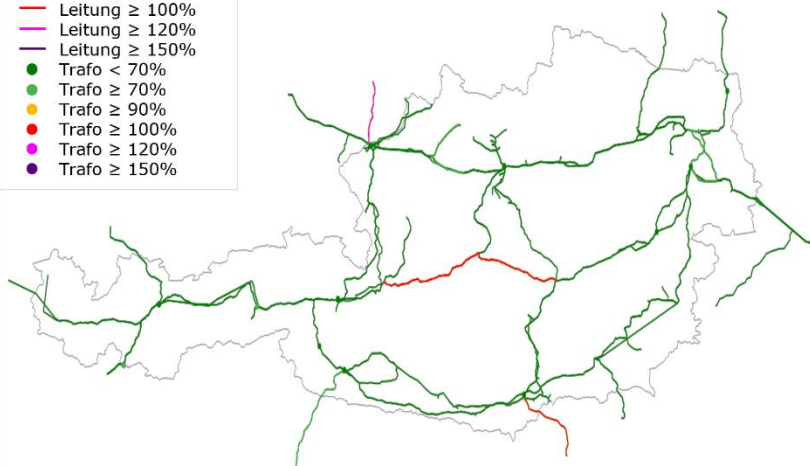
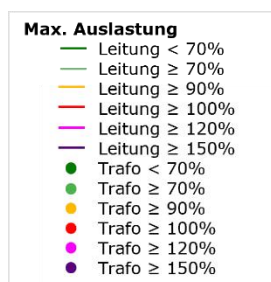


Abbildung 45: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 26.06.2025, 18:00.

überlastet (bis zu 145%). Auch die Leitungen Pongau-Weißbach und Hessenberg-Weißbach sowie die Grenzleitung nach Slowenien Obersielach-Podlog waren befundet, wie in Abbildung 45 dargestellt. Wie im Sommer typisch, war in Österreich kaum thermische Kapazität am Markt im Einsatz. Die hydraulischen Kraftwerke waren mit ca. 2 GW Leistung am Markt im Einsatz. Insgesamt waren in dieser Stunde in Österreich und im wirksamen Bereich um St. Peter in Tschechien 12 Leitungen abgeschaltet. Zur Behebung des Engpasses in St. Peter konnten keine topologischen Maßnahmen gesetzt werden, da eine Leitung St. Peter-Altheim bereits abgeschaltet wurde und aufgrund der Wetterlage (starke Gewitterfront) entschieden wurde, das Netz nicht weiter zu entmaschen und somit keinen Sonderschaltzustand einzusetzen. Gleichzeitig war die europaweite Koordinierung der Lastflussregelung durch Phasenschiebertransformatoren (z.B. Hradec-CZ und Mikulowa-PL) an diesem Tag komplex. Das Hochfahrpotenzial der hydraulischen Kraftwerke war durch den bereits vorhandenen Markteinsatz beschränkt (siehe Tabelle 11). Zusätzlich konnten die Pumpspeicherkraftwerke auch nur begrenzt zur Engpasslösung eingesetzt werden, da sonst die internen Engpässe in Österreich verschlimmert worden wären. Der Einsatz der Netzreserve-Kraftwerke Timelkam und Theiß im

Redispatch war daher notwendig, um die Engpässe zu lösen und die Versorgungssicherheit im österreichischen Stromsystem sicherzustellen (Abbildung 46).

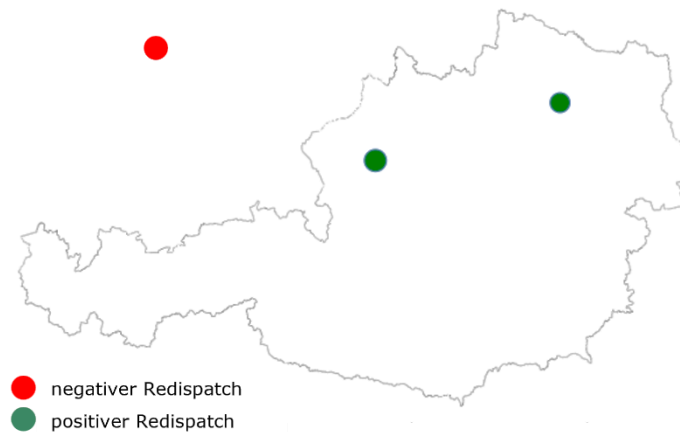


Abbildung 46: Historische Redispatch-Einsätze am 26.06.2025, 18:00.

Tabelle 11: Kraftwerkseinsätze am 26.06.2025, 18:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	1997	0
thermisch	17	350
Netzreserve	-	280

Dieser Fall verdeutlicht:

- Topologische Maßnahmen wie Sonderschaltzustände stehen aus mehreren Gründen (Betriebsmittelverfügbarkeit, gesamte Situation inkl. Wetterlage, ...) nicht jederzeit gesichert zur Verfügung.
- Phasenschiebertransformatoren werden in der Betriebsführung effektiv zur Lastflusssteuerung eingesetzt.
- Hydraulische Kraftwerke können je nach Befundlage nur beschränkt zur Engpasslösung eingesetzt werden. Sollten gleichzeitig zu Engpässen in St. Peter auch interne Netzelemente in West-Ost-Richtung befundet sein, würde der hydraulische Redispatch-Einsatz die Engpasslage verschlimmern. Für einen sicheren Betrieb des Stromnetzes ist daher die Netzreserve als EPM-Maßnahme erforderlich.

ii. Sommer: 26.06.2025, 17:00 Uhr

Ein sehr ähnliches Bild zeigt sich auch für die Stunde davor, am 26.06.2026 um 17:00 Uhr. Wie im zuvor beschriebenen Fall treten Handelsflüsse von West- bzw. Nordeuropa nach Südosteuropa auf (Abbildung 47 links), das Westsaldo ist hoch (Abbildung 47 rechts). Exporte aus Frankreich, den Niederlanden und den nordischen Ländern stehen Importen aus Italien, Österreich, Ungarn und Südosteuropa gegenüber. Die Marktleistung aus thermischen Kraftwerken ist sehr gering, die Turbinen speisen ca. 1,5 GW ein.

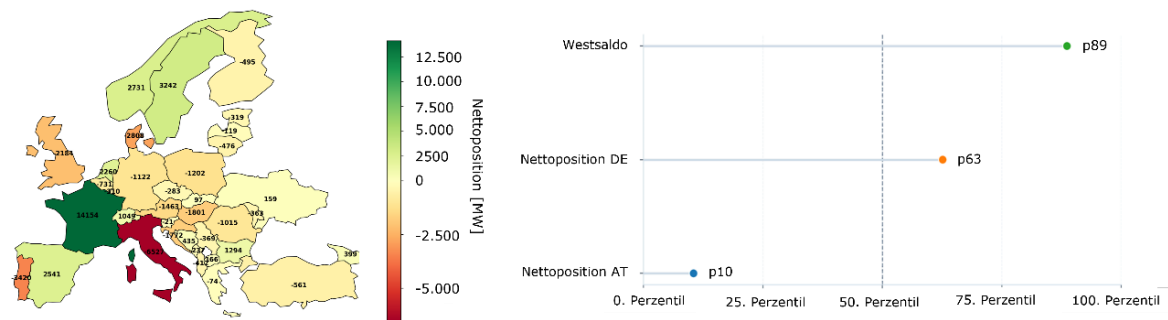


Abbildung 47: Energiewirtschaftliches Umfeld am 26.06.2025, 17:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf die Verteilung aller Beobachtungen im Sommer.

In Österreich zeigen die St. Peter-Leitungen hohe (n-1)-Überlastungen von bis zu 145%. Gleichzeitig liegen auch auf den internen Leitungen Hesselberg-Weissenbach Überlastungen vor, die Leitungen Pongau-Weissenbach und die Grenzleitung Obersielach-Podlog sind hoch ausgelastet, aber noch nicht überlastet (Abbildung 48).

Die Engpasslage in dieser Stunde war geringfügig weniger angespannt als in der darauffolgenden Stunde, in der auch die Leitungen Pongau-Weissenbach und Obersielach-Podlog engpassbehaftet waren und hydraulische Kraftwerke dadurch nur eingeschränkt eingesetzt werden konnten. Die historische Situation zeigt Redispatch-Einsätze hydraulischer Kraftwerke und von Netzreserve-Kraftwerken (Abbildung 49 bzw. Tabelle 12). Sonderschaltzustände in St. Peter waren, wie zuvor beschrieben, aufgrund der Wetterlage und der hohen Anzahl an Leitungsabschaltungen um St. Peter nicht möglich. Der Abruf von Netzreserve in diesem Fall war notwendig, da bekannt war, dass die Engpasslage in der kommenden Stunde an Kritikalität zulegen wird und die Netzreserve zur Engpasslösung benötigt wird. **Für eine effiziente und kostengünstige Lösung der Engpasslage über mehrere Stunden war der Einsatz der Netzreserve notwendig. Die isolierte Betrachtung einzelner Stunden ist für einen sicheren Netzbetrieb nicht ausreichend.**

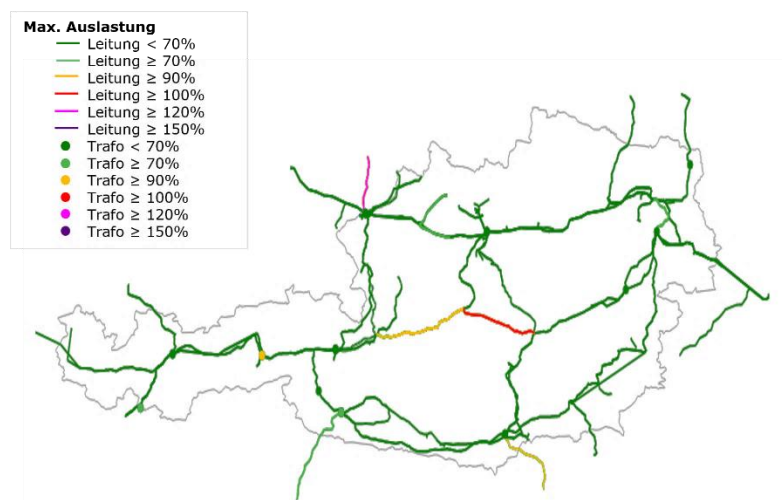


Abbildung 48: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 26.06.2025, 17:00.

Tabelle 12: Kraftwerkseinsätze am 26.06.2025, 17:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	1527	300
thermisch	17	350
Netzreserve	-	280

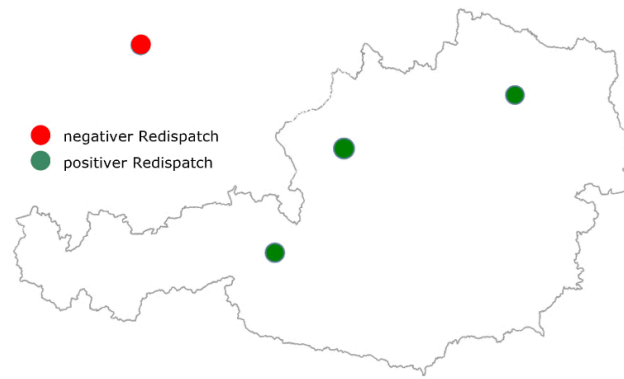


Abbildung 49: Historische Redispatch-Einsätze am 26.06.2025, 17:00.

Dieser historische Fall verdeutlicht die Komplexität der Engpasslösung in der Betriebsführung und zeigt:

- Eine kohärente Betrachtung der energiewirtschaftlichen und netztechnischen Situation über mehrere Stunden ist zur Evaluierung der benötigten Engpassmanagement-Maßnahmen notwendig.
- Die Netzreserve bietet ein wirksames, über mehrere Stunden sicher verfügbares Instrument zur Engpasslösung.

iii. Sommer: 30.06.2025, 19:00 Uhr

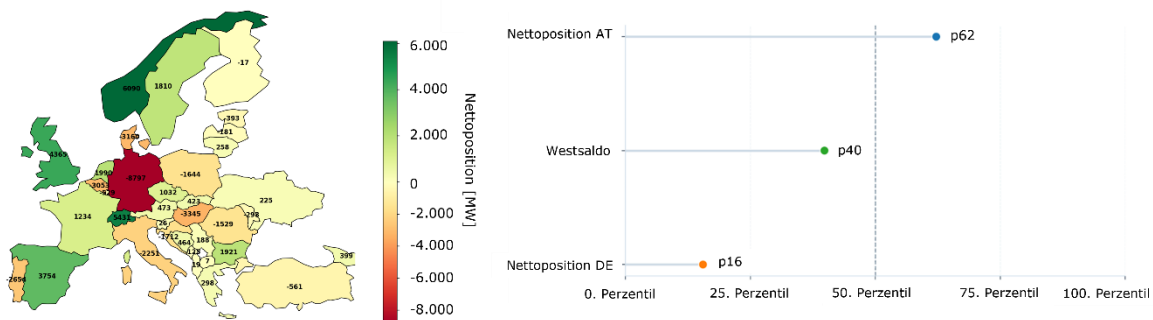


Abbildung 50: Energiewirtschaftliches Umfeld am 30.06.2025, 19:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Sommer.

Ein relevanter Fall im Sommer 2025 ohne Überlastungen auf den St. Peter-Leitungen ist der 30.06.2025 um 19:00 Uhr. Das energiewirtschaftliche Umfeld Europas zeigt Exporte aus Frankreich, den Niederlanden, der Schweiz, Nordeuropa (Vereinigtes Königreich und Skandinavien) und der iberischen Halbinsel (Abbildung 50 links). Gleichzeitig weisen Deutschland, Ungarn, Polen, Rumänien, und Italien Importe auf. Aufgrund der starken Importlage Deutschlands stellt sich ein niedriges Westsaldo ein (Abbildung 50 rechts). In Österreich war der Gas-Einsatz am Markt mit 900 MW gering, die Turbinen speisten ca. 2,6 GW ein.

In Österreich weisen die Leitungen Pongau-Weißbach und Hessenberg-Weißbach Engpassbefunde in West-Ost-Richtung auf mit (n-1)-Auslastungen von bis zu 113% (Abbildung 51). Zur Engpassbehebung ist Hochfahrpotenzial „hinter“ dem Engpass notwendig, welches nur durch Gaskraftwerke gegeben ist. **Als Kraftwerke für Redispatch kommen also nur Kraftwerke in Frage, die in der Netzreserve kontrahiert waren, da die**

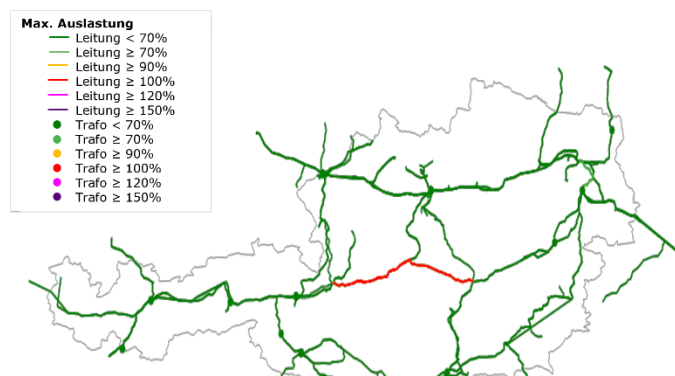


Abbildung 51: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 30.06.2025, 19:00.

marktverfügbare Leistung bereits ausgeschöpft war. Das Kraftwerk Kaprun reduzierte seine Einspeisung im Westen, während im Osten das Netzreserve-Kraftwerk Donaustadt für positiven Redispatch eingesetzt wurde (Abbildung 52). Abbildung 52 zeigt auch eine positive Gegensteuerung im Netzbereich des slowenischen ÜNB ELES.

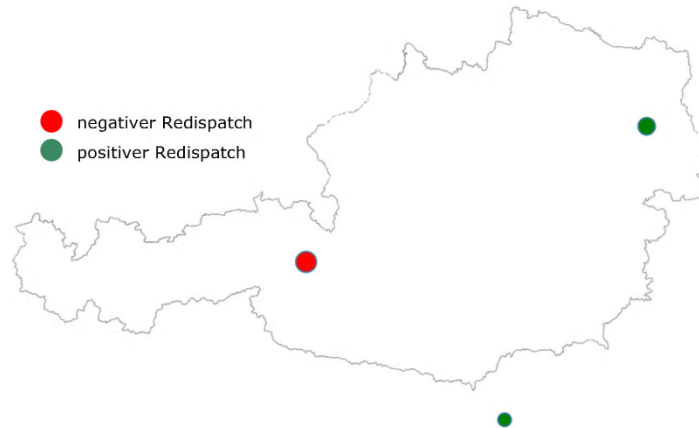


Abbildung 52: Historische Redispatch-Einsätze am 30.06.2025, 19:00.

Tabelle 13: Kraftwerkseinsätze am 30.06.2025, 19:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	2602	-291
thermisch	904	0
Netzreserve	-	200

Dieser historische Fall zeigt eine typische Netzsituation mit APG-internen Engpässen, für deren Lösung der Einsatz der Netzreserve notwendig ist:

- Je nach Engpassssituation (z.B. interne Befunde in West-Ost-Richtung) sind die in der Netzreserve kontrahierten Kraftwerke die einzige zur Engpasslösung verfügbare Maßnahme.
- Die Netzreserve als flexibles, sicher verfügbares Hochfahrpotenzial im Osten Österreichs ist zur Sicherstellung der Netzsicherheit notwendig.

iv. Sommer: 01.07.2025, 00:00 Uhr

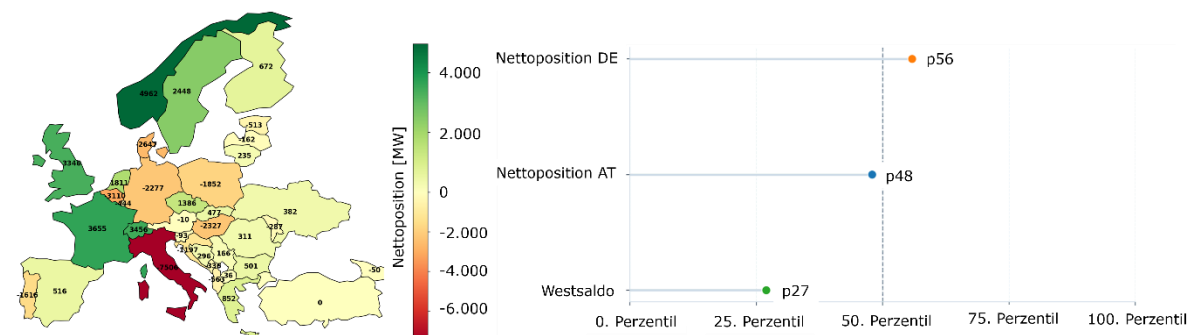


Abbildung 53: Energiewirtschaftliches Umfeld am 01.07.2025, 00:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Sommer.

Der 01.07.2025, 00:00 Uhr, ist ein weiterer Fall mit typischen österreich-internen Engpässen, die durch thermischen Redispatch-Einsatz gelöst werden müssen. Auf europäischer Ebene befinden sich Frankreich, die Niederlande, die Schweiz und Skandinavien im Stromexport, während Deutschland, Polen, sowie Südosteuropa und insbesondere

Italien als Stromimporteure agieren (Abbildung 53 links). Das Westsaldo ist besonders durch die niedrige Nettoposition Italiens negativ, es stellen sich Handelsflüsse von Nord- bzw. West- nach Südeuropa ein. Die österreichische Nettoposition ist nur leicht negativ, eine hohe Hydro-Erzeugung deckt den Bedarf. Die thermische Einspeisung am Markt ist mit ca. 350 MW, wie für die Jahreszeit üblich, gering.

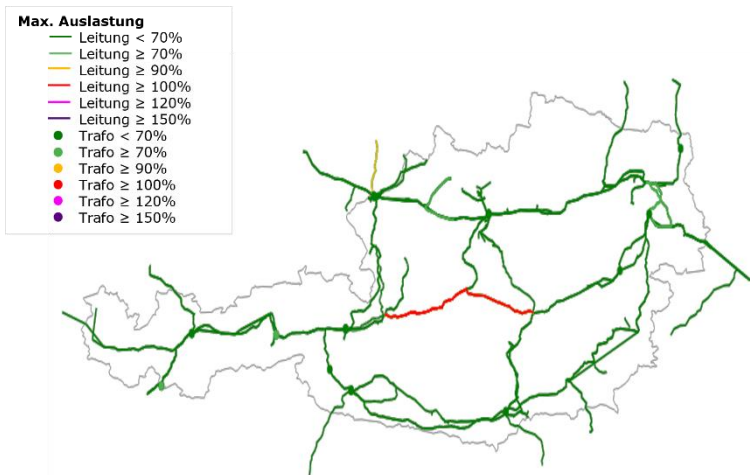


Abbildung 54: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 01.07.2025, 00:00.

Im österreichischen Übertragungsnetz traten Befunde von bis zu 118% auf den Leitungen Pongau-Weißbach und Hessenberg-Weißbach in West-Ost-Richtung auf. Die Leitung St. Peter-Pleinting war hoch ausgelastet (siehe Abbildung 54). Trotz dem Einsatz von topologischen Maßnahmen (Sonderschaltzustand in Pongau, Stufung des Phasenschiebertransformators in Ternitz) wurden noch weitere EPM-Maßnahmen benötigt. Aufgrund eines Brandes beim Umspannwerk Lienz war es zu Notabschaltungen von Netzelementen gekommen, und ein Doppelsystem war

kurzfristig nicht verfügbar. Diese doppelsystemige Nichtverfügbarkeit wurde daher in der Kapazitätsberechnung nicht berücksichtigt, was zu hohen Befunden im DACF-Prozess führen kann. In der Betriebsführung ist man in solchen Fällen auf Reserven wie die Netzreserve angewiesen. Zur Engpasslösung ist eine Leistungsverringerung im Westen, „vor“ dem Engpass, notwendig, während gleichzeitig „hinter“ dem Engpass im Osten Kraftwerke ihre Einspeisung erhöhen müssen (Abbildung 55). Da östlich des Engpasses nur thermische Anlagen zur Verfügung stehen, welche im Sommer zum größten Teil in der Netzreserve kontrahiert sind, war die Engpasslösung durch Netzreserve-Einsatz die einzige Möglichkeit. Neben der Ausnutzung der wenigen am Markt verfügbaren thermischen Leistung wurde daher auch das Netzreserve-Kraftwerk Donaustadt für positiven Redispatch abgerufen. Die hydraulischen Kraftwerke im Osten waren für negativen Redispatch im Einsatz, wie in Tabelle 14 gelistet.

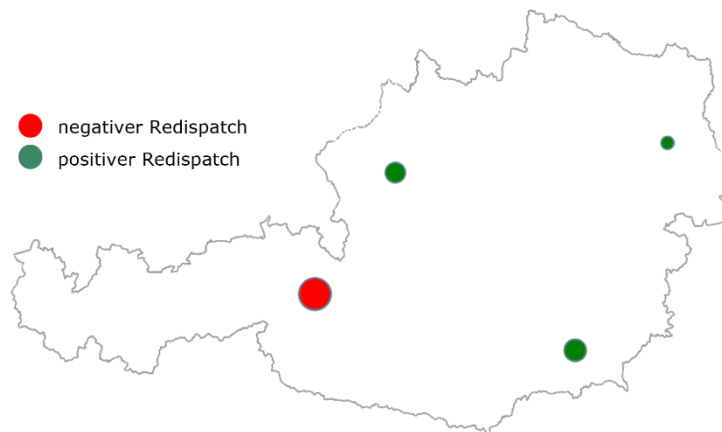


Abbildung 55: Historische Redispatch-Einsätze am 01.07.2025, 00:00.

Tabelle 14: Kraftwerkseinsätze am 01.07.2025, 00:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	2087	-650
thermisch	351	550
Netzreserve	-	100

Wieder zeigt sich, dass

- die Netzreserve als flexibles Hochfahrpotenzial abhängig von der konkreten Engpasslage in Österreich zur Erhaltung der Netzsicherheit erforderlich ist.
- thermische Kraftwerke auf Grund ihrer Lage ein zuverlässig verfügbares Hochfahrpotenzial für viele relevante West-Ost-Engpässe darstellen, während Speicherkraftwerke nicht immer einsetzbar sind (wie in diesem Fall aufgrund von „Serien-Engpässen“).
- Topologische Maßnahmen je nach Netzsituation nicht ausreichen bzw. nicht ausreichend zur Verfügung stehen, sodass zusätzliche Maßnahmen zur Engpasslösung benötigt werden.

v. Sommer: 01.07.2025, 02:00 Uhr

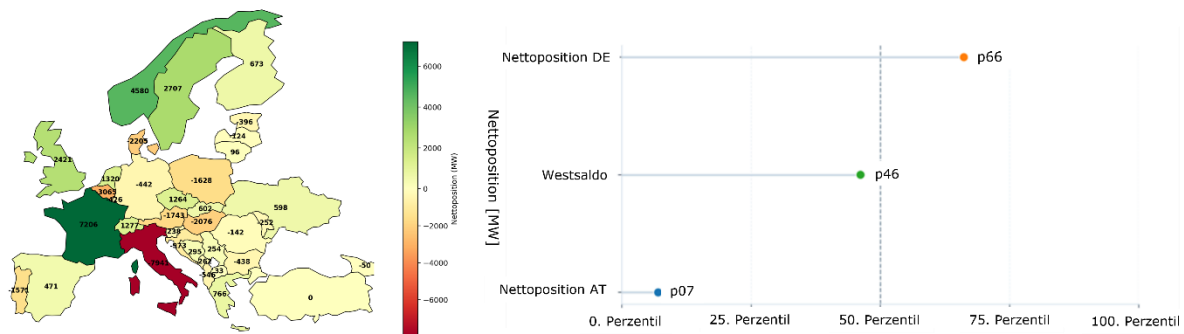


Abbildung 56: Energiewirtschaftliches Umfeld am 01.07.2025, 02:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Sommer.

Interne Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz spielen auch am 01.07.2025 um 02:00 Uhr eine Rolle. Die energiewirtschaftliche Lage Europas in dieser Stunde zeigt wieder Frankreich, die Niederlande, die Schweiz und Skandinavien im Export, während Österreich und seine südöstlichen Nachbarländer sowie Polen und Rumänien im Import sind (Abbildung 56 links). Die Nettoposition Österreichs ist im 7%-Perzentil, Österreich ist damit zu dieser Stunde starker Stromimporteure (Abbildung 56 rechts), was mit der geringen Erzeugung in Österreich in dieser Stunde zusammenhängt. Sowohl die Einspeisung aus thermischen und hydraulischen Anlagen als auch die Erzeugung aus Erneuerbaren in Österreich war gering. Deutschland hat zu diesem Zeitpunkt eine überdurchschnittlich hohe Winderzeugung (68%-Perzentil), während Italien eine hohe Residuallast (82%-Perzentil) aufweist. Es stellen sich damit Nord-Süd- bzw. West-Ost-Flüsse durch Österreich ein.

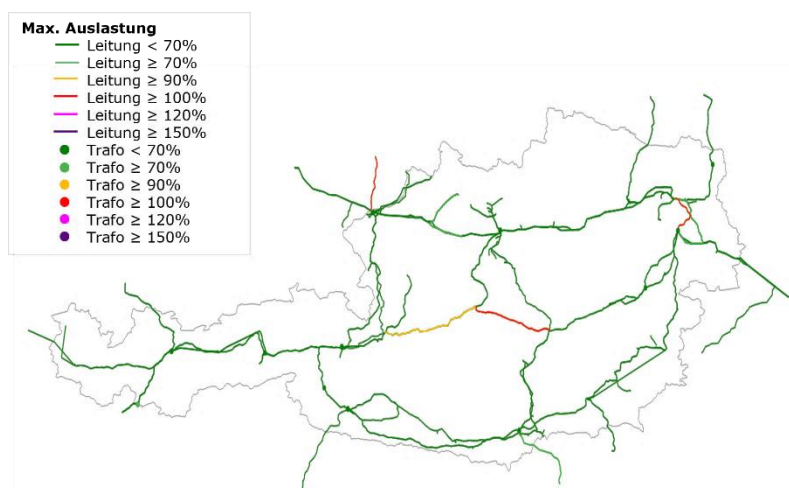


Abbildung 57: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 01.07.2025, 02:00.

Im österreichischen Übertragungsnetz treten sowohl Engpässe an Grenzleitungen und innerhalb Österreichs auf: die Leitungen St. Peter-Pleinting, Hessenberg-Weißenbach, und Wien-Südost-Bisamberg sind mit (n-1)-Auslastungen von bis zu 120% engpassbehaftet (Abbildung 57). Auf weiteren Leitungen (Pongau-Weißenbach, St. Peter-Altheim) sind ebenfalls hohe Auslastungen zu beobachten.

In dieser Stunde war die Einsetzbarkeit hydraulischer Kraftwerke aufgrund der ungeplanten doppelsystemigen Abschaltung im Drautal (Brand beim Umspannwerk Lienz) eingeschränkt. Durch die doppelsystemige Abschaltung sind die Befunde auf den Leitungen Pongau-Weißbach bzw. Hessenberg-Weißbach den Prognoseabweichungen viel stärker ausgesetzt. Um Reserve für die zwei seriellen Engpässe (St. Peter sowie Ennstal) zu schaffen, waren thermische Kraftwerke unabdingbar.

Tabelle 15: Kraftwerkseinsätze am 01.07.2025, 02:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	430	0
thermisch	18	650
Netzreserve	-	350

Trotz Anwendung eines dreifachen Sonderschaltzustandes in St. Peter waren zusätzliche Maßnahmen zur Engpasslösung notwendig. Aufgrund der ungeplant nur begrenzt verfügbaren hydraulischen Leistung wurden zu diesem Zeitpunkt thermische Markt- und Netzreserve-Kraftwerke für Redispatch eingesetzt (Tabelle 15). Ebenso begrenzte die interne Befundlage den möglichen hydraulischen Redispatch-Einsatz. Auch in diesem Fall waren mehrere Stunden andauernde Engpasssituationen prognostiziert, wodurch der Einsatz thermischer Markt- (Mellach, Timelkam) und Netzreserve-Kraftwerke (Donaustadt) notwendig war (Abbildung 58).

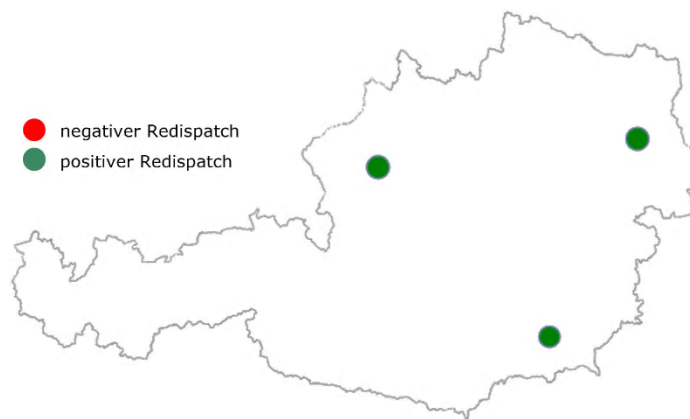


Abbildung 58: Historische Redispatch-Einsätze am 01.07.2025, 02:00.

Durch die Detailbetrachtung dieses Falls wird deutlich:

- **Ausnahmesituationen wie in diesem Fall treten zwar „selten“ auf, die Versorgungssicherheit muss jedoch auch in diesen Stunden gesichert sein. Die Netzreserve als Versicherung ist fundamental zur Gewährleistung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs in systemkritischen Situationen.**

vi. Winter: 21.01.2025, 13:00 Uhr

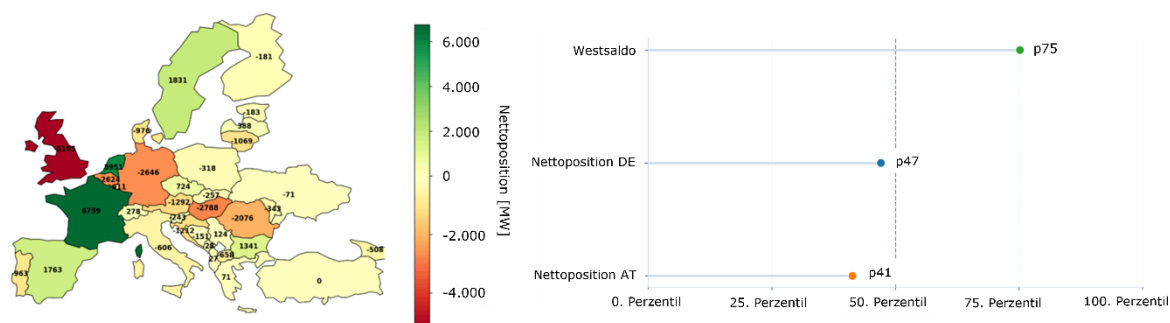


Abbildung 59: Energiewirtschaftliches Umfeld am 21.01.2025, 13:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.

Ähnliche Situationen sind auch im Winter zu beobachten. Am 21.01.2025 um 13:00 Uhr, zeigen sich auf europäischer Ebene starke Exporte aus Frankreich, den Niederlanden, und den nordischen Ländern. Ihnen stehen Importe in Südosteuropa (SI, HU, RO) und Polen gegenüber (Abbildung 59 links). Im Gegensatz zu den vorgestellten Sommerfällen ist die Gaserzeugung am Markt in Österreich mit ca. 3100 MW recht hoch. Die Erzeugungsleistung aus Pumpspeicherkraftwerken liegt bei 1880 MW. Trotz dieser hohen Einspeisungen weist Österreich eine hohe Residuallast auf: die Wind- und Solarerzeugung in dieser Stunde sind bei gleichzeitig hoher Nachfrage sehr gering, wodurch sich eine Residuallast im 94%-Perzentil im Vergleich zu anderen Winterstunden ergibt. Die Offshore-Winderzeugung in Deutschland ist hoch, dennoch weist Deutschland eine leicht negative Nettoposition auf.

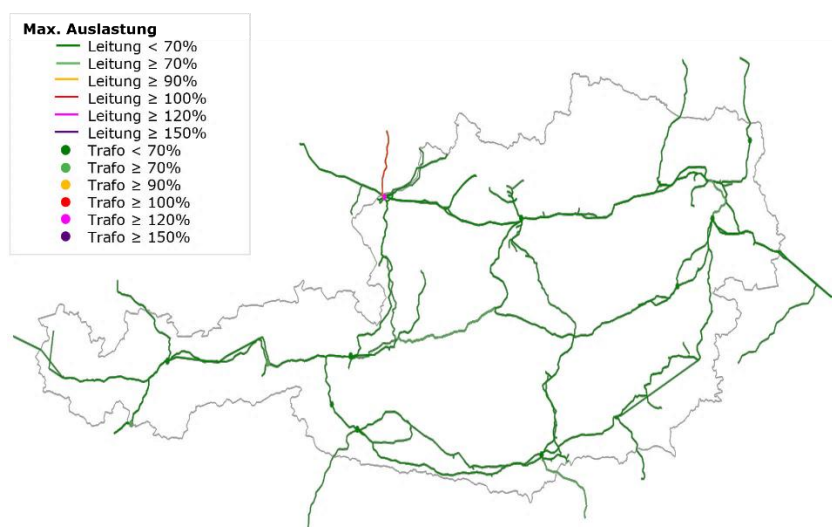


Abbildung 60: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 21.01.2025, 13:00.

Tabelle 16: Kraftwerkseinsätze am 21.01.2025, 13:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	1880	0
thermisch	3098	0
Netzreserve	-	450

Durch die entstandenen Nord-Süd- bzw. West-Ostflüsse durch Europa (Abbildung 59 rechts) und Österreich ergeben sich (n-1)-Überlastungen auf der Grenzleitung St. Peter-Pleinting von 118% und den Transformatoren in St. Peter von 135%, wie aus Abbildung 60 ersichtlich.

Die Betrachtung dieses historischen Falls verdeutlicht auch die Komplexität der Auswahl der EPM-Maßnahmen in der Betriebsplanung. Die isolierte Betrachtung einer einzelnen Stunde reicht nicht für eine effiziente Planung von EPM-Einsätzen. Neben dem aktuellen Kraftwerks-Dispatch, der Engpasslage und der energiewirtschaftlichen Situation in und um Österreich ist auch zu berücksichtigen, dass eine Befundlage über mehrere Stunden bestehen bzw. sich über mehrere Stunden weiterentwickeln kann. Am 21.01.2025 waren für die Leitung St. Peter-Pleinting Überlastungen über mehrere Stunden prognostiziert. Aufgrund des bereits hohen Einsatzes von Speicherkraftwerken am Markt zu dieser Stunde war das verfügbare Hochfahrpotenzial aus hydraulischen Kraftwerken begrenzt (Tabelle 16). Weiters stehen Pumpspeicherkraftwerke nicht gesichert über längere Zeiträume für Redispatch zur Verfügung. Daher war die Leistung von Netzreserve-Kraftwerken trotz Einsatzes eines

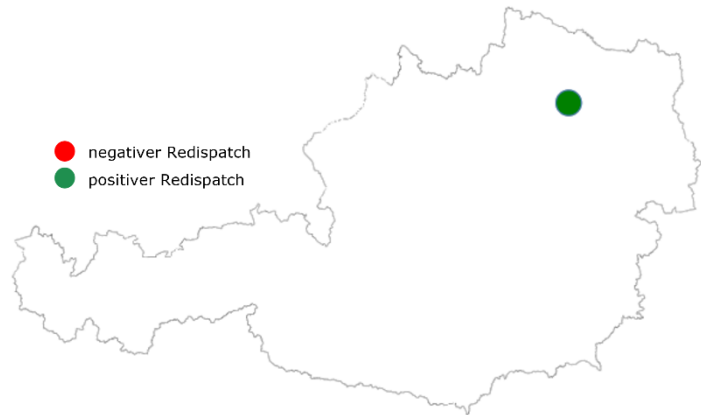


Abbildung 61: Historischer Redispatch-Einsatz am 21.01.2025, 13:00.

Sonderschaltzustandes in St. Peter zur Engpasslösung erforderlich. Das Kraftwerk Theiß war mit 450 MW, also mit voller Kapazität, im Redispatch-Einsatz (Abbildung 61). Die historische Gesamt-Redispatch-Leistung in dieser Stunde war durch den Einsatz des Sonderschaltzustandes zwar verringert, deren Verfügbarkeit kann allerdings, wie oben erklärt, nicht immer vorausgesetzt werden.

Dieser Fall zeigt die folgenden Punkte auf:

- **Hydraulische Kraftwerke stehen nicht jederzeit gesichert für EPM-Maßnahmen zur Verfügung.**
- **Sonderschaltzustände sind ein effektives Mittel in der Engpasslösung.**
- **Die Netzreserve bietet ein wirksames, über mehrere Stunden sicher verfügbares Instrument zur Engpasslösung, wenn die Überlastungen durch andere Maßnahmen nicht beseitigt werden können.**

vii. Winter: 19.02.2025, 07:00 Uhr

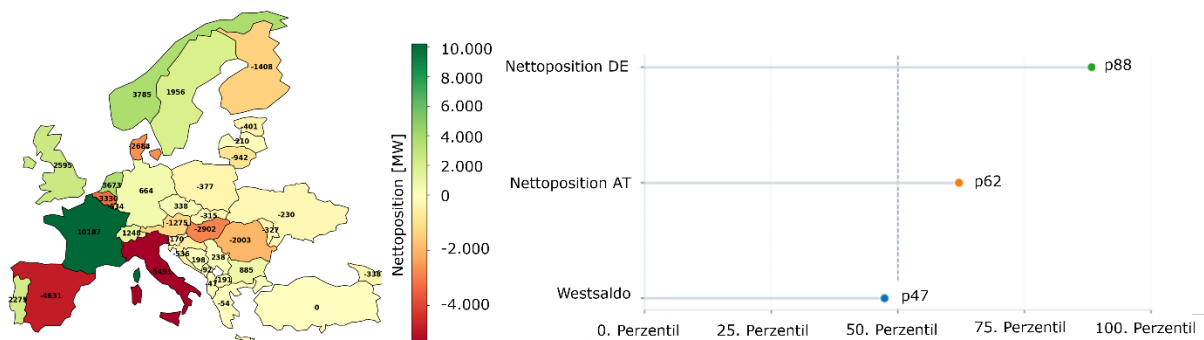


Abbildung 62: Energiewirtschaftliches Umfeld am 19.02.2025, 07:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.

Das energiewirtschaftliche Umfeld am 19.02.2025 um 07:00 Uhr zeigt West-Ost- bzw. Nord-Süd-Handelsflüsse durch Europa. Frankreich, die Niederlande, Deutschland und die skandinavischen Länder befinden sich im Export. Ihnen stehen Importe in Österreich, Italien, und Südosteuropa gegenüber. Deutschland verzeichnet sehr hohe



Abbildung 63: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 19.02.2025, 07:00.

Einspeisungen aus Windkraft, wodurch die deutsche Nettoposition sich in einem hohen Perzentil befindet (Abbildung 62). In Österreich wird eine hohe Gaserzeugung am Markt von fast 3 GW verzeichnet. Auch die Erzeugung aus Turbinen ist hoch. Die Einspeisung aus Erneuerbaren (PV und Wind) ist zu dieser Stunde in Österreich jedoch sehr gering. Dadurch ergibt sich eine Residuallast in Österreich im 98%-Perzentil. Durch die Handelsflüsse von Deutschland nach Österreich ergibt sich ein Engpass auf den St. Peter-Leitungen St. Peter-Altheim (234/230) und St. Peter-Pleinting (bis zu 129% (n-1)-Auslastung). Zusätzlich sind einige Transformatoren

überlastet bzw. hoch ausgelastet (St. Peter, Zaya, und Tauern), wie aus Abbildung 63 ersichtlich.

In der historischen Stunde wurde zur Engpassbehebung ein Sonderschaltzustand in St. Peter eingesetzt. Die geplante Abschaltung der Leitung St. Peter-Altheim (233/230) in dieser Stunde wurde in Abstimmung mit dem Partner-ÜNB verschoben. Diese Stornierung der Leitungsabschaltung und der Sonderschaltzustand in St. Peter in dieser Stunde verringern den Redispatch-Bedarf. Solche Stornierungen sind jedoch nicht immer möglich. Trotz des Sonderschaltzustandes in St. Peter war zur Behebung der Überlastungen noch Redispatch notwendig. Weiters prognostizierten die DAF-Modelle auch Engpässe für einige Stunden später aufgrund von Nord-Süd-Flüssen. Zu dieser Stunde waren für Markt und Redispatch in Summe ca. 2800 MW an relevanter hydraulischer Leistung verfügbar. Zusätzlich verringern der Markteinsatz und mögliche betriebliche Einschränkungen (Füllstand, Einsatz in der Regelreserve) die Leistung, die für Redispatch zur Verfügung steht. Daher wurden neben der vorhandenen hydraulischen Leistung noch thermische Kraftwerke für Redispatch abgerufen. Auch der thermische Markteinsatz war in dieser Stunde bereits hoch, wodurch der Abruf von Netzreserve-Leistung notwendig war (Tabelle 17). Das Kraftwerk Theiß wurde mit voller Kapazität für positiven Redispatch eingesetzt (siehe Abbildung 64).

Tabelle 17: Kraftwerkseinsätze am 19.02.2025, 07:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	2386	200
thermisch	2960	0
Netzreserve	-	470

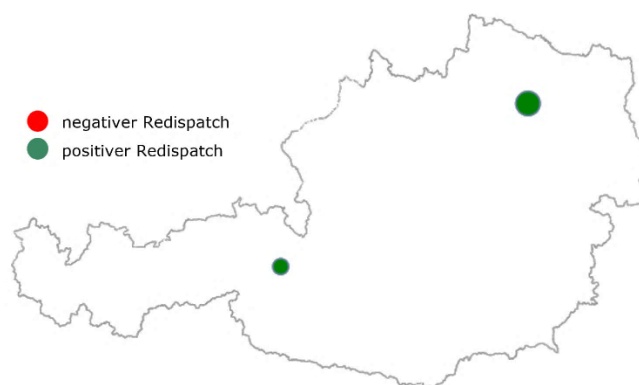


Abbildung 64: Historischer Redispatch-Einsatz am 19.02.2025, 07:00.

Diese historische Situation zeigt, ähnlich wie der zuvor untersuchte Fall:

- **Hydraulische Kraftwerke stehen nicht jederzeit gesichert für EPM-Maßnahmen zur Verfügung, besonders bei länger andauernden Engpasssituationen.**
- **Die Netzreserve bietet ein wirksames, über mehrere Stunden sicher verfügbares Instrument zur Engpasslösung, wenn die Überlastungen durch andere Maßnahmen nicht beseitigt werden können.**

viii. Winter: 23.01.2026, 11:00 Uhr

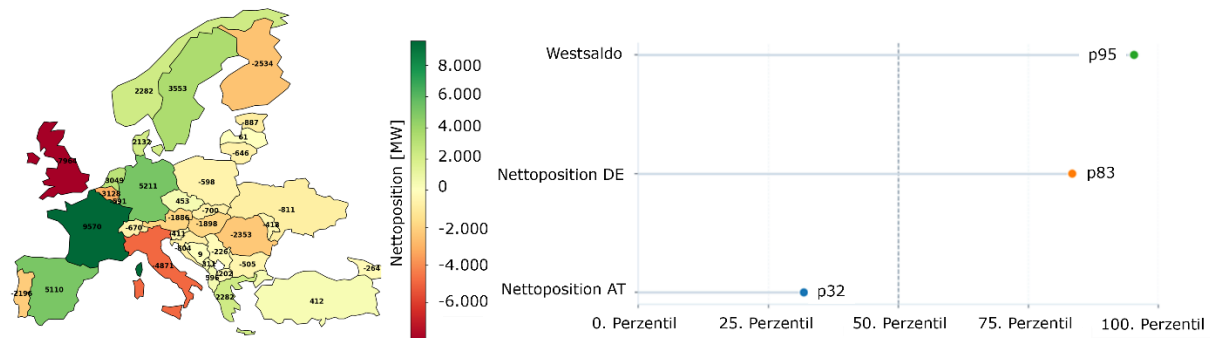


Abbildung 65: Energiewirtschaftliches Umfeld am 23.01.2026, 11:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.

Der 23.01.2026, 11:00 Uhr, ist geprägt durch starke West-Ost- bzw. Nord-Süd-Handelsflüsse durch Europa. Hohe Exporte aus dem Westen bzw. Norden Europas (Frankreich, die Niederlande, Deutschland und Skandinavien) und Importe in Österreich, Polen und Südosteuropa (Slowenien, Italien, Ungarn, Kroatien, Rumänien) führen zu Handelsflüssen in West-Ost- und Nord-Süd-Richtung durch Österreich (Abbildung 65). In Deutschland ist die Winderzeugung hoch, in Österreich dagegen mit unter 300 MW niedrig. Die Einspeisung aus Turbinen in Österreich liegt bei 2710 MW.

Die hohen Flüsse von Deutschland nach Österreich führen zur Überlastung der Leitung St. Peter-Pleinting (108%). Im Süden Österreichs sind die Grenzleitung Lienz-Auronzo und der Phasenschiebertransformator in Lienz überlastet (Abbildung 66). Der Phasenschiebertransformator in Lienz wird zur Lastflusssteuerung und Engpassbehebung auf der Leitung Lienz-Auronzo eingesetzt. Im österreichischen Übertragungsnetz und im wirksamen Bereich um St. Peter im Netzbereich von CEPS sind in Summe 13 Leitungen abgeschaltet.

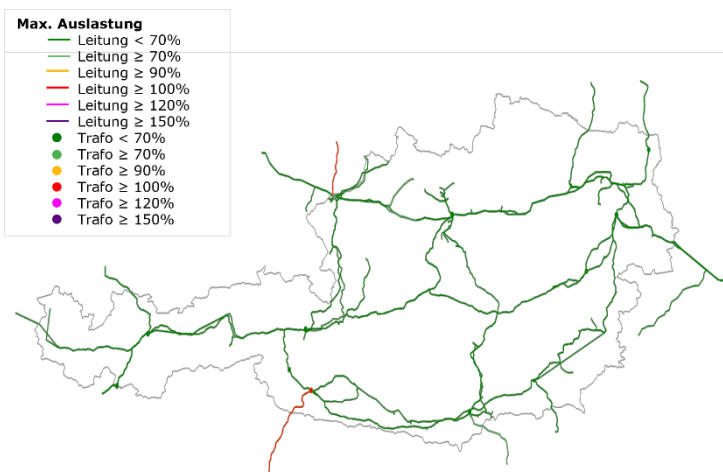


Abbildung 66: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 23.01.2026, 11:00.

Historisch wurde am 23.01.2026, 11:00 Uhr, nur Netzreserveleistung für positiven Redispatch eingesetzt. **Der Prozess der Engpasslösung in dieser Stunde in der Betriebsführung war durch eine Vielzahl an Faktoren beeinflusst und komplex.** Die Temperaturen waren zu dieser Zeit niedrig

(die mittlere Tagesmaximaltemperatur im Jänner 2026 lag unter dem Gefrierpunkt), sodass Maßnahmen zur Aneisungsverhinderung von Betriebsmitteln getroffen werden mussten. Daher wurde in St. Peter und Weibern eine komplexe Kombination von Sonderschaltzuständen geschaltet. Weiters kam es in den Vortagen zu hohen Prognoseabweichungen in der Solarerzeugung in Deutschland, welche zu großen Abweichungen zwischen den erwarteten DACF-Auslastungen und den tatsächlichen Echtzeit-Auslastungen im österreichischen Netz führten. Um

gegen diesen Fall abgesichert zu sein, wurden die Netzreservekraftwerke Timelkam und Mellach für positiven Redispatch eingesetzt, wie in Abbildung 67 ersichtlich. Sowohl hydraulische als auch thermische Marktkraftwerke müssen nicht jederzeit für Redispatch verfügbar sein. Aufgrund der Unvorhersehbarkeit der Engpasssituation in dieser Stunde war die Netzreserve die notwendige Wahl zur Sicherstellung des reibungslosen Übertragungsnetzbetriebes. **Die Netzreservekraftwerke stehen gesichert für Leistungserhöhungen zur Verfügung und sind daher die beste EPM-Maßnahme in Ausnahmesituationen wie in diesem Fall.**

Tabelle 18: Kraftwerkseinsätze am 23.01.2026, 11:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	2710	0
thermisch	2790	0
Netzreserve	-	500

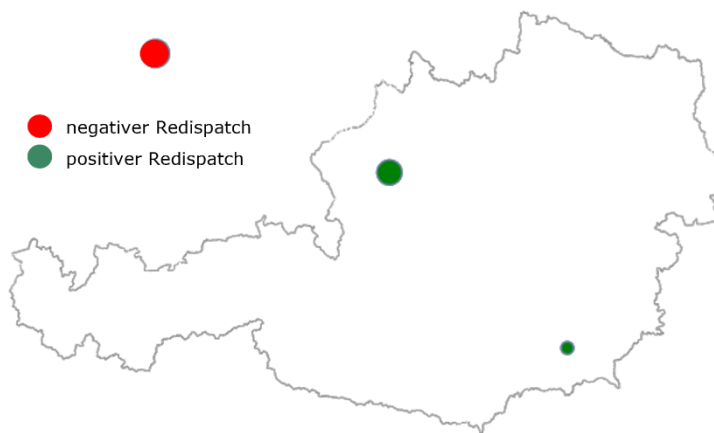


Abbildung 67: Historischer Redispatch-Einsatz am 23.01.2026, 11:00.

Dieser historische Fall verdeutlicht einmal mehr die Bedeutung der Netzreserve als Versicherung, die in Ausnahmesituationen die Versorgungssicherheit gewährleistet. Die kontrahierte Netzreserveleistung ist die einzige Maßnahme, die zu jeder Zeit einsetzbar sein muss.

- Die Engpasslage kann durch unvorhersehbare Abweichungen kritischer ausfallen als erwartet. In solchen Fällen kann nicht davon ausgegangen werden, dass ausreichend Flexibilitäten am Markt zur Verfügung stehen. Die Netzreserve ist in solchen Fällen unerlässlich in der Gewährleistung der Netz- und Versorgungssicherheit Österreichs.

ix. Winter: 24.01.2026, 13:00 Uhr

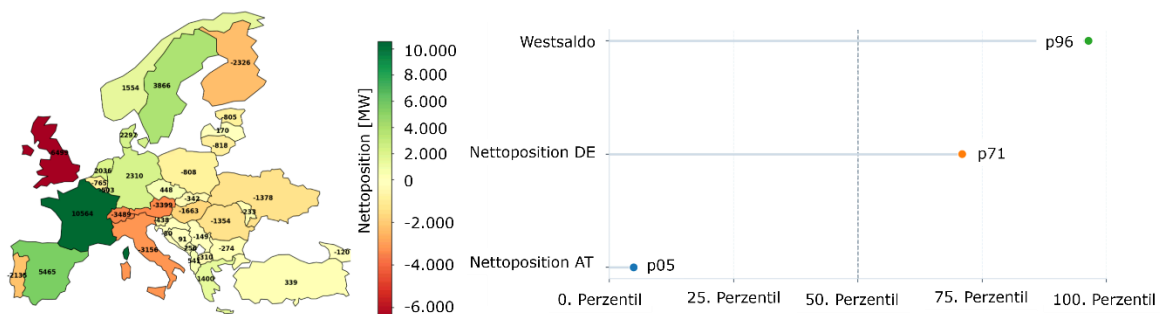


Abbildung 68: Energiewirtschaftliches Umfeld am 24.01.2026, 13:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.

Auch am 24.01.2026 um 13:00 Uhr zeigen sich Handelsflüsse in West-Ost-Richtung durch Europa. Frankreich, Deutschland, die Niederlande und Skandinavien befinden sich im Export, Österreich, Italien, Polen, und Südosteuropa sind Importeure (Abbildung 68). In Österreich stammt ein großer Teil der Gesamterzeugung aus thermischen Kraftwerken mit rund 2650 MW. Die Einspeisung aus Turbinen ist mit ca. 200 MW niedrig, eine Windflaute resultiert in einer vernachlässigbaren Winderzeugung von nur 50 MW.

Im österreichischen Übertragungsnetz ist die Leitung St. Peter-Pleinting überlastet (105%). Ein Transformator in St. Peter weist eine hohe Auslastung auf (Abbildung 69). Da auch an diesem Tag die Überlastung in St. Peter über mehrere Stunden andauert, wird ein Sonderschaltzustand in St. Peter eingesetzt. Wie schon in zuvor beschriebenen Fällen trat an diesem Tag eine länger andauernde Befundlage auf. In solchen Fällen ist der Einsatz der Netzreserve notwendig, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass große Redispatch-Mengen aus hydraulischen Anlagen abgerufen werden können. Zusätzlich erschwerten die zu dieser Zeit auftretenden Prognoseabweichungen der PV-Einspeisung in Deutschland die Vorhersehbarkeit der Engpasslage in Echtzeit und damit die adäquate Planung von EPM-Maßnahmen. Wie in Absatz viii beschrieben, ist in solchen Ausnahmefällen die Netzreserve das Mittel der Wahl, um die Netzsicherheit in Österreich zu erhalten, da sie als einzige Maßnahme verlässlich zur Verfügung steht. Weiters konnte durch den Einsatz des wirksamsten Kraftwerks Timelkam (Abbildung 70) in Kombination mit topologischen Maßnahmen die benötigte Redispatch-Leistung auf 150 MW reduziert werden, wie aus Tabelle 19 ersichtlich.

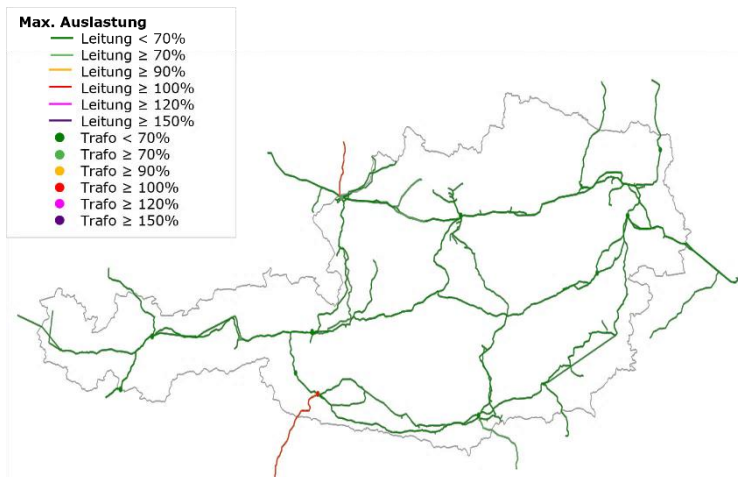


Abbildung 69: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 24.01.2026, 13:00.

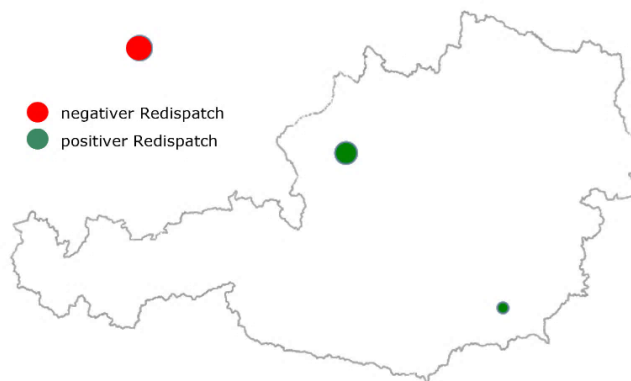


Abbildung 70: Historischer Redispatch-Einsatz am 24.01.2026, 13:00.

Tabelle 19: Kraftwerkseinsätze am 24.01.2026, 13:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	201	0
thermisch	2650	0
Netzreserve	-	150

- Der Zweck der Netzreserve ist es, genau in kritischen Situationen, die unerwartet auftreten können, den sicheren Übertragungsnetzbetrieb zu gewährleisten.

x. Winter: 24.03.2026, 11:00 Uhr

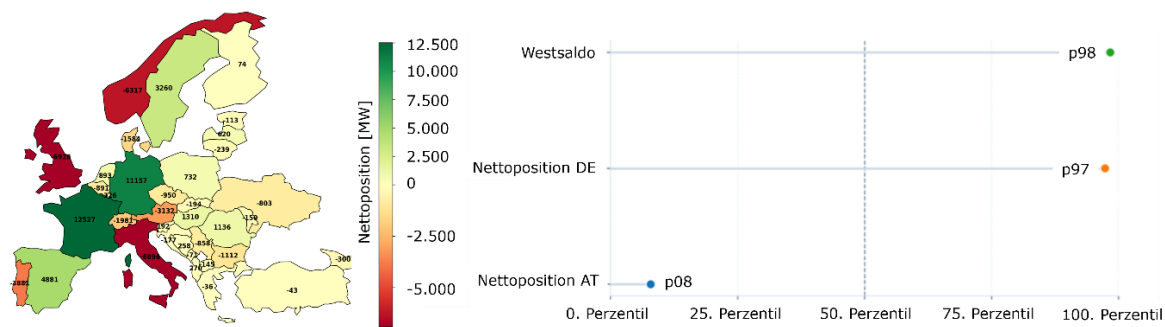


Abbildung 71: Energiewirtschaftliches Umfeld am 24.03.2026, 11:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.

Der 24.03.2026 um 11:00 Uhr zeigt eine besonders extreme energiewirtschaftliche Lage. Das Westsaldo ist sehr hoch (im 98%-Perzentil), starke West-Ost-Handelsflüsse durch Europa stellen sich ein. Hohe Exporte aus Frankreich und Deutschland stehen Importen in Italien, Deutschland, dem Vereinigten Königreich, und Südosteuropa gegenüber (Abbildung 71). Die Gesamterzeugung Deutschlands ist durch die hohe Wind- und PV-Erzeugung maximal (im 100%-Perzentil). Die österreichische Nettoposition dagegen ist niedrig (im 8%-Perzentil) und Österreich ist Stromimporteur. Obwohl die PV-Einspeisung auch in Österreich bei 7.7 GW liegt, ist die Residuallast durch die geringe Winderzeugung in dieser Stunde signifikant. Die Einspeisung aus thermischer Leistung am Markt ist für die Jahreszeit ungewöhnlich niedrig mit nur ca. 191 MW.

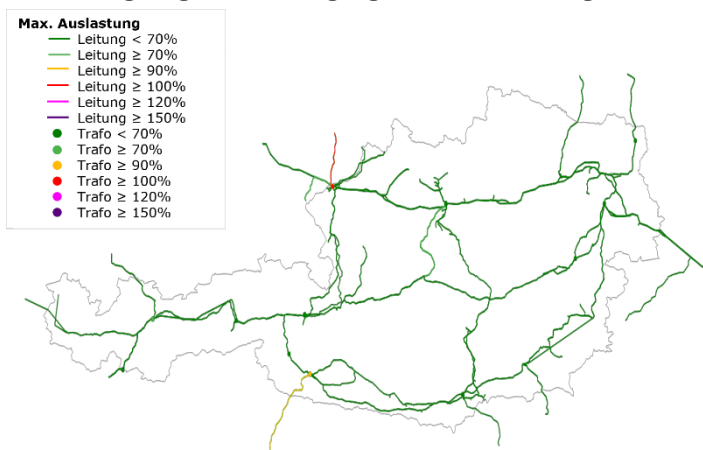


Abbildung 72: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 24.03.2026, 11:00.

Die hohen Importe aus Deutschland resultieren in hohen Überlastungen in St. Peter: die Leitungen St. Peter-Pleinting, St. Peter-Altheim und einer der Transformatoren sind engpassbehaftet mit (n-1)-Auslastungen von bis zu 121%. Zwei weitere Transformatoren in St. Peter weisen hohe Auslastungen auf. Auch die Grenzleitung Lienz- Auronzo ist hoch ausgelastet (Abbildung 72). Die Engpasslage an diesem Tag dauerte über mehrere Stunden an. Die maximal verfügbare Leistung der wirksamen hydraulischen Kraftwerke in dieser Zeit war nur rund 2.3 GW, wobei betriebliche Beschränkungen wie Pegelstände oder Vorhaltungen von Leistung für Regelreserve die tatsächlich verfügbare Leistung noch reduzieren. **In der Betriebsführung kann nicht davon ausgegangen werden, dass die hohen Redispatch-Mengen über längere Zeit gesichert aus hydraulischen Kraftwerken zur Verfügung stehen.**

In diesem Fall wurde daher eine Kombination aus positivem Redispatch durch hydraulische, thermische Markt- und Netzreservekraftwerke abgerufen. Der thermische Redispatch (marktverfügbar und kontrahiert) in dieser Stunde war mit 1580 MW hoch (siehe Tabelle 20). Das Netzreservekraftwerk Timelkam wurde eingesetzt, da es die höchste Wirksamkeit auf die St. Peter-Leitungen aufweist und daher den Engpass am effizientesten gelöst hat (Abbildung 73). Beim Abruf weniger wirksamer Kraftwerke wäre die benötigte Redispatch-Menge gestiegen.

Tabelle 20: Kraftwerkseinsätze am 24.03.2026, 11:00.

[MW]	Markteinsatz hist.	Redispatch-Einsatz hist.
hydraulisch	106	370
thermisch	191	1180
Netzreserve	-	400

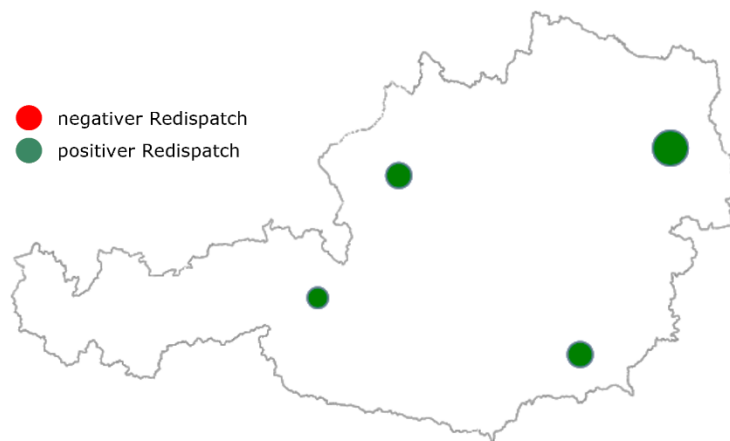


Abbildung 73: Historischer Redispatch-Einsatz am 24.03.2026, 11:00.

Diese historische Situation verdeutlicht wieder die Notwendigkeit der ganzheitlichen Betrachtung der Engpasslage im österreichischen Stromnetz. Während der Einsatz hydraulischer Kraftwerke in Einzelstunden sinnvoll sein kann, bietet die Netzreserve besonders bei Überlastungen über mehrere Stunden ein wirksames, sicher verfügbares Instrument, um auch große Mengen an Redispatch abrufen zu können:

- **Besonders in Engpasssituationen über längere Zeiträume ist die Verfügbarkeit von hohen Redispatch-Mengen aus hydraulischen Kraftwerken nicht gesichert.**

III. Anhang 3: Gegenüberstellung kritischer Stunden: Historie und Systemanalyse

a. Wodurch entsteht thermischer Redispatch-Bedarf in Österreich?

Die Engpasslage im österreichischen Übertragungsnetz ist aufgrund der zentralen Lage Österreichs in Europa stark abhängig von den gesamteuropäischen Handelsflüssen. Die energiewirtschaftliche Situation einer Vielzahl an europäischen Ländern bestimmt damit zu einem großen Teil die Lastflusssituation und damit den Redispatch-Bedarf in Österreich. **Die historisch wichtigsten Treiber auf europäischer Ebene, die zu hohen Einsätzen thermischen Redispatches in Österreich führen, wurden anhand des historischen Zeitraums Juli 2024 – Juni 2026 je Saison untersucht und identifiziert.**

i. Sommer

Für eine Vielzahl an energiewirtschaftlichen Parametern wurde untersucht, ob Korrelationen bestimmte Ausprägungen der Parameter zu gehäuftem Auftreten von sehr hohen thermischen Redispatch-Abrufen bestehen. Letztere sind definiert als thermische Abrufe im 99%-Perzentil der Leistung aller im betrachteten Zeitraum aufgetretenen Redispatch-Einsätze. Das bedeutet, dass für diese thermischen Redispatch-Einsätze eine höhere Leistung als in 99% aller thermischen Redispatch-Einsätze abgerufen wurde. Die Ausprägung der untersuchten Parameter wird ebenfalls in Perzentilbereichen relativ zu allen Ausprägungen dieses Merkmals im betrachteten Zeitraum evaluiert.

Abbildung 74 zeigt die zwei wichtigsten österreichischen Merkmale im Sommer: die Residuallast, i.e. die Differenz zwischen der Last und der Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen (links), sowie die Hydroerzeugung Österreichs (rechts). Für ersteres zeigt sich eine Häufung von hohen thermischen Redispatch-Einsätzen bei hohen Werten bzw. Perzentilen der Residuallast. Ebenso häufen sich hohe thermische Redispatch-Einsätze bei geringer Hydroerzeugung in Österreich.

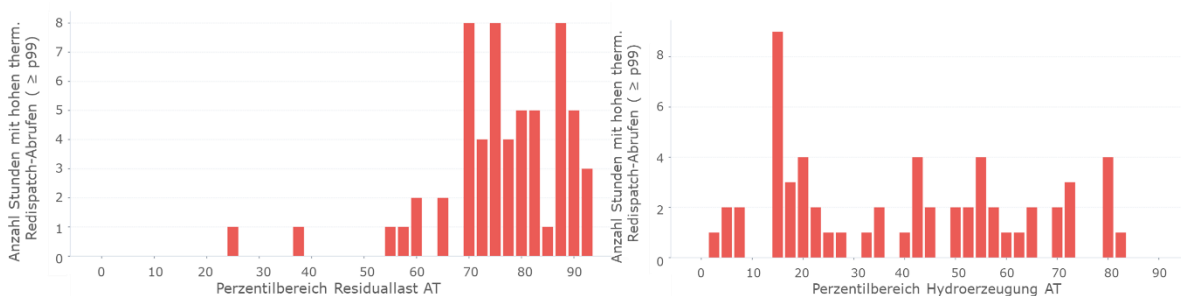


Abbildung 74: Österreichische Treiber für thermischen Redispatch-Bedarf in Österreich im Sommer.

Auf europäischer Ebene bestätigt sich erneut, dass Handelsflüsse von West- nach Osteuropa mit hohem thermischem Redispatch-Bedarf in Österreich korrelieren. Abbildung 75 zeigt die wichtigsten Treiber aus west- bzw. nordwesteuropäischen Ländern im Sommer. Es zeigt sich deutlich, dass hohe thermische Redispatch-Einsätze in Österreich vor allem bei hoher Erzeugung in Westeuropa auftreten. Insbesondere die Winderzeugung in Deutschland, den Niederlanden, und Dänemark zeigt einen deutlichen Zusammenhang zu österreichischen Redispatch-Einsätzen. Hohe Redispatch-Abrufe häufen sich bei hoher Winderzeugung in diesen Ländern. Auch die Hydroerzeugung Norwegens zeigt diesen Zusammenhang.

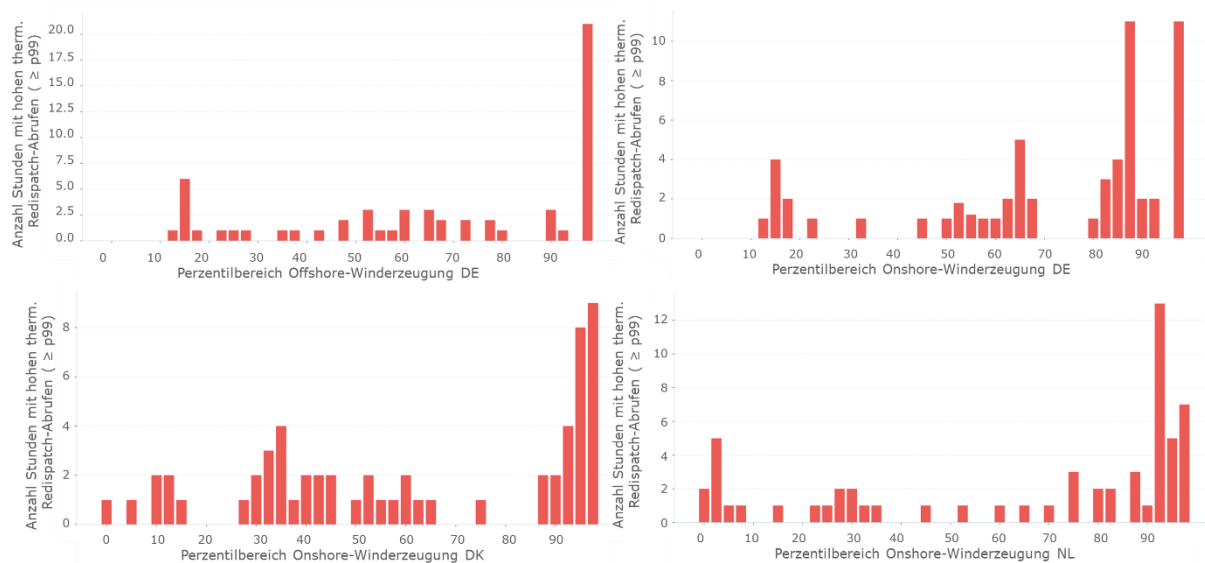


Abbildung 75: Haupttreiber aus Westeuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Sommer.

Abbildung 76 stellt die Haupttreiber für österreichischen thermischen Redispatch im Sommer aus Ost- bzw. Südosteuropa dar. Hohe thermische Einsätze in Österreich treten gehäuft bei hohen Lasten bzw. geringen Erzeugungen in Südosteuropa auf. In Kombination mit hohen Erzeugungen aus West- bzw. Nordwesteuropa ergeben sich die charakteristischen Handelsflüsse in West-Ost-Richtung, die aus Netzreserve-Sicht besonders relevant sind. Insbesondere die italienische Residuallast sowie die Last in Ungarn und Erzeugung Sloweniens spielen eine treibende Rolle im österreichischen Redispatch-Bedarf. Auch hohe Lasten in Polen und der Slowakei zeigen eine Korrelation mit hohen thermischen Redispatch-Einsätzen in Österreich.

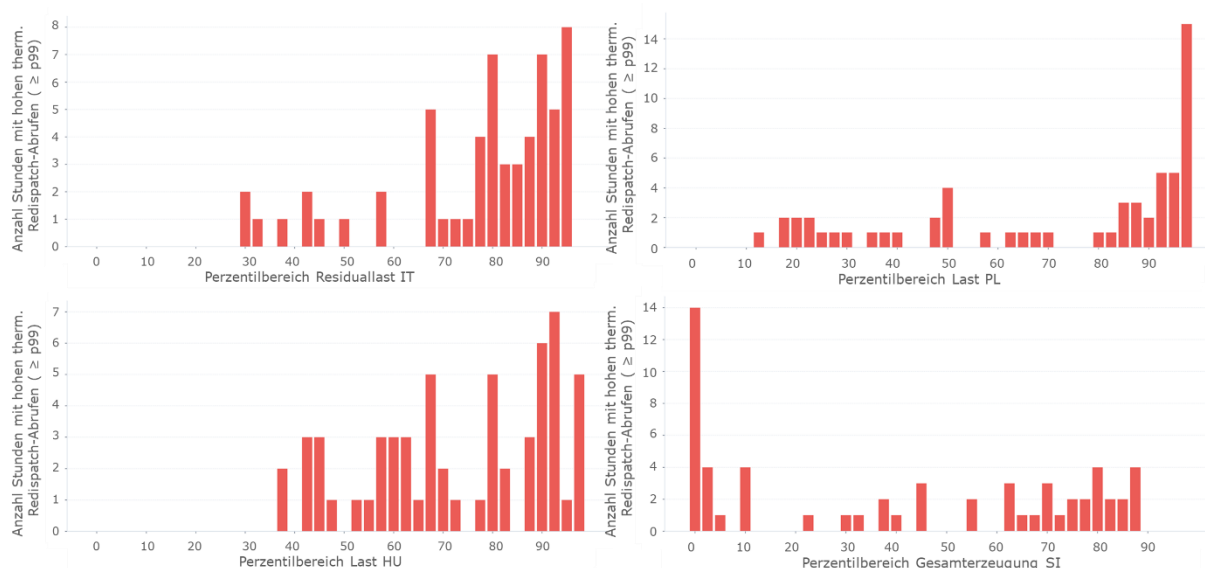


Abbildung 76: Haupttreiber aus Ost- bzw. Südosteuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Sommer.

Die identifizierten Zusammenhänge zwischen den energiewirtschaftlichen Faktoren und österreichischem Redispatch bedeuten nicht, dass einzelne Parameter in Europa direkt zu Engpässen in Österreich führen und in thermischem Redispatch resultieren. Oft ist es eine Kombination aus mehreren energiewirtschaftlichen Merkmalen, die zu netztechnisch relevanten Situationen führen. Abbildung 77 zeigt, in wie vielen der kritischen Stunden mit hohem thermischem Redispatch im österreichischen Stromnetz die identifizierten treibenden Faktoren in extremen Ausprägungen auftraten. Es zeigt sich, dass in den netztechnisch relevanten Stunden im Sommer meist mehrere Merkmale entweder sehr hohe (im 90%-Perzentil) oder sehr niedrige Werte (im 10%-Perzentil) aufweisen.

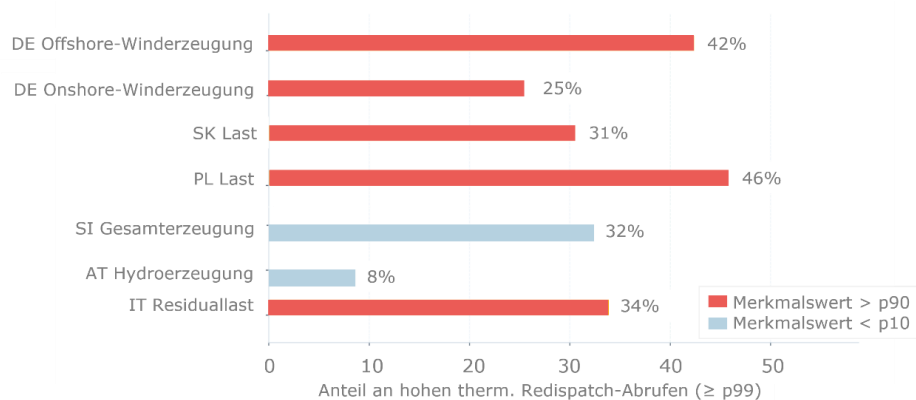


Abbildung 77: Extremausprägungen der Haupttreiber bei hohem thermischem Redispatch in Österreich im Sommer.

Die Haupttreiber für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Sommer sind u.a.:

- Hohe Erzeugung in West- bzw. Nordwesteuropa
- Hohe Lasten bzw. geringe Erzeugung in Ost- bzw. Südosteuropa
- Hohe Residuallast und geringe Hydroerzeugung in Österreich.

In kritischen Stunden liegen häufig viele der treibenden Faktoren in extremen Werten vor.

ii. Winter

In den systemkritischen Stunden im Winter stimmen einige der Haupttreiber für hohen thermischen Redispatch in Österreich mit den wichtigsten Faktoren im Sommer überein, es fallen jedoch auch einige Unterschiede auf. Die energiewirtschaftliche Lage im Winter unterscheidet sich von der im Sommer unter anderem dadurch, dass in Österreich deutlich höhere thermische Marktkapazitäten im Einsatz sind. Weiters ist die Rolle der Solareinspeisung weniger ausgeprägt als im Sommer. Dennoch ist die österreichische Residuallast ein relevanter Faktor für thermischen Redispatch-Bedarf, wie in Abbildung 78 dargestellt. Hohe Leistungen thermischen Redispatches werden gehäuft bei hoher Residuallast in Österreich abgerufen. Im Gegensatz zum Sommer spielt die Hydroerzeugung in Österreich im Winter eine weniger markante Rolle. Hohe thermische Einsätze häufen sich jedoch weiterhin bei durchschnittlicher bis niedriger Hydroerzeugung in Österreich.

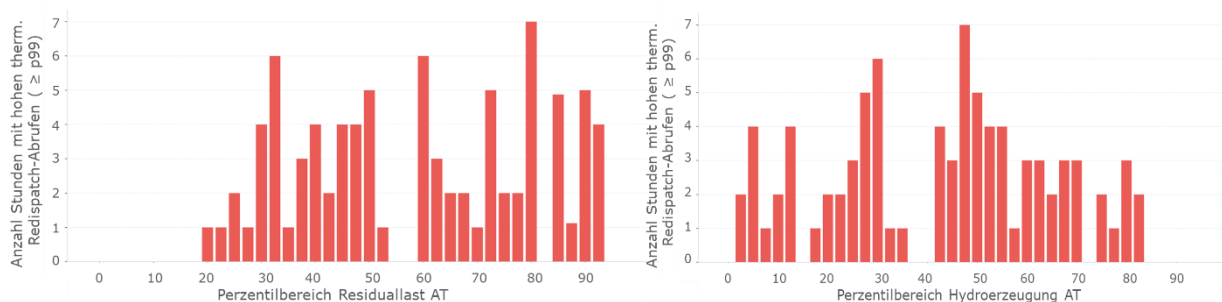


Abbildung 78: Österreichische Treiber für thermischen Redispatch-Bedarf in Österreich im Winter.

Wie bereits im Sommer trägt eine hohe Erzeugung in West- bzw. Nordwesteuropa zu hohen thermischen Redispatch-Einsätzen im Winter bei. Auch im Winter sind vor allem die Winderzeugung in Deutschland und skandinavischen Ländern unter den Haupttreibern für kritische Stunden (Abbildung 79). Ein neuer Faktor, der im Winter an Relevanz gewinnt, sind Prognoseabweichungen in der Offshore-Winderzeugung Deutschlands, also die Differenz zwischen der Day-Ahead-Prognose und der Echtzeit-Winderzeugung. Je höher die Prognoseabweichung, desto häufiger treten hohe Redispatch-Abufe in Österreich auf.

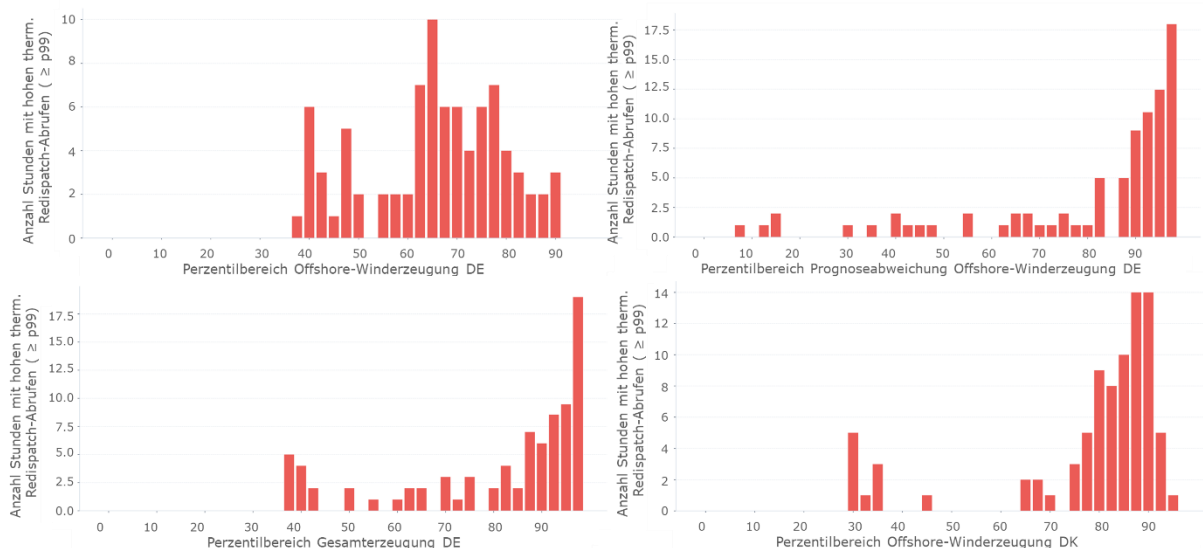


Abbildung 79: Haupttreiber aus Westeuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Winter.

Die Lasten bzw. Residuallasten in Ost- und Südosteuropa spielen auch im Winter eine Rolle in kritischen Situationen, jedoch ist ihr Einfluss weniger stark als im Sommer. Abbildung 80 zeigt eine Häufung von hohen thermischen Redispatch-Abrufen bei höheren Werten der italienischen und slowakischen Residuallast, die Verteilung ist im Vergleich zum Sommer jedoch breiter. Dennoch ist die Bedeutung von West-Ost- bzw. Nord-Süd-Flüssen durch Europa und damit Österreich erkennbar.

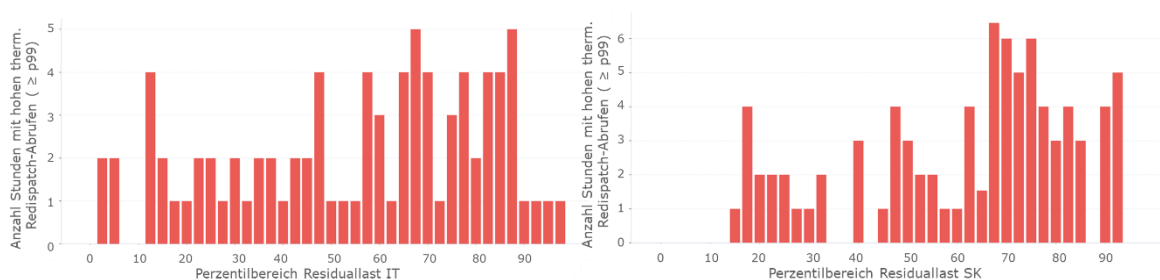


Abbildung 80: Relevante Treiber aus Osteuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Winter.

Auch im Winter treten in netztechnisch relevanten Situationen oft mehrere energiewirtschaftliche Merkmale in Extremwerten (im 90%- bzw. 10%-Perzentil) auf. Der Einfluss der identifizierten Treiber ist im Winter jedoch nicht eindeutig. In Stunden mit hohem thermischem Redispatch-Einsatz zeigen sich sowohl hohe (d.h., die Prognose überschätzt die Echtzeit-Erzeugung) als auch niedrige Prognoseabweichungen (d.h., die Prognoseabweichung ist negativ und die Echtzeit-Erzeugung überschreitet die Prognose) in der Winderzeugung Deutschlands. Auch die Hydroerzeugung Österreichs kann in kritischen Stunden in beiden Extremen auftreten. Den höheren Anteil an kritischen Stunden zeigt jedoch, wie auch im Sommer, eine geringe österreichische Hydroerzeugung.

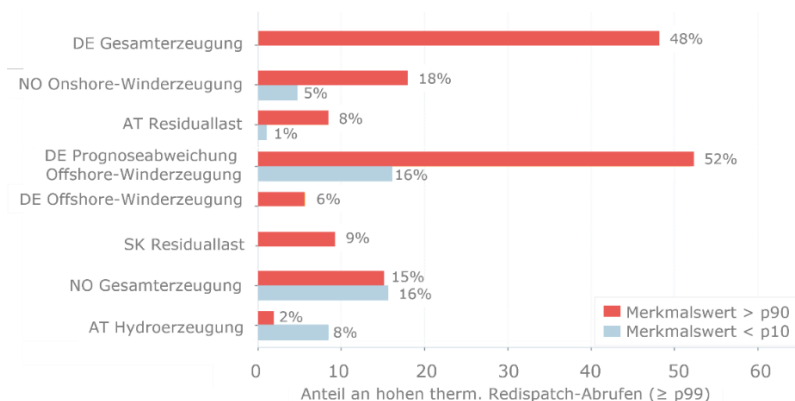


Abbildung 81: Extremausprägungen der Haupttreiber bei hohem thermischem Redispatch in Österreich im Winter.

Die treibenden Faktoren für hohe thermische Redispatch-Einsätze in Österreich im Winter bestätigen erneut die Relevanz von Handelsflüssen in West-Ost- bzw. Nord-Süd-Richtung durch Europa. Im Allgemeinen zeigt sich der starke Einfluss der gesamteuropäischen Energiewirtschaft bzw. des europäischen Klimas auf die Engpasslage im österreichischen Übertragungsnetz. Die Netzreserve als Versicherung in kritischen Stunden ist daher fundamental, um die Netzsicherheit Österreichs gegen die Volatilität der europäischen Energiewirtschaft abzusichern.

Die Haupttreiber für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Winter sind u.a.:

- 01. Hohe Erzeugung in West- bzw. Nordeuropa**
- 02. Prognoseabweichungen der Erzeugung in Westeuropa**
- 03. Hohe Lasten bzw. geringe Erzeugung in Ost- bzw. Südosteuropa**
- 04. Hohe Residuallast und geringe Hydroerzeugung in Österreich.**

In kritischen Stunden tritt häufig eine Kombination der treibenden Faktoren in Extremwerten auf.

b. Übereinstimmungen und Unterschiede kritischer Stunden aus der Historie und der Systemanalyse

Für die bedarfsdimensionierenden Sommer- bzw. Winterstunden der Systemanalyse lassen sich relevante energiewirtschaftliche Faktoren erkennen. Im Folgenden sind die dimensionierenden Stunden der Systemanalyse 2023 für 2025 und der Systemanalyse 2024 für 2026 den historisch kritischen Stunden bzw. Stunden mit hohem thermischem Redispatch in Österreich gegenübergestellt. Die dimensionierenden Stunden der Systemanalysen und die systemkritischen Stunden 2025 und 2026 sind im Detail in **Anhang 1 - Bedarfsdimensionierende Stunden der Systemanalyse** bzw. **Anhang 2 – Historisch systemkritische Stunden 2025-2026** beschrieben.

i. Sommer

Die relevanten energiewirtschaftlichen bzw. netztechnischen Faktoren der dimensionierenden Sommerfälle der Systemanalyse sind:

- **Hohe Exporte aus Westeuropa (FR, NL, DE)**
- **Importe in Ost- bzw. Südosteuropa (IT, PL, Südost)**
- **Geringe Winderzeugung in Österreich**
- **Hohe Last in Österreich**
- **Engpass auf einer oder mehrerer der St. Peter-Leitungen**

Aus der Betrachtung aller Stunden mit hohem thermischem Redispatch-Bedarf in Österreich wurden ähnliche Treiber identifiziert, wie in Abschnitt i beschrieben. Weiters wurden Überlastungen auf einer der St. Peter-Leitungen als häufigster APG-interner Grund für EPM-Abrufe in Österreich ermittelt.

Auch in der Detailbetrachtung einzelner kritischer Sommerstunden scheinen die allgemein identifizierten Treiber für hohen Redispatch-Bedarf auf. Die wichtigsten energiewirtschaftlichen und netztechnischen Merkmale dieser systemkritischen Einzelstunden sind u.a.:

- **West-Ost- bzw. Nord-Süd-Handelsflüsse**
- **Hohe (Residual-)Lasten in IT, SI, SK, HU, PL**
- **Hohe Erzeugung in DE, NL, Skandinavien**
- **Hohe Residuallast in Österreich**
- **Überlastung auf einer oder mehrerer der St. Peter-Leitungen**
- **Interne Überlastungen**

In der Gegenüberstellung der Historie mit der Systemanalyse finden sich Großteils Übereinstimmungen, es ergeben sich aber auch Unterschiede. Eine Abweichung liegt in einzelnen Stunden in der Relevanz der Netzreserve zur Lösung von internen Engpässen. In der Systemanalyse werden Überlastungen auf den St. Peter-Leitungen als dimensionierende Engpässe herangezogen. Auch die Tageszeit der systemkritischen Stunden führt zu Abweichungen zwischen Historie und der Systemanalyse. Die dimensionierenden Sommerstunden der Systemanalysen für 2025 und 2026 treten um die Mittagszeit auf, was mit einer hohen PV-Erzeugung in Österreich und Deutschland einhergeht. Historisch treten die kritischen Stunden 2025 und 2026 gehäuft in der Nacht auf.

Die systemkritischen Stunden 2025 und 2026 zeigen jedoch umfassend, dass Stunden, die den dimensionierenden Sommerstunden der Systemanalyse ähnlich sind, in der Realität auftreten. Die historisch relevanten Merkmale, die zu der Engpasslage und dem Redispatch- bzw. Netzreservebedarf führen, bestätigen die Ergebnisse der Systemanalyse.

ii. Winter

Die charakteristischen energiewirtschaftlichen bzw. netztechnischen Faktoren der dimensionierenden Winterstunden der Systemanalyse sind:

- **Hohe Exporte aus Westeuropa (FR, NL, DE)**
- **Importe in IT, CH, Südosteuropa**
- **Geringe EE-Erzeugung in Österreich**
- **Hohe Last in Österreich**
- **Hohe Hydroerzeugung in Österreich**
- **Engpass auf einer oder mehrerer der St. Peter-Leitungen**

Aus der Betrachtung der historischen systemkritischen Stunden bzw. Stunden mit hohem thermischem Redispatch ergeben sich u.a. die folgenden energiewirtschaftlichen und netztechnischen Merkmale:

- **Hohe Erzeugung in West- bzw. Nordeuropa**
- **Prognoseabweichungen der Erzeugung in Westeuropa**
- **Hohe Lasten bzw. geringe Erzeugung in Ost- bzw. Südosteuropa**
- **Hohe Residuallast und geringe Hydroerzeugung in Österreich**
- **Überlastung auf einer oder mehrerer der St. Peter-Leitungen**

Der Vergleich zwischen den kritischen Stunden der Systemanalyse und den historischen kritischen Stunden 2025 und 2026 zeigt große Übereinstimmungen. Eine relevante Abweichung ergibt sich in der Hydroerzeugung Österreichs. In der Systemanalyse für 2025 und 2026 ist die Turbinenerzeugung in den dimensionierenden Winterstunden hoch, während historisch ein Zusammenhang zwischen niedriger Hydroerzeugung und hohem thermischem Redispatch-Bedarf erkennbar ist. Da jedoch immer ein komplexes Zusammenspiel vieler Faktoren zu der netztechnischen Situation in Einzelstunden führt, ist eine Abweichung in einzelnen Merkmalen kein Indikator zur Notwendigkeit von Anpassungen der Annahmen der Systemanalyse.

Die systemkritischen Winterstunden 2025 und 2026 verdeutlichen, dass den dimensionierenden Winterstunden der Systemanalyse ähnliche Situationen in der Realität auftreten. Die charakteristischen Merkmale der kritischen Winterstunden der Systemanalyse werden durch die Historie bestätigt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Netzreserve ist eine Versicherung der Stromversorgung Österreichs.	4
Abbildung 2: Veranschaulichung der Netzreserve als Vorhaltung thermischer Leistung.	4
Abbildung 3: Abnahme der vorhandenen thermischen Leistung in Österreich der letzten 10 Jahre.	5
Abbildung 4: Die in der Systemanalyse angewandte Methodik zur Evaluierung des Netzreservebedarfs.	6
Abbildung 5: Definition und Herleitung des Bedarfs an sicher verfügbarer flexibler Leistung und des Netzreservebedarfs.	7
Abbildung 6: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse gemäß §7(2) Netzreserve-VO.	8
Abbildung 7: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zu den historischen Rahmenbedingungen.	9
Abbildung 8: Entwicklung des Westsaldos der letzten Jahre als Dauerlinie. Betrachtet wird jeweils der Zeitraum von Juli des Vorjahres bis Juni des genannten Jahres.	9
Abbildung 9: Nettoposition Österreich ⁷ im Jahresvergleich als Dauerlinie. Oben: Stunden mit Exporten aus Österreich. Unten: Stunden mit Importen nach Österreich. Betrachtet wird jeweils der Zeitraum von Juli des Vorjahres bis Juni des genannten Jahres.	10
Abbildung 10: Österreichische Nettoposition ⁷ als Zeitreihe. Der saisonale Verlauf ist erkennbar (rot).	11
Abbildung 11: Mittlere historische Stromgestehungskosten im Jahresvergleich.	11
Abbildung 12: Historische Laufwassererzeugung Österreichs im Jahresvergleich.	12
Abbildung 13: Historische Laufwassererzeugung Österreichs ¹¹ als Zeitreihe.	13
Abbildung 14: Monatliche Durchschnittstemperaturen in Österreich im Jahresvergleich.	13
Abbildung 15: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zum historischen Netzreserve- und Engpassmanagementbedarf in Österreich.	15
Abbildung 16: Höhe des EPM-Bedarfs je Technologie für 01/ 2025 bis 06/2026. Die „Whisker“ genannten Antennen geben ein Maß für milde Ausreißer der Verteilung (oberer „Whisker“ = $Q3 + 1.5 \times (Q3-Q1)$, unterer „Whisker“ = $Q1 - 1.5 \times (Q3-Q1)$).	16
Abbildung 17: Ursachen für EPM-Abrufe 2025 und 2026.	17
Abbildung 18: Mittlere Wirksamkeiten der EPM-Kraftwerke Österreichs auf die St. Peter-Leitungen.	18
Abbildung 19: Vergleich der historisch abgerufenen EPM-Mengen (Leistungserhöhung) 2025 mit Ergebnissen der Systemanalyse für 2025.	18
Abbildung 20: Monatliche Anzahl an Tagen mit Redispatch-Abruf für das Jahr 2025 und die Systemanalyse für 2025.	19
Abbildung 21: Vergleich der historisch abgerufenen EPM-Mengen (Leistungserhöhungen) 2026 mit Ergebnissen der Systemanalyse für 2026.	19
Abbildung 22: Monatliche Anzahl an Tagen mit Redispatch-Abruf für das erste Halbjahr 2026 und die Systemanalyse für 2026.	19
Abbildung 23: Mittlere EPM-Kosten historisch 2025 und aus der Systemanalyse für 2025.	20
Abbildung 24: Mittlere EPM-Kosten für das historische erste Halbjahr 2026 und die Systemanalyse für 2026.	20
Abbildung 25: Maximaler Einsatz der Netzreserve in der Spitzenstunde im Winter (oben) und Sommer (unten).	21
Abbildung 26: Häufigkeit von positiven Redispatch-Einsätzen der Netzreserve je Saison für 2024/2025 und 2025/2026.	22
Abbildung 27: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zu Detailanalysen historischer systemkritischer Situationen.	23
Abbildung 28: Europäische Handelslage in den dimensionierenden Sommerstunden der Systemanalysen.	23
Abbildung 29: Europäische Handelsflüsse in den dimensionierenden Winterstunden der Systemanalysen.	24
Abbildung 30: Maximale (n-1)-Auslastung vor EPM-Maßnahmen je Leitung 2024/2025 (links) und 2025/2026 (rechts).	25
Abbildung 31: Relative Häufigkeit der Überlastungen 2024/2025 (links) und 2025/2026 (rechts).	25
Abbildung 32: Untersuchungsrahmen der Ex-Post-Analyse zu den Eingangsannahmen der Systemanalyse.	29
Abbildung 33: Vergleich der Stromgestehungskosten im Zeitraum Juli 2024 bis Juni 2026 mit den Annahmen der Systemanalysen für 2025 und 2026.	29

Abbildung 34: Maximale verfügbare Leistung und historische Einspeisung von Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken in Österreich 2025 und 2026.....	31
Abbildung 35: Europäische Handelsflüsse und Nettopositionen für den dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse 2023 für 2025 ¹⁹	38
Abbildung 36: Engpasssituation vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) im dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse 2023 für 2025 ¹⁹	38
Abbildung 37: Innereuropäische Handelssituation im dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse für 2026 ²⁰	39
Abbildung 38: Auslastungen vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) im dimensionierenden Sommerfall der Systemanalyse 2024 für 2026 ²⁰	39
Abbildung 39: Energiewirtschaftliche Lage in Europa im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2023 für 2025 ¹⁹	40
Abbildung 40: Auslastungen vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2023 für 2025 ¹⁹	40
Abbildung 41: Europäische Handelsflüsse im dimensionierenden Winterfall der Systemanalyse 2024 für 2026 ²⁰	41
Abbildung 42: Engpasssituation vor Redispatch (links) und Redispatch-Einsatz (rechts) in der dimensionierenden Winterstunde der Systemanalyse 2024 für 2026 ²⁰	41
Abbildung 43: Vorgehen in der Detailanalyse historischer systemkritischer Stunden.....	42
Abbildung 44: Energiewirtschaftliches Umfeld am 26.06.2025, 18:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf die Verteilung aller Beobachtungen im Sommer. p50 entspricht dem Median.....	43
Abbildung 45: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 26.06.2025, 18:00.....	43
Abbildung 46: Historische Redispatch-Einsätze am 26.06.2025, 18:00.....	44
Abbildung 47: Energiewirtschaftliches Umfeld am 26.06.2025, 17:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf die Verteilung aller Beobachtungen im Sommer.....	45
Abbildung 48: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 26.06.2025, 17:00.....	45
Abbildung 49: Historische Redispatch-Einsätze am 26.06.2025, 17:00.....	46
Abbildung 50: Energiewirtschaftliches Umfeld am 30.06.2025, 19:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Sommer.....	46
Abbildung 51: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 30.06.2025, 19:00.....	46
Abbildung 52: Historische Redispatch-Einsätze am 30.06.2025, 19:00.....	47
Abbildung 53: Energiewirtschaftliches Umfeld am 01.07.2025, 00:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Sommer.....	47
Abbildung 54: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 01.07.2025, 00:00.....	48
Abbildung 55: Historische Redispatch-Einsätze am 01.07.2025, 00:00.....	48
Abbildung 56: Energiewirtschaftliches Umfeld am 01.07.2025, 02:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Sommer.....	49
Abbildung 57: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 01.07.2025, 02:00.....	49
Abbildung 58: Historische Redispatch-Einsätze am 01.07.2025, 02:00.....	50
Abbildung 59: Energiewirtschaftliches Umfeld am 21.01.2025, 13:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.....	51
Abbildung 60: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 21.01.2025, 13:00.....	51
Abbildung 61: Historischer Redispatch-Einsatz am 21.01.2025, 13:00.....	52
Abbildung 62: Energiewirtschaftliches Umfeld am 19.02.2025, 07:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.....	52
Abbildung 63: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 19.02.2025, 07:00.....	53
Abbildung 64: Historischer Redispatch-Einsatz am 19.02.2025, 07:00.....	53
Abbildung 65: Energiewirtschaftliches Umfeld am 23.01.2026, 11:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.....	54
Abbildung 66: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 23.01.2026, 11:00.....	54

Abbildung 67: Historischer Redispatch-Einsatz am 23.01.2026, 11:00	55
Abbildung 68: Energiewirtschaftliches Umfeld am 24.01.2026, 13:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.....	55
Abbildung 69: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 24.01.2026, 13:00	56
Abbildung 70: Historischer Redispatch-Einsatz am 24.01.2026, 13:00	56
Abbildung 71: Energiewirtschaftliches Umfeld am 24.03.2026, 11:00. Europäische Nettopositionen (links) und Ausprägung der relevanten Werte (rechts). Das Perzentil bezieht sich auf alle Beobachtungen im Winter.....	57
Abbildung 72: (n-1)-Auslastungen vor Redispatch am 24.03.2026, 11:00	57
Abbildung 73: Historischer Redispatch-Einsatz am 24.03.2026, 11:00	58
Abbildung 74: Österreichische Treiber für thermischen Redispatch-Bedarf in Österreich im Sommer.	59
Abbildung 75: Haupttreiber aus Westeuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Sommer.	60
Abbildung 76: Haupttreiber aus Ost- bzw. Südosteuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Sommer.	60
Abbildung 77: Extremausprägungen der Haupttreiber bei hohem thermischem Redispatch in Österreich im Sommer.	61
Abbildung 78: Österreichische Treiber für thermischen Redispatch-Bedarf in Österreich im Winter.....	61
Abbildung 79: Haupttreiber aus Westeuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Winter.	62
Abbildung 80: Relevante Treiber aus Osteuropa für hohen thermischen Redispatch in Österreich im Winter.	62
Abbildung 81: Extremausprägungen der Haupttreiber bei hohem thermischem Redispatch in Österreich im Winter.	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen der Systemanalyse zu installierten Leistungen Erneuerbarer und historische Leistungen. ...	12
Tabelle 2: Annahmen der Systemanalysen zur Last und tatsächliche Stromnachfrage im Zeitraum Juli 2024 - Juni 2026.	14
Tabelle 3: Charakteristische Faktoren für die dimensionierenden Sommerstunden der Systemanalysen.	24
Tabelle 4: Charakteristische Parameter für die dimensionierenden Winterstunden der Systemanalysen.	24
Tabelle 5: Netztechnisch relevante Stunden 2025 und 2026.	26
Tabelle 6: Häufigkeit des Auftretens der charakteristischen Eigenschaften der dimensionierenden Stunden der Systemanalysen im Zeitraum 2024-2026.	Fehler! Textmarke nicht definiert.
Tabelle 7: Vergleich des österreichischen Kraftwerkspark historisch mit den Annahmen der Systemanalyse.	30
Tabelle 8: Häufigkeit von Leitungsabschaltungen in Österreich und dem Ausland von Juli 2024 bis Juni 2026.	32
Tabelle 9: Revisionsbedingte Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke von Juli 2024 bis Juni 2026.	32
Tabelle 10: Kraftwerkseinsätze am 26.06.2025, 18:00.	44
Tabelle 11: Kraftwerkseinsätze am 26.06.2025, 17:00.	45
Tabelle 12: Kraftwerkseinsätze am 30.06.2025, 19:00.	47
Tabelle 13: Kraftwerkseinsätze am 01.07.2025, 00:00.	48
Tabelle 14: Kraftwerkseinsätze am 01.07.2025, 02:00.	50
Tabelle 15: Kraftwerkseinsätze am 21.01.2025, 13:00.	51
Tabelle 16: Kraftwerkseinsätze am 19.02.2025, 07:00.	53
Tabelle 17: Kraftwerkseinsätze am 23.01.2026, 11:00.	55
Tabelle 18: Kraftwerkseinsätze am 24.01.2026, 13:00.	56
Tabelle 19: Kraftwerkseinsätze am 24.03.2026, 11:00.	57