



Kosteneffiziente Aufrechterhaltung der Netzbetriebssicherheit

Im Auftrag von Energie-Control Austria für die Regulierung der
Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

31.05.2026



Kosteneffiziente Aufrechterhaltung der Netzbetriebssicherheit

Alexander Schrief, E-Bridge Consulting

Gerald Blumberg, E-Bridge Consulting

Dr. Marco Greve, ef.Ruhr

Dr. Jonas von Haebler, ef.Ruhr

31.05.2026

INHALTSVERZEICHNIS

1	Hintergrund und Zielstellung	1
2	Analyseergebnisse und Empfehlungen	3
2.1	Szenarien, Netznutzungsfälle und Quantil-Analyse	4
2.2	Festlegung von Kostenkoeffizienten, Einsatzreihenfolge	12
2.3	Deep-Dive Redispatch-Potenzial aus Pumpspeichern	20
2.4	Berücksichtigung weiterer betrieblicher Freiheitsgrade und Randbedingungen	23
2.5	Revisionen	28
2.6	Berücksichtigung der Ex-Post-Analyse	32
2.7	Erweiterung der Ex-Post-Analyse & Saisonalität	33
3	Zusammenfassung & Handlungsempfehlungen	36

MANAGEMENT SUMMARY

Mit dem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz wird die Methodik der Systemanalyse zur Ermittlung des Netzreservebedarfs auf eine breitere methodische Grundlage gestellt. Künftig sind zudem sowohl die Methode als auch die Eingangsdaten vorab durch die Regulierungsbehörde zu genehmigen. Die vorliegende Studie wurde im Auftrag der E-Control erstellt, um für diesen Genehmigungsprozess eine fundierte fachliche Bewertungsgrundlage bereitzustellen.

Die Studie untersucht ausgewählte methodische Aspekte der Systemanalyse entlang zweier übergeordneter Themenbereiche. Der erste betrifft die realistische Risikoabschätzung, also die Frage, welche Netzsituationen in welcher Breite und Tiefe zu betrachten sind, um den Bedarf an flexibler Leistung methodisch belastbar zu ermitteln. Der zweite betrifft Maßnahmen zur Risikomitigation, also die Frage, welche betrieblichen Freiheitsgrade und Engpassmanagement-Optionen in der Systemanalyse zu berücksichtigen sind und in welcher Form dies sachgerecht erfolgen kann.

Im Bereich der **Risikoabschätzung** empfiehlt die Studie, den Basislauf als methodisch ausgewogenen Referenzrahmen ohne vorweggenommene Kumulation verschärfender Annahmen zu gestalten. Zusätzliche bedarfserhöhende Randbedingungen sind als Sensitivitäten in die Bildung synthetischer Netznutzungsfälle (NNF) einzubeziehen, nicht über pauschale Aufschläge. Die vollständige Kombinatorik aller Sensitivitäten ist zu vermeiden. Stattdessen sollte eine begrenzte, fachlich begründete Auswahl vorgesehen werden, ergänzt um die Angabe von Eintrittswahrscheinlichkeiten einzelner Annahmen, damit die Regulierungsbehörde im Genehmigungsverfahren eine geeignete Schwelle festlegen kann. Die Ableitung des Netzreservebedarfs über ein Quantil ist grundsätzlich sachgerecht. Dessen Festlegung sollte jedoch regelbasiert erfolgen und auf Basis der tatsächlich betrachteten Fallmenge vorgenommen werden. Dabei ist offenzulegen, welche NNF durch das gewählte Absicherungsniveau abgedeckt werden und welche nicht bedarfsbestimmend eingehen.

Im Bereich der **Risikomitigation** wird eine Einsatzlogik empfohlen, in der zunächst netztechnische Freiheitsgrade (etwa Phasenschiebertransformatoren) berücksichtigt werden. Kraftwerke, für die Stilllegungen bekannt sind oder für den Betrachtungszeitraum plausibel angenommen werden, sollten in der Einsatzreihenfolge nachrangig eingeordnet werden. Vor einer etwaigen Begrenzung des PSP-Redispatch-Potenzials sind zunächst erweiterte Analysen zu Kausalität und Saisonalität durchzuführen. Betriebliche Freiheitsgrade wie Spitzenkappung, beschränkbare Netzzugänge und witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb sind jeweils in dem Umfang zu berücksichtigen, in dem sie im Betrachtungszeitraum operativ etabliert sind.

Für die **Revisionsmodellierung** zeigt die Analyse, dass die historische Spanne der Nichtverfügbarkeiten (35,9 bis 61,1 Tage pro Kraftwerk und Jahr) je nach Annahme zu Bedarfserhöhungen zwischen ca. 24 % und ca. 50 % führt. Es wird empfohlen, Revisionen künftig direkt in der Methodik bzw. in den Modellsimulationen zu verankern und von pauschalen Nichtverfügbarkeiten zu unterscheiden. Für Netzreserveanbieter sollte zudem geprüft werden, ob gemeldete Revisionsfenster bereits bei der Kontrahierung berücksichtigt werden können.

Für die **Ex-Post-Analyse** empfiehlt die Studie eine konsistente Struktur über die Jahre hinweg, erweitert um kausale Verknüpfungen zwischen den Annahmen der Systemanalyse und den realen Abrufen sowie eine monatliche Ausweisung des Bedarfs als Grundlage für die Bewertung der Saisonalität und der Ausschreibungszeiträume.

Die Empfehlungen sind nach Wirkung und Umsetzungskomplexität priorisiert. Unmittelbare Hebel bei geringer Komplexität bieten die Erweiterung der Ex-Post-Analyse, die Anpassung der Einsatzreihenfolge und die Festlegung eines ausgewogenen Basislaufs. Hohe Wirkung bei höherer Komplexität haben die direkte Revisionsmodellierung, die regelbasierte Quantilbildung und die sachgerechte Abbildung betrieblicher Freiheitsgrade.

1 Hintergrund und Zielstellung

Betreiber konventioneller Kraftwerke treffen im Zusammenhang mit Wartungen und Revisionen sowie auf Grundlage ihrer Marktanalysen Entscheidungen über den Weiterbetrieb oder die Stilllegung ihrer Anlagen. Werden Anlagen temporär, saisonal oder endgültig nicht am Markt betrieben, kann sich das verfügbare Potenzial flexibler Leistung für die Engpassbewältigung im Übertragungsnetz erheblich verringern. Zur Sicherung ausreichender Kapazitäten für das Engpassmanagement wurde daher der Mechanismus der Netzreserve eingeführt. In diesem Rahmen kontrahiert der Regelzonenführer Anlagen, die für den regulären Markteinsatz nicht verfügbar sind oder eine Stilllegung angekündigt haben, jedoch für das Engpassmanagement benötigt werden. Der Netzreservemechanismus stellt eine staatliche Beihilfe dar, deren Verlängerung durch die EU-Kommission bis Ende 2030 genehmigt wurde.

Ein wesentlicher Bestandteil der Festlegung des Netzreservebedarfs ist die Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung im Rahmen der Systemanalyse. Dieser Bedarf wird für die betrachteten Netzsituationen aus der Engpassmanagement-Simulation abgeleitet. Er umfasst insbesondere den modellierten Markteinsatz sowie den positiven Redispatch-Einsatz netztechnisch wirksamer Flexibilität, insbesondere thermischer Kraftwerke, Großbatterien in Einspeiserichtung und Verbrauchsanlagen in lastreduzierender Richtung. Berücksichtigt werden dabei Anlagen im netztechnisch wirksamen Bereich in Österreich sowie, für den positiven Redispatch-Einsatz, auch entsprechende Anlagen im Ausland. Übersteigt der so ermittelte Bedarf die nach Berücksichtigung angezeigter Stilllegungsabsichten verfügbare flexible Leistung, ergibt sich daraus der zu kontrahierende Netzreservebedarf.

Zur Ermittlung dieses Bedarfs ist der Regelzonenführer verpflichtet, jährlich die sogenannte Systemanalyse durchzuführen. Die bisherige Methodik basiert auf einer deterministischen Berechnung eines Szenarios unter punktueller Berücksichtigung von Sensitivitäten. Mit dem neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG)¹ wird der methodische Rahmen erweitert: Die Systemanalyse ist künftig als rechengestützte Analyse mit variierten Eingangsdaten durchzuführen, und die Ergebnisse einer jährlichen Ex-Post-Analyse sind einzubeziehen. Zudem sind sowohl die Methode der Systemanalyse als auch die Eingangsdaten und Szenarien in Entwurfsform der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Diese kann den Vorschlag des Regelzonenführers in ihrer Beurteilung anpassen. Die Genehmigung von Methode und Eingangsdaten erfolgt dabei vor Durchführung der eigentlichen Berechnungen, also ohne Kenntnis der daraus resultierenden Ergebnisse. Für die Regulierungsbehörde ergibt sich daraus die Anforderung, bereits im Vorfeld beurteilen zu können, welche Wirkungen das Zusammenspiel methodischer Festlegungen und gewählter Eingangsdaten auf die Höhe des ermittelten Netzreservebedarfs erwarten lässt.

Die Fragestellungen der Systemanalyse lassen sich zwei übergeordneten Themenbereichen zuordnen. Der erste betrifft die realistische Risikoabschätzung, also die Frage, welche Netzsituationen in welcher Breite und Tiefe zu betrachten sind, um den Bedarf an flexibler Leistung methodisch belastbar zu ermitteln. Der zweite betrifft Maßnahmen zur Risikomitigation, also die Frage, welche betrieblichen Freiheitsgrade und Engpassmanagement-Optionen in der Systemanalyse zu berücksichtigen sind und in welcher Form dies sachgerecht erfolgen kann. Gemeinsames Ziel beider Bereiche ist es, die erforderlichen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzbetriebssicherheit in ihrer kostengünstigsten Form zu bestimmen.

Für den formalen Genehmigungsprozess benötigt die Regulierungsbehörde eine fundierte fachliche Grundlage. Die vorliegende Studie wurde im Auftrag der E-Control zu diesem Zweck erstellt. Sie behandelt ausgewählte methodische Aspekte der Systemanalyse, die im Austausch mit der E-Control identifiziert und priorisiert wurden. Die Analyse nimmt die bisherige Methodik sowie vorliegende Vorschläge zu deren künftiger Ausgestaltung als Ausgangspunkt, ordnet diese fachlich ein und zeigt, wo sachlich geboten, alternative Vorgehensweisen auf. Auf dieser Grundlage werden je me-

¹ Elektrizitätswirtschaftsgesetz – EIWG, 23.12.2025, [Link](#)

thodischem Feld Empfehlungen abgeleitet, die der E-Control als Bewertungsgrundlage im Genehmigungsprozess dienen können. Die Analyse zeigt dabei, dass die Bewertung einzelner methodischer Festlegungen nicht allein auf fachlich-analytischer Ebene erfolgen kann. Die Eignung und Wirkung methodischer Vorgaben hängt auch davon ab, in welchem zeitlichen Ablauf des Systemanalyseprozesses sie greifen und welche Handlungsspielräume sie den beteiligten Akteuren eröffnen oder verschließen.

2 Analyseergebnisse und Empfehlungen

Das vorliegende Kapitel stellt die Ergebnisse der Studie in thematischen Untersuchungsfeldern dar. Diese Untersuchungsfelder lassen sich, wie in Abbildung 1 dargestellt, entlang der wesentlichen Prozessschritte der Systemanalyse einordnen: von den Annahmen und der Szenariodefinition über die Marktsimulation und die Simulation des Engpassmanagements bis hin zur Ableitung des Netzreservebedarfs. Jedes Untersuchungsfeld behandelt einen methodischen Teilbereich der Systemanalyse und ist so strukturiert, dass zunächst der methodische Hintergrund und die relevanten Fragestellungen dargelegt werden, anschließend die Analyse bestehender sowie alternativer Vorgehensweisen erfolgt und abschließend Empfehlungen abgeleitet werden. Eine übergreifende Zusammenfassung sowie eine priorisierte Darstellung der Empfehlungen finden sich in Kapitel 3. Die Untersuchungsfelder sind thematisch eigenständig, stehen jedoch in methodischen Wechselbeziehungen zueinander, auf die im jeweiligen Kontext hingewiesen wird. Den übergreifenden Bewertungsrahmen bilden die methodischen Anforderungen des § 143 EIWG, der die bisherigen Regelungen des § 23b EIWG 2010² zur Systemanalyse formalisiert und um explizite methodische Mindeststandards ergänzt: die Durchführung als rechengestützte Analyse unter Variation der Eingangsdaten, die Berücksichtigung einer jährlichen Ex-Post-Analyse sowie die Vorabgenehmigung von Methode und Eingangsdaten durch die Regulierungsbehörde jeweils mit Bescheid nach Konsultationsverfahren. Diese Anforderungen definieren Mindeststandards, lassen jedoch erheblichen methodischen Gestaltungsspielraum, dessen Ausgestaltung Gegenstand der nachfolgenden Untersuchungsfelder ist.



Abbildung 1: Einordnung der Untersuchungsfelder entlang der Systemanalyse-Toolchain

² § 23b Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 - EIWOG 2010, [Link](#)

2.1 Szenarien, Netznutzungsfälle und Quantil-Analyse

Ausgangslage

Die Systemanalyse zur Ermittlung des Netzreservebedarfs basiert auf der Simulation des Netzbetriebs für eine Vielzahl von Netznutzungsfällen³. Für jeden dieser Netznutzungsfälle wird im Rahmen der Engpassmanagement-Simulation bestimmt, in welchem Umfang Engpassmanagement-Maßnahmen (EPM-Maßnahmen bzw. EPM-Einsatz) erforderlich sind, um die Netzbetriebssicherheit zu gewährleisten. Der resultierende EPM-Einsatz dient damit als Indikator für den Bedarf an flexibler Leistung zur Beherrschung von Netzengpässen sowie den Netzreservebedarf. Im Folgenden wird aus Gründen der Veranschaulichung überwiegend auf vollständige Jahresläufe Bezug genommen. Die methodischen Aussagen dieses Kapitels lassen sich jedoch uneingeschränkt auf eine saisonale Betrachtung übertragen. Aus der Sortierung der Netznutzungsfälle nach dem ermittelten EPM-Einsatz ergibt sich typischerweise eine Dauerkennlinie mit langem flachem Verlauf und steilem oberen Rand, siehe Abbildung 2.

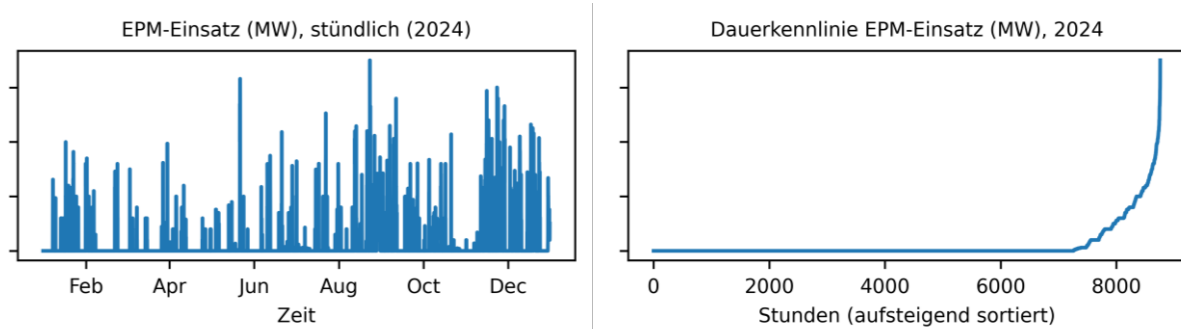


Abbildung 2: Stündlicher EPM-Einsatz 2024 (links), stündlicher EPM-Einsatz sortiert (rechts)

Ein großer Teil der Stunden weist nur einen geringen oder keinen Maßnahmenbedarf auf, während ein kleiner Anteil der Stunden deutlich höhere Einsätze erfordert und damit den Bedarf an flexibler Leistung maßgeblich prägt.

Die Systemanalyse umfasst eine große Zahl von Netznutzungsfällen, aus denen der Netzreservebedarf methodisch abzuleiten ist. Hierfür kommen unterschiedliche Vorgehensweisen in Betracht, siehe Abbildung 3. Eine Möglichkeit besteht darin, den Bedarf unmittelbar aus dem kritischsten Netznutzungsfall abzuleiten. Alternativ kann zunächst ein Basislauf als Referenzrahmen betrachtet werden, der einen oder mehrere vollständige Jahresläufe umfassen kann, etwa auf Grundlage eines oder mehrerer Szenarien und Wetterjahre. Innerhalb dieses Basislaufs können anschließend kritische Netznutzungsfälle identifiziert werden, beispielsweise anhand der Höhe des EPM-Einsatzes. Anstelle einzelner kritischer Netznutzungsfälle können auch sogenannte kritische Wochen betrachtet werden, etwa auf Grundlage der Summe des EPM-Einsatzes innerhalb einer Woche oder durch die Betrachtung der einen kritischen Netznutzungsfall umgebenden Woche. Aufbauend darauf können diese kritischen Netznutzungsfälle oder kritischen Wochen unter Berücksichtigung zusätzlicher Sensitivitäten analysiert werden, beispielsweise durch die Variation der Einspeisesituation (sogenannte synthetische Woche bzw. synthetische Netznutzungsfälle).

³ Ein Netznutzungsfall beschreibt die Einspeise- und Entnahmesituation eines Netzes zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die zugrunde liegende Einspeise- und Entnahmesituation wird dabei aus einer Marktsimulation abgeleitet. Für jeden Netznutzungsfall erfolgt eine Netzbetriebssimulation, die sich aus einer Leistungsflusssimulation und einer Engpassmanagementsimulation zusammensetzt. Im Rahmen der Engpassmanagementsimulation wird der Netzbetrieb sowohl im Normalzustand als auch unter (n-1)-Bedingungen analysiert. Wird ein vollständiger Jahreslauf in stündlicher Auflösung betrachtet, ergeben sich insgesamt 8.760 Netznutzungsfälle.

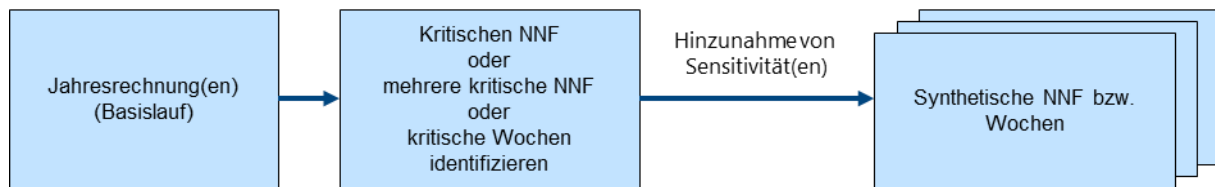


Abbildung 3: Optionen der Herangehensweise zur Auswahl der betrachteten Netznutzungsfälle (NNF)

Die Verdichtung der betrachteten Fallmenge für die Bestimmung des Bedarfs an flexibler Leistung kann schließlich entweder unmittelbar über den höchsten Bedarf oder über ein Quantil erfolgen, wobei der höchste Bedarf dem 100%-Quantil entspricht.⁴ Für die Ableitung des Netzreservebedarfs auf Basis des Bedarfs an flexibler Leistung wird auf Kapitel 2.2 verwiesen.

Die methodische Diskussion betrifft damit sowohl die Auswahl der betrachteten Netznutzungsfälle als auch die Frage, ob und in welcher Form Sensitivitäten und eine nachgelagerte Betrachtung eines Quantils berücksichtigt werden. Die Analyse dieses Kapitels ist daher in die folgenden Abschnitte geteilt:

- Basislauf
- Kritische und synthetische Wochen
- Quantilbasierte Auswertung

Analyse

Basislauf

Die gesamte Untersuchung muss die für die Systemanalyse relevanten Netznutzungsfälle realitätsnah abbilden. Der Basislauf bestimmt, welche Netznutzungsfälle als regulärer Ausgangszustand der Analyse gelten und welche erst durch zusätzliche Sensitivitäten in die Betrachtung eingehen. Ein ausgewogener Basislauf sollte daher auf konsistenten und möglichst erwartungstreuen Annahmen zu Szenariojahr, Marktumfeld, Last, Erzeugung, Verfügbarkeiten, Netztopologie und Wetterbedingungen beruhen. Bei der Auswahl der Wetterjahre kann auf PECD-Wetterjahre zurückgegriffen werden. Diese liefern eine konsistente Grundlage, um für das Zieljahr plausible meteorologische Bedingungen abzubilden. Soweit mehrere Wetterjahre zur Verfügung stehen, sollte jedoch transparent begründet werden, ob ein mittleres, repräsentatives oder kritisches Wetterjahr verwendet wird. Eine gezielte Auswahl besonders belastender Wetterausprägungen sollte nicht verdeckt im Basislauf erfolgen, sondern als Sensitivität kenntlich gemacht werden.

Der Basislauf sollte somit nicht bereits Annahmen beinhalten, die die Netzauslastung gezielt verschärfen. Andernfalls blieben weitere Sensitivitäten zwar als solche erkennbar, ihr zusätzlicher Beitrag ließe sich jedoch nicht mehr eindeutig von dem bereits im Basislauf enthaltenen verschärfenden Anteil trennen, siehe Abbildung 4. Dadurch würde unklar, welcher Teil des Versicherungsspekts der Netzreserve bereits im Basislauf und welcher erst durch zusätzliche Sensitivitäten erfasst wird.

⁴ Ein Quantil gibt an, unterhalb welchen Werts ein bestimmter Anteil der Beobachtungen liegt. Ein 95-%-Quantil ist beispielsweise derjenige Wert, unterhalb dessen 95 % der betrachteten Werte liegen, während 5 % darüber liegen. Methodisch wird dazu zunächst die betrachtete Datenmenge der Größe nach sortiert und anschließend der Wert an der gewünschten Position der Verteilung bestimmt.

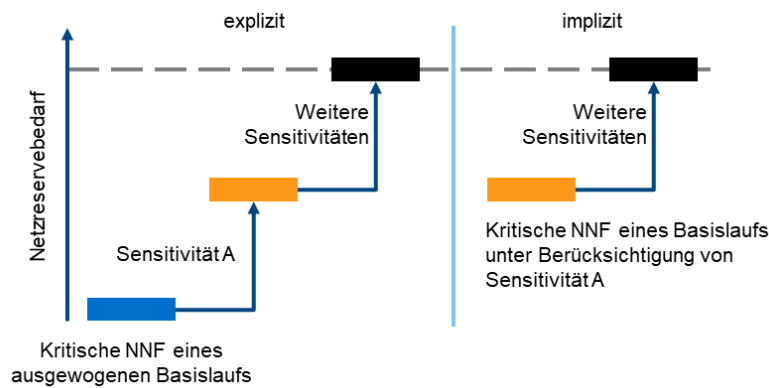


Abbildung 4: Schematische Gegenüberstellung expliziter und impliziter Kumulation von Sensitivitäten

Die Ergänzung des Basislaufs beispielsweise um weitere Wetterjahre oder Szenarien führt zu einer angepassten Dauerkennlinie auf Grundlage zusätzlicher vollständiger Jahresläufe. Die Wirkung dieser zusätzlichen Wetterjahre oder Szenarien auf den ermittelten EPM-Einsatz ist dabei typischerweise nicht gleichmäßig über alle Netznutzungsfälle verteilt.

In unkritischen Netznutzungsfällen führen zusätzliche Belastungen häufig nur zu geringen Veränderungen, weil Netzgrenzwerte weiterhin eingehalten werden oder wirksame Freiheitsgrade zur Engpassbehebung noch ausreichend verfügbar sind.

In bereits kritischen Netznutzungsfällen sind dagegen jene Freiheitsgrade, die besonders wirksam auf die bestehenden Engpässe wirken, häufig bereits weitgehend ausgeschöpft. Treten in diesen Situationen zusätzliche Belastungen oder weitere Engpässe hinzu, muss die Engpassmanagementsimulation verstärkt auf Freiheitsgrade mit geringerer netztechnischer Wirksamkeit zurückgreifen. Da diese Maßnahmen je eingesetzter Leistung eine geringere Entlastungswirkung auf den Engpass haben, kann ein überproportional hoher zusätzlicher EPM-Einsatz erforderlich werden.

Die Rangfolge der Netznutzungsfälle bleibt somit vielfach weitgehend stabil, auch wenn sich der obere Bereich der Kennlinie verschieben kann. Zusätzliche Wetterjahre oder Szenarien beeinflussen damit vor allem die Ausprägung kritischer Situationen, ohne dass hierzu synthetische einzelne Netznutzungsfälle betrachtet werden.

Kritische und synthetische Wochen

Die gezielte Auswahl kritischer Netznutzungsfälle dient dazu, die Analyse auf jene Netzsituationen zu konzentrieren, die für die Dimensionierung der Netzreserve maßgeblich sind. Hohe EPM-Einsätze treten typischerweise nur in einem kleinen Anteil der Jahresstunden auf, siehe Abbildung 2. Zur systematischen Identifikation kritischer Wochen kann daher ein iteratives Vorgehen verwendet werden. Hierzu wird zunächst der Netznutzungsfall mit dem höchsten EPM-Einsatz ausgewählt. Anschließend werden alle Netznutzungsfälle derselben Kalenderwoche als betrachtet markiert. Danach wird aus den verbleibenden, noch nicht betrachteten Netznutzungsfällen erneut derjenige mit dem höchsten EPM-Einsatz ausgewählt. Dieses Vorgehen wird so lange wiederholt, bis die gewünschte Anzahl kritischer Wochen identifiziert ist. Die Anzahl der kritischen Wochen sollte dabei anhand transparenter Kriterien bestimmt werden. Maßgeblich kann insbesondere sein, ob durch die Aufnahme weiterer Wochen noch zusätzliche strukturelle Belastungssituationen, Engpassursachen oder saisonale Konstellationen erfasst werden oder ob diese lediglich bereits identifizierte Muster wiederholen. Ein mögliches Abbruchkriterium besteht darin, die Auswahl so lange fortzuführen, bis zusätzliche Wochen den oberen Bereich der Dauerkennlinie nur noch geringfügig erweitern oder keine neuen relevanten Engpassmuster mehr abdecken. Auf diese Weise lassen sich mehrere unterschiedliche strukturelle Belastungssituationen des Basislaufs erfassen, ohne die Betrachtung auf einzelne Stunden mit besonders hohem EPM-Einsatz zu verengen. Die Übersicht der so identifizierten kritischen Stunden und Wochen in Tabelle 1 sowie Abbildung 5 veranschaulicht

den oberen Bereich der Dauerkennlinie, aus dem im beschriebenen iterativen Verfahren schrittweise kritische Wochen abgeleitet werden.

Tabelle 1: EPM-Einsätze des Basislaufs zur iterativen Auswahl kritischer Wochen

<i>Rang</i>	<i>Position Dauerkennlinie</i>	<i>Kalenderwoche</i>
1	8760	34
2	8759	21
3	8758	47
4	8756	46
5	8754	37
6	8751	48
7	8747	30
8	8742	51
9	8741	36
10	8740	33

Die Fokussierung auf kritische NNF verändert allerdings die Bedeutung der weiteren Analyse. Erfolgt die Vertiefung nur noch auf einer vorselektierten Teilmenge, dann beziehen sich spätere Aussagen nicht mehr auf den vollständigen Jahreslauf, sondern auf diese bereits verdichtete Menge strukturell kritischer Situationen. Bereits wenige ausgewählte Situationen können einen erheblichen Teil des obersten leistungsbedarfsseitigen Bereichs der Dauerkennlinie abdecken, da sie jene Stunden mit besonders hohem EPM-Einsatz erfassen. Ergänzend kann geprüft werden, ob sie unterschiedliche Engpassursachen, Netzregionen oder saisonale Konstellationen abbilden. Das spricht für die Eignung eines solchen Vorgehens zur Fokussierung der Analyse, darf aber nicht mit einer belastbaren statistischen Wahrscheinlichkeitsaussage über den vollständigen Jahreslauf verwechselt werden.

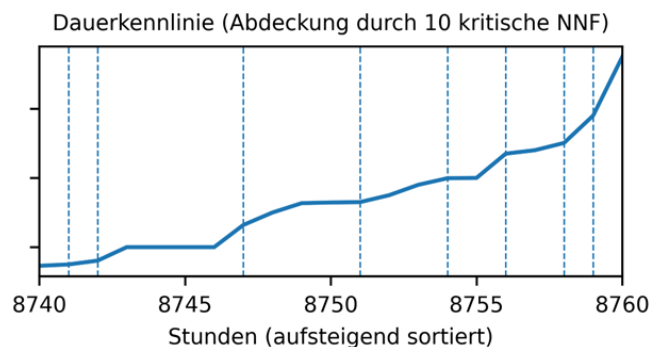


Abbildung 5: Oberer Bereich der Dauerkennlinie des EPM-Einsatzes mit markierten kritischen NNF

Aus diesen kritischen Netznutzungsfällen bzw. Wochen können durch die Berücksichtigung von Sensitivitäten anschließend synthetische Netznutzungsfälle bzw. Wochen gebildet werden. Soweit zusätzliche erschwerende Randbedingungen über den Basislauf hinaus für die Netzsituation berücksichtigt werden sollen, sollten diese methodisch als Sensitivitäten in die Bildung synthetischer Netznutzungsfälle bzw. Wochen eingehen und nicht erst nachgelagert über pauschale Zuschläge auf den ermittelten Bedarf abgebildet werden. Nur so lassen sich ihre Auswirkungen auf Netzsituation, Marktergebnis und den Umfang der in der Engpassmanagementsimulation verfügbaren Freiheitsgrade konsistent erfassen. Die erwarteten Ergebnisse solcher Sensitivitäten sind Variationen um ein initiales NNF-Ergebnis, siehe Abbildung 6.

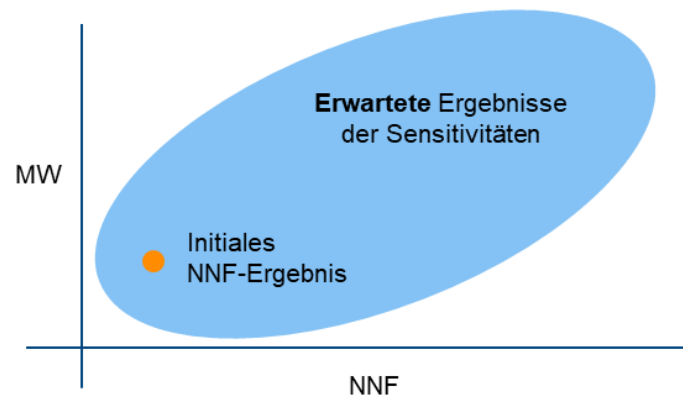


Abbildung 6: Schematische Darstellung des erwarteten EPM-Einsatzes für Variationen eines NNF

Werden synthetische Netznutzungsfälle zusätzlich zur Jahresdauerkennlinie des EPM-Einsatzes des Basislaufs betrachtet, so erweitern sie, wie in Abbildung 7 schematisch dargestellt, tendenziell den relevanten oberen Bereich der Kurve um weitere kritische Punkte.

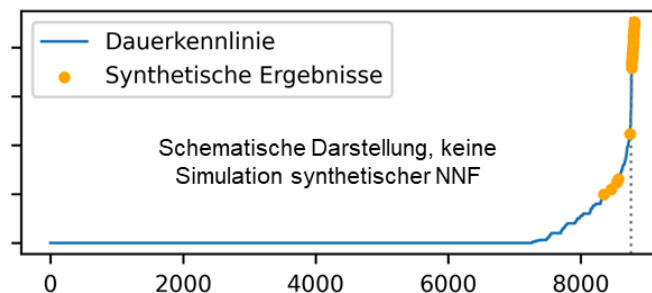


Abbildung 7: Exemplarische Einordnung von Sensitivitäts-Ergebnissen

Sensitivitäten lassen sich grundsätzlich kombinieren. Die vollständige Kombinatorik aller Sensitivitäten kann methodisch sinnvoll sein, ist jedoch nicht in jedem Fall zweckmäßig. Bei einer größeren Zahl von Sensitivitäten besteht das Risiko, dass Kombinationen entstehen, in denen sich mehrere belastende Annahmen kumulieren und dadurch kritische Situationen stärker ausgeprägt erscheinen, als es für die methodische Zielsetzung sachgerecht ist. Dies gilt insbesondere, wenn die resultierenden Situationen entweder keine plausible Kombination der betrachteten Sensitivitäten darstellen oder nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit eintreten. Die Plausibilität von Sensitivitätskombinationen ist nur begrenzt formal ableitbar und erfordert daher ingenieurtechnische Beurteilung.

Die betrachteten Sensitivitäten und deren vorgesehene Kombinationen sollten daher als Teil der Eingangsdaten der Systemanalyse angegeben werden. Wird dabei nur eine handhabbare Teilmenge von Kombinationen zur Plausibilisierung betrachtet, sollte diese Auswahl fundiert begründet werden. Ein pauschaler Hinweis auf Praktikabilität oder Plausibilität genügt hierfür nicht.

Alternativ oder ergänzend kann für die Beurteilung der Sensitivitäten und Sensitivitätskombinationen ein wahrscheinlichkeitsbasiertes Vorgehen genutzt werden. Dabei werden zunächst die Einzelwahrscheinlichkeiten der Sensitivitäten im Rahmen der Eingangsdatenmeldung angegeben. Auf dieser Grundlage können im Zuge der Genehmigung der Eingangsdaten Eintrittswahrscheinlichkeiten der Sensitivitätskombinationen bestimmt und zur Beurteilung herangezogen werden, welche Kombinationen methodisch geeignet und weiter zu betrachten sind. Dieses Vorgehen ermöglicht eine nachvollziehbare Begründung der betrachteten Sensitivitätskombinationen. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass die abgeleiteten Eintrittswahrscheinlichkeiten von Sensitivitätskombinationen auf vereinfachenden Annahmen beruhen, soweit Abhängigkeiten zwischen einzelnen Sensitivitäten

bestehen. Die adäquate Wahrscheinlichkeitsgrenze ist dabei ein wesentlicher Bestandteil des Versicherungsaspekts der Netzreserve.

Mögliche Sensitivitäten und exemplarische Ableitung von Einzelwahrscheinlichkeiten sind etwa:

- Energiewirtschaftliche Parameter, etwa Kohle-vor-Gas oder Gas-vor-Kohle: historische Daten, Prognosen und Future-Preise
- Verbrauch, etwa Erhöhung oder Reduzierung: statistische Analyse historischer Lastprofile
- Laufwassererzeugung: historische Einspeisewerte und Analyse von Wetterdaten
- Leitungsabschaltungen: historische Nichtverfügbarkeiten und Abschaltzeiten
- Wind- und PV-Erzeugung: statistische Analyse historischer Wetterdaten und daraus abgeleiteter Einspeisemuster

Quantilbasierte Auswertung

Die quantilbasierte Auswertung dient dazu, aus der resultierenden Menge betrachteter Netznutzungsfälle einen Bedarf an flexibler Leistung abzuleiten, der nicht durch den einzelnen Extremwert der Betrachtungsmenge bestimmt wird, sondern ein definiertes Absicherungsniveau repräsentiert. Es legt fest, welcher Anteil der betrachteten Netznutzungsfälle durch die Netzreserve abgedeckt werden soll und welcher Anteil bewusst unberücksichtigt bleibt. Die grundsätzliche Wirkweise eines solchen Vorgehens ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt.

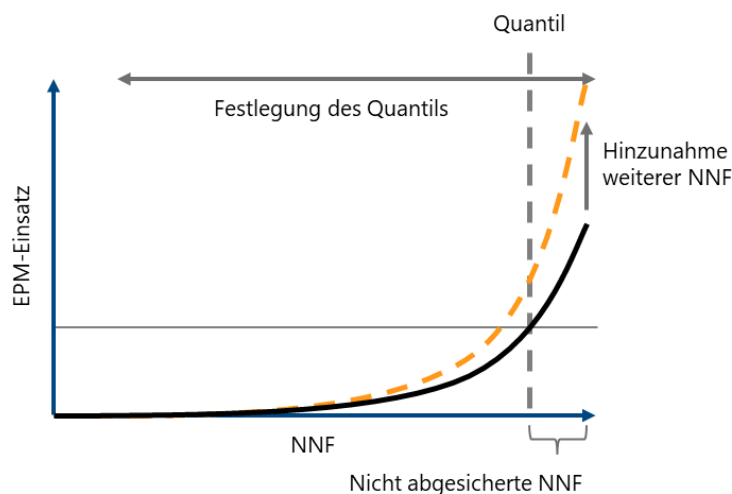


Abbildung 8: Schematische Darstellung der quantilbasierten Auswertung

Zugleich trägt ein quantilbasierter Ansatz dem Umstand Rechnung, dass das EPM-Modell der Systemanalyse die Freiheitsgrade des realen Netzbetriebs nicht vollständig abbilden kann. So können einzelne Netznutzungsfälle im Modell einen besonders hohen EPM-Einsatz aufweisen, obwohl die zugrunde liegende Netzsituation durch im Modell nicht berücksichtigte Freiheitsgrade unter geringerem EPM-Einsatz beherrschbar wäre. Hierzu können einerseits Freiheitsgrade zählen, die konzeptgemäß bereits im Normalbetrieb zur Verfügung stehen, beispielsweise nicht modellierte Schalthandlungen. Andererseits können auch Freiheitsgrade betroffen sein, die Ausnahmemaßnahmen darstellen und deren modellhafte Berücksichtigung bewusst nicht erfolgt (s. Kapitel 2.5).

Ob solche modellseitig besonders kritischen Ergebnisse vorliegen, sollte anhand vorab definierter Prüfschritte beurteilt werden. Diese Prüfschritte sollten möglichst bereits in der Methode oder in den Eingangsdaten angelegt sein und durch den Regelzonenführer im Rahmen der Auswertung angewendet und dokumentiert werden. Dabei sollte insbesondere dargestellt werden, welche Engpässe den hohen EPM-Einsatz verursachen, welche modellierten Freiheitsgrade bereits ausgeschöpft sind und ob die Einordnung als modellseitig besonders kritisches Ergebnis nachvollziehbar

ist. Die Regulierungsbehörde kann diese Prüfschritte im Genehmigungsprozess bewerten und gegebenenfalls Anforderungen an deren Ausgestaltung, Anwendung und Dokumentation festlegen. Die quantilbasierte Auswertung kann insofern dazu dienen, einzelne modellseitig besonders kritische Ergebnisse nicht unmittelbar bedarfsbestimmend werden zu lassen.

Dabei ist transparent zu machen, welche NNF beziehungsweise Fallgruppen durch das gewählte Quantil abgesichert werden und welche nicht bedarfsbestimmend in die Netzreservedimensionierung eingehen. Im Vordergrund sollte die Darstellung der abzusichernden NNF stehen, da hierdurch das mit dem Quantil verbundene Absicherungs niveau inhaltlich bestimmt wird. Ergänzend sollten auch die durch das Quantil ausgeschlossenen NNF beziehungsweise Fallgruppen nachvollziehbar ausgewiesen und begründet werden. Erst durch diese Gegenüberstellung wird regulatorisch bewertbar, ob das gewählte Quantil die relevanten kritischen Netzsituationen angemessen abdeckt und welche Restrisiken bewusst außerhalb der Netzreservedimensionierung verbleiben.

Sofern im Rahmen der Genehmigung der Eingangsdaten ein wahrscheinlichkeitsbasiertes Vorgehen zur Festlegung der zu berücksichtigenden Sensitivitäten gewählt wird, besteht ein enger Zusammenhang zwischen der Festlegung des Quantils und der Wahrscheinlichkeit der betrachteten Netznutzungsfälle, beziehungsweise, im Fall synthetischer Netznutzungsfälle, der zugrunde liegenden Sensitivitäten oder Sensitivitätskombinationen. Die Wahrscheinlichkeitsbetrachtung wirkt in diesem Fall bereits vorgelagert auf die Abgrenzung der betrachteten Menge an Netznutzungsfällen, während das Quantil innerhalb dieser Menge das Absicherungs niveau bestimmt. Beide Ansätze greifen dann ineinander, siehe Abbildung 9.

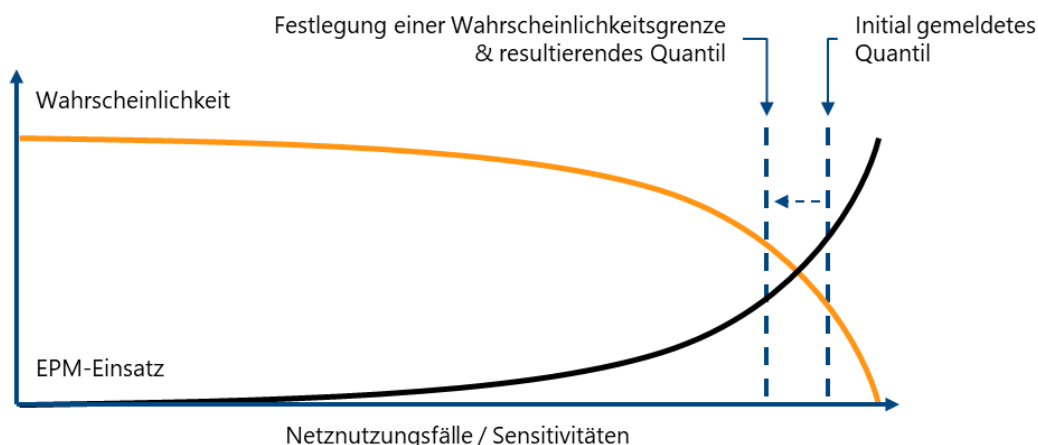


Abbildung 9: Schematische Darstellung eines möglichen Zusammenwirkens der Festlegung einer Wahrscheinlichkeitsgrenze und der Verwendung eines Quantils

Dabei gilt jedoch nicht, dass besonders unwahrscheinliche Situationen zwingend die höchsten EPM-Einsätze verursachen. Die wahrscheinlichkeitsbasierte Eingrenzung der Betrachtungsmenge ersetzt daher nicht die quantilbasierte Auswertung, und die quantilbasierte Auswertung ersetzt nicht die vorgelagerte Beurteilung, welche Situationen im Rahmen der Eingangsdaten überhaupt zu berücksichtigen sind.

Ein weiterer methodisch relevanter Punkt betrifft die Festlegung des Quantils im Verhältnis zum zeitlichen Ablauf des Systemanalyseprozesses. Der Regelzonenführer meldet zunächst die Eingangsdaten, einschließlich der betrachteten Sensitivitäten, Netznutzungsfälle und gegebenenfalls auch eines vorgesehenen Quantils. Erst anschließend erfolgt die Prüfung und Genehmigung der Eingangsdaten, gegebenenfalls unter Vornahme von Änderungen, bevor auf dieser Grundlage die eigentlichen Berechnungen durchgeführt werden. Bei der Meldung der Eingangsdaten kennt der Regelzonenführer die Ergebnisse der Systemanalyse damit noch nicht.

Ein rein ex ante festgelegtes Quantil ist vor diesem Hintergrund methodisch mit Unsicherheit behaftet, weil weder die Struktur der Dauerkennlinie des EPM-Einsatzes bekannt ist noch sicher feststeht, ob die der Festlegung des Quantils zugrunde gelegte Menge betrachteter Netznutzungsfälle in dieser Form genehmigt wird. Wird die betrachtete Menge im Zuge der Genehmigung verändert, bezieht sich das gemeldete Quantil nachträglich auf eine andere Fallmenge als ursprünglich angenommen.

Die ex post Festlegung des Quantils nach Vorliegen der Ergebnisse würde dieses Problem grundsätzlich vermeiden, weil dann sowohl die genehmigte Fallmenge als auch die konkrete Struktur der Dauerkennlinie des EPM-Einsatzes bekannt sind. Sie ist jedoch nur dann methodisch belastbar, wenn sie nicht willkürlich, sondern auf Grundlage vorab definierter Regeln erfolgt. Denkbar ist etwa eine regelbasierte Ableitung anhand der Struktur der Bedarfskurve, beispielsweise über einen Knickpunkt zwischen flachem und steilem Verlauf. Für den Fall, dass bereits im Rahmen der Eingangsdatenmeldung ein Quantil angegeben werden soll, obwohl die endgültige Menge der Netznutzungsfälle noch nicht feststeht, kommt auch ein dazwischen liegendes Vorgehen in Betracht. Wird die Menge der betrachteten Netznutzungsfälle im Zuge der Genehmigung reduziert, könnte das gemeldete Quantil proportional auf die reduzierte Fallmenge übertragen werden. Ein solches Vorgehen wäre methodisch einfach und transparent, setzt aber voraus, dass die Reduktion der Fallmenge nicht selektiv gerade diejenigen Netznutzungsfälle betrifft, die für die Lage des Quantils besonders maßgeblich sind. Auch in diesem Fall bleibt daher erforderlich, die Festlegung des Quantils und die durch das Quantil ausgeschlossenen Netznutzungsfälle fachlich nachvollziehbar zu begründen.

Empfehlungen

- Der Basislauf sollte als methodisch ausgewogener Referenzrahmen festgelegt werden und keine bereits vorweggenommene Kumulation verschärfender Annahmen enthalten. Zusätzliche Szenarien, Wetterjahre und sonstige tendenziell den Netzreservebedarf erhöhende Randbedingungen sind nicht im Basislauf zu bündeln, sondern getrennt als Sensitivitäten zu untersuchen.
- Für die vertiefte Analyse sollte die betrachtete Fallmenge stufenweise aus dem Basislauf abgeleitet werden: Ausgehend von einer oder mehreren Jahresrechnungen sollten zunächst mehrere kritische Wochen identifiziert und anschließend gezielt um relevante Sensitivitäten zu synthetischen Netznutzungsfällen oder Wochen erweitert werden. Die Betrachtung mehrerer kritischer Wochen ist gegenüber einzelnen kritischen Netznutzungsfällen vorzuziehen, um unterschiedliche strukturelle Belastungssituationen abzudecken. Die kritischen Wochen sollten über ein iteratives Verfahren ermittelt werden: Zunächst ist der Netznutzungsfall mit dem höchsten EPM-Einsatz auszuwählen, anschließend sind alle Netznutzungsfälle derselben Kalenderwoche als betrachtet zu markieren. Danach ist aus den verbleibenden, noch nicht betrachteten Netznutzungsfällen erneut derjenige mit dem höchsten EPM-Einsatz auszuwählen. Dieses Vorgehen ist zu wiederholen, bis ein transparent begründetes Abbruchkriterium erreicht ist. Maßgeblich ist, ob zusätzliche Wochen noch neue strukturelle Belastungssituationen, Engpassursachen oder saisonale Konstellationen abbilden oder lediglich bereits identifizierte Muster wiederholen. Ein mögliches Abbruchkriterium besteht darin, die Auswahl fortzuführen, bis weitere Wochen den oberen Bereich der Dauerkennlinie nur noch geringfügig erweitern oder keine neuen relevanten Engpassmuster mehr erfassen.
- Zusätzliche, tendenziell den Netzreservebedarf erhöhende Randbedingungen sollten nicht nachgelagert über pauschale Aufschläge auf den ermittelten Bedarf berücksichtigt werden. Sie sollten als Sensitivitäten in die Bildung synthetischer Netznutzungsfälle oder synthetischer Wochen eingehen, damit ihre Auswirkungen auf Netzsituation, Marktergebnis und verfügbare Freiheitsgrade konsistent in der Systemanalyse abgebildet werden.

- Die vollständige Kombinatorik aller Sensitivitäten sollte nicht als Regelfall vorgesehen werden, da sie das Risiko methodisch wenig aussagekräftiger Kumulationen verschärfender Annahmen erhöht. Stattdessen sollte im Rahmen der Eingangsdatenmeldung grundsätzlich eine begrenzte und fachlich begründete Auswahl der beabsichtigten Sensitivitäten und Sensitivitätskombinationen angegeben werden. Alternativ sollte vorgesehen werden, dass ergänzend die Einzelwahrscheinlichkeiten der Sensitivitäten anzugeben sind, damit im Zuge der Genehmigung eine geeignete Wahrscheinlichkeitsschwelle festgelegt und auf dieser Grundlage entschieden werden kann, welche Sensitivitätskombinationen methodisch zu berücksichtigen sind.
- Die Verwendung eines Quantils zur Ableitung des Bedarfs an flexibler Leistung ist grundsätzlich sachgerecht, da sie verhindert, dass einzelne Ausreißer der betrachteten Fallmenge unmittelbar bedarfsbestimmend werden. Wird der Bedarf an flexibler Leistung über ein Quantil abgeleitet, sollte dessen Festlegung regelbasiert erfolgen. Dabei sollte offengelegt werden, nach welchen Kriterien das Quantil bestimmt wird, welche NNF beziehungsweise Fallgruppen durch das gewählte Absicherungsniveau abgedeckt werden und welche NNF nicht bedarfsbestimmend in die Netzreservedimensionierung eingehen. Die Festlegung beziehungsweise Plausibilisierung des Quantils sollte dabei anhand der tatsächlich betrachteten Fallmenge erfolgen. Die hierfür erforderlichen Prüfschritte sollten möglichst bereits in der Methode oder in den Eingangsdaten angelegt und in der Auswertung nachvollziehbar dokumentiert werden.
- Soll bereits mit der Eingangsdatenmeldung ein Quantil angegeben werden, sollte vorab transparent gemacht werden, nach welchen Grundsätzen im Genehmigungsprozess mit Änderungen der betrachteten Fallmenge und der Bewertung des Quantils umgegangen wird. Eine solche Vorabtransparenz ist methodisch nicht zwingend erforderlich, erleichtert jedoch eine konsistente Eingangsdatenmeldung und erhöht die Nachvollziehbarkeit des Genehmigungsprozesses.

2.2 Festlegung von Kostenkoeffizienten, Einsatzreihenfolge

Ausgangslage

Die Simulation des Netzbetriebs und insbesondere die Simulation des Engpassmanagements (EPM-Simulation) stellt einen wesentlichen Bestandteil der Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung dar. Im Folgenden ist dabei zwischen dem modellierten EPM-Einsatz und dem in der Systemanalyse ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung zu unterscheiden. Beide Größen sind nicht deckungsgleich, da nicht jeder netztechnisch wirksame Freiheitsgrad zugleich in den Bedarfsbegriff der flexiblen Leistung eingeht. Insbesondere der EPM-Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken (PSP) geht nicht in den Bedarf an flexibler Leistung ein. Diese Unterscheidung ist für die Bewertung der Einsatzreihenfolge von Bedeutung.

Die im Folgenden beschriebenen Modellierungsansätze stellen die üblicherweise in diesem Kontext für EPM-Simulationen verwendeten Ansätze dar.

Optimierungsproblem

Methodischer Kern einer EPM-Simulation ist eine gemischt-ganzzahlige Optimierung, die diskrete und kontinuierliche Entscheidungsvariablen kombiniert. Ganzzahlige Variablen werden insbesondere genutzt, um binäre Einsatzentscheidungen abzubilden (z. B. Anfahren von Kraftwerken) sowie zeitkoppelnde Logiken zu modellieren (z. B. Mindestlaufzeiten). Kontinuierliche Variablen quantifizieren dagegen die Höhe der Arbeitspunktanpassungen (z. B. Redispatch-Leistung).

Die Nebenbedingungen umfassen technische Grenzen der Anlagen und Maßnahmen sowie Netzrestriktionen zur Engpassabbildung. Für Letztere findet eine iterative Kopplung mit einer Leistungsflussberechnung statt: Eine Leistungsflussberechnung identifiziert stark belastete Betriebsmittel und liefert Wirksamkeiten von Freiheitsgraden des Netzbetriebs hinsichtlich der Behebung von Engpässen. Alternativ können einmalig berechnete Wirksamkeiten wie Power Transfer Distribution Factors (PTDF) verwendet werden. In der Optimierung werden dann nicht pauschal alle (n-1)-Situationen und Leitungsbetriebsmittel, sondern gezielt die Engpässe bzw. drohenden Engpässe berücksichtigt. Die Menge der überwachten (n-1)-Fälle und Leitungsbetriebsmittel wird iterativ aktualisiert, bis keine relevanten Engpässe mehr auftreten.

Die Verknüpfung zwischen den Entscheidungsvariablen x und den Nebenbedingungen erfolgt über die Koeffizientenmatrizen A für Ungleichungen und D für Gleichungen:

$$L \leq x \leq U, Ax \leq b, Dx = e$$

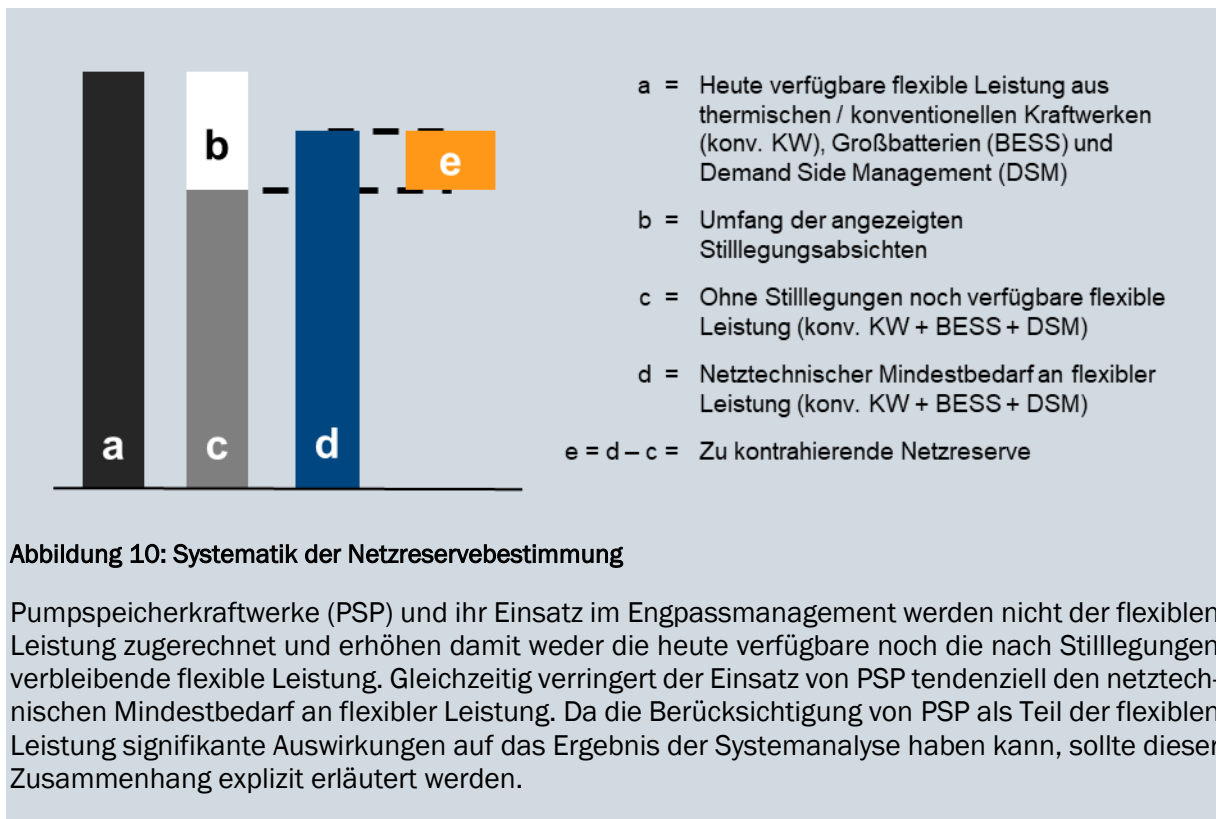
Dabei beschreibt der Vektor x die Entscheidungsvariablen, deren Werte innerhalb der unteren und oberen Schranken L und U liegen. Abhängig vom Variablentyp können die einzelnen Komponenten x_i kontinuierliche oder ganzzahlige Werte annehmen. Die Matrizen A und D enthalten die Nebenbedingungskoeffizienten, welche den Zusammenhang zwischen Änderungen der Entscheidungsvariablen und den resultierenden Systemwirkungen abbilden. In diesem Kontext sind die Koeffizienten typischerweise vor allem Wirksamkeiten, die beschreiben, wie sich Anpassungen der Arbeitspunkte auf die Leistungsflüsse der betrachteten Leitungsbetriebsmittel auswirken.

Je nach notwendigem Detailgrad kann die EPM-Simulation als gemischt-ganzzahlige Optimierung (Mixed Integer Linear Programming, kurz MILP) oder vereinfacht als lineare Optimierung (Linear Programming, kurz LP) formuliert werden. LP reicht aus, wenn kontinuierliche Arbeitspunktanpassungen ohne diskrete Betriebslogiken abgebildet werden sollen und ist insbesondere für Zeitreihenbetrachtungen geeignet, bei denen viele Zeitschritte effizient gerechnet werden müssen. MILP ist erforderlich, sobald Anfahr-Logiken, Mindestlaufzeiten oder andere zeitkoppelnde bzw. binäre Restriktionen modelliert werden. Durch diese zusätzlichen Nebenbedingungen ist MILP typischerweise restriktiver und kann daher einen leicht höheren ausgewiesenen EPM-Bedarf ergeben als LP.

Exkurs: Definition flexibler Leistung im Kontext der Systemanalyse

Zur Einordnung der nachfolgenden Begriffe stellt Abbildung 10 die grundlegende Systematik der Netzreservebestimmung schematisch dar. Ausgangspunkt ist die heute verfügbare flexible Leistung aus konventionellen Kraftwerken, Batteriespeichern und Demand Side Management (a). Werden die angezeigten Stilllegungsabsichten (b), berücksichtigt, ergibt sich die ohne Stilllegungen noch verfügbare flexible Leistung (c). Dem gegenüber steht der netztechnische Mindestbedarf an flexibler Leistung (d), der aus den Netzbetriebssimulationen und dem darin ermittelten Engpassmanagementbedarf abgeleitet wird. Soweit dieser Mindestbedarf die nach Berücksichtigung der Stilllegungsabsichten verbleibende flexible Leistung übersteigt, ergibt sich die zu kontrahierende Netzreserve (e).⁵

⁵ Dabei ist zudem zu beachten, dass das ElWG zwar den Begriff der „Flexibilitätsleistung“ als eine vom Netzbetreiber angeforderte, im Rahmen einer Systemdienstleistung oder des Engpassmanagements durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme definiert, diese gesetzliche Definition jedoch nicht deckungsgleich mit dem hier verwendeten Begriff der flexiblen Leistung in der Systemanalyse ist.



Kostenkoeffizienten

Aufgabe der Optimierung ist die Minimierung der Zielfunktion:

$$\min(f(x) = c x)$$

Der Vektor c enthält dabei die Zielfunktionskoeffizienten bzw. Kostenkoeffizienten c_i , welche die spezifischen Kosten einer Änderung der jeweiligen Entscheidungsvariablen x_i repräsentieren. Die Zielfunktionskoeffizienten sind primär Kosten für das Anfahren von Anlagen oder Arbeitspunktanpassungen. Für Arbeitspunktanpassungen bzw. EPM-Maßnahmen beschreibt x ausschließlich Abweichungen vom marktbasierten Fahrplan und keine absoluten Dispatch-Entscheidungen. Eine wesentliche Gleichungsnebenbedingung ist daher die bilanzielle Neutralität des EPM-Ergebnisses. Die Summe der Arbeitspunktanpassungen mit Bilanzwirkung ergibt insgesamt Null, wobei der bilanzielle Ausgleich auch gebotszonenübergreifend erfolgen kann.

Vereinfacht lässt sich festhalten, dass sich die Einsatzentscheidung für eine EPM-Maßnahme im Optimierungsmodell durch zwei Faktoren bestimmt: Erstens durch die Sensitivität bzw. Wirksamkeit der Maßnahme gegenüber den betrachteten Engpässen und zweitens durch ihre Zielfunktionskoeffizienten, also die spezifischen Kosten der Arbeitspunktanpassung. Maßnahmen mit hoher Wirksamkeit zur Entlastung eines Engpasses und gleichzeitig niedrigen spezifischen Kosten werden daher bevorzugt eingesetzt. Entsprechend hat die Festlegung der Kostenkoeffizienten einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der EPM-Simulation.

Für die Bestimmung der Kostenkoeffizienten stehen verschiedene Ansätze zur Verfügung, die teilweise auch kombiniert werden können:

- Vertragliche Kostenkoeffizienten: Die Kosten werden aus bestehenden Verträgen mit Anlagenbetreibern oder Kundenanlagen abgeleitet und spiegeln somit vertraglich vereinbarte Entschädigungen für entsprechende Maßnahmen wider.
- Historische Kostenkoeffizienten: Die Koeffizienten werden aus tatsächlich angefallenen Kosten vergangener EPM-Maßnahmen abgeleitet und bilden damit empirisch beobachtete Einsatzkosten ab.

- Prognosebasierte Kostenkoeffizienten: Auf Basis von Prognosen, beispielsweise für Brennstoffpreise, werden Kosten definiert.
- Individuell je Anlage/Kraftwerke vs. einheitlich je Technologie: Kosten können entweder spezifisch für einzelne Freiheitsgrade bzw. Anlagen festgelegt werden, beispielsweise unter Berücksichtigung individueller Wirkungsgrade oder technischer Eigenschaften, oder technologieeinheitlich für ganze Anlagentypen definiert werden. Ein praxisrelevanter Grund für technologieeinheitliche Kostenansätze ist die Vermeidung impliziter Diskriminierung einzelner Kraftwerke: Wenn innerhalb einer Technologieklasse unterschiedliche Wirkungsgrade oder Detailannahmen zu deutlich unterschiedlichen Grenzkosten führen, kann dies die Auswahlentscheidung stärker kostengetrieben machen, obwohl für die Engpassbehebung die Wirksamkeit (Sensitivität) auf den jeweiligen Engpass der dominierende Faktor ist. In diesem Sinne ist die Annahme einheitlicher Grenzkosten je Technologie eine methodische Vereinfachung, die Transparenz erhöht und sicherstellt, dass die Optimierung nicht über Kostendetails innerhalb einer Technologieklasse steuert, sondern primär über die Sensitivität auf Engpässe.
- Statische vs. zeitabhängige Kostenkoeffizienten: Kostenkoeffizienten können über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant gehalten werden oder zeitlich variieren, etwa in Abhängigkeit von prognostizierten Brennstoffpreisen, Speicherfüllständen oder anderen systemrelevanten Einflussgrößen.
- Regulatorische Kostenkoeffizienten: Kostenkoeffizienten können bewusst so festgelegt werden, dass regulatorische oder energiepolitische Zielsetzungen abgebildet werden. Beispielsweise kann zur Umsetzung gesetzlicher Vorgaben eine höhere Bepreisung für die Abregelung erneuerbarer Erzeugung gewählt werden, auch wenn die tatsächlichen Entschädigungszahlungen davon abweichen.
- Betriebliche Kostenkoeffizienten: Kosten können auch genutzt werden, um betriebliche Randbedingungen abzubilden. So kann etwa der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren mit einem geringen, aber positiven Kostenansatz versehen werden, obwohl real kaum Kosten entstehen. Dadurch wird ihr Einsatz nicht verhindert, gleichzeitig werden jedoch Arbeitspunktanpassungen auf ein betrieblich handhabbares Maß begrenzt und übermäßiger Verschleiß vermieden.

Über die Wahl der Kostenkoeffizienten lässt sich somit indirekt eine Einsatzreihenfolge der verfügbaren Maßnahmen abbilden. Insbesondere regulatorisch motivierte Kostenansätze können dazu beitragen, eine gewünschte Priorisierung verschiedener Technologien zu reflektieren. Diese Einsatzreihenfolge ist jedoch nicht strikt deterministisch: Durch die gleichzeitige Berücksichtigung von Kosten und Wirksamkeiten ergibt sich lediglich eine implizite Priorisierung. Maßnahmen mit geringeren Kosten werden tendenziell bevorzugt eingesetzt, jedoch stets unter Berücksichtigung ihrer tatsächlichen Wirksamkeit zur Entlastung der jeweiligen Engpasssituation.

Wahl der Kostenkoeffizienten von Erzeugungsanlagen

Für die Abbildung von Arbeitspunktanpassungen werden zwei Entscheidungsvariablen verwendet. Eine Variable für Abweichungen vom marktbasierten Fahrplan in positive Richtung x_i^+ und eine Variable für Abweichungen in negative Richtung x_i^- . Die Kostenkoeffizienten für Erzeugungsanlagen setzen sich wiederum aus drei Bestandteilen zusammen:

- Zusätzliche Erzeugungskosten bei Erhöhung der Erzeugungsleistung,
- eingesparte Erzeugungskosten bei Verringerung der Erzeugungsleistung und
- Strafkosten für die generelle, richtungsunabhängige Veränderung des Arbeitspunkts.

Es besteht das Risiko, dass die EPM-Optimierung das Marktergebnis „reoptimiert“, d. h. wirtschaftlich motivierte Umverteilungen zwischen Anlagen vornimmt, die über das für die Engpassbehebung erforderliche Maß hinausgehen. Es würde somit kein bzw. nicht nur Bedarf an flexibler Leistung zur

Gewährleistung der Systemsicherheit ausgewiesen, sondern ein wirtschaftlich motiviertes Ergebnis. Der Strafkostenterm reduziert Abweichungen vom Marktergebnis, indem er zusätzliche EPM-Mengen auch dann unattraktiv macht, wenn sie aus reiner Grenzkosten- und Einsparungsbetrachtung vorteilhaft sind. Die dazu notwendige Höhe des Strafkostenterms kann über die Betrachtung der Grenzkosten der Kraftwerke ermittelt werden. Für Erzeugungsanlagen werden richtungsabhängige Kostenkoeffizienten verwendet: c_i^+ und c_i^- . Für die Vermeidung einer marktseitigen Reoptimierung ist nicht die Betrachtung einer einzelnen Erzeugungseinheit ausreichend, sondern die Betrachtung aller zulässigen Kombinationen aus Hoch- und Runterregelung im gesamten Erzeugungspark. Maßgeblich ist, dass eine bilanzneutrale Umverteilung, also die gleichzeitige Hochregelung eines Kraftwerks und die gleich große Runterregelung eines anderen Kraftwerks, die Zielfunktion nicht allein aus Kostengründen verbessern kann, ohne dass hierdurch ein zusätzlicher Beitrag zur Engpassbehebung entsteht. Bezeichnet GK_{RD}^+ die Menge der Grenzkosten des Hochfahrens, GK_{RD}^- die Menge der eingesparten Grenzkosten des Herunterfahrens, SK_{RD}^+ die Strafkosten des Hochfahrens und SK_{RD}^- die Strafkosten des Herunterfahrens, so muss für alle zulässigen Kombinationen aus Hoch- und Runterregelung von Kraftwerken i und j gelten, wobei auch $i = j$ gelten kann. Die Verwendung einer strikten Ungleichung dient dazu, kostenneutrale Kombinationen aus Hoch- und Herunterregelung auszuschließen. Dadurch wird sichergestellt, dass jede zulässige Kombination mit einem strikt positiven Kostenbeitrag verbunden ist und keine Indifferenz des Optimierers entsteht.

$$GK_{RD,i}^+ + SK_{RD,i}^+ - GK_{RD,j}^- + SK_{RD,j}^- > 0 \quad \forall i, j.$$

Werden vereinfachend symmetrische Strafkosten $SK_{RD}^+ = SK_{RD}^- = SK$ für Hoch- und Runterregelung angesetzt, vereinfacht sich die Bedingung zu:

$$GK_{RD}^+ + 2SK - GK_{RD}^- > 0$$

Damit diese Bedingung für alle Kombinationen im Erzeugungspark erfüllt ist, muss insbesondere im ungünstigsten Fall gelten:

$$GK_{RD,\min}^+ + 2SK - GK_{RD,\max}^- > 0$$

Daraus ergibt sich als Bedingung für den Strafkostenterm:

$$SK > \frac{GK_{RD,\max}^- - GK_{RD,\min}^+}{2}$$

Analyse

Fraglich ist, in welchem Umfang die Festlegung einer Einsatzreihenfolge über Kostenkoeffizienten die Ermittlung des Netzreservebedarfs beeinflusst und ob dieser Einfluss durch eine Sensitivitätsanalyse ausreichend abgedeckt werden kann bzw. welche Annahmen hierfür im Basislauf (siehe Kapitel 2.1) sachgerecht sind.

Ausgangspunkt ist, dass im Rahmen der Systemanalyse der Leistungswert der Netzreserve und dessen Bestimmung im Vordergrund steht und nicht die Ausweisung der Kosten der Maßnahmen im späteren Betrieb. Entsprechend ist die Systemanalyse klar von einer Kosten- oder Budgetabschätzung des operativen Engpassmanagements abzugrenzen.

Unabhängig von der gewählten Kostenlogik sollte die Abweichung der Netzbetriebssimulation vom Marktergebnis durch eine Testrechnung validiert werden, in der die Engpassnebenbedingungen deaktiviert werden. In dieser Testrechnung sollte die Optimierung (bis auf unvermeidbare technische Nebenbedingungen und numerische Toleranzen) keine Arbeitspunktanpassungen erzeugen.

Kostenkoeffizienten **marktaktiver konventioneller Kraftwerke** sollten in der EPM-Optimierung in ihrer Kostenreihenfolge und in den Kostenabständen zwischen Anlagen bzw. Technologien konsistent zur Marktsimulation gewählt werden. Alternativ bzw. ergänzend kann die Reoptimierung des Marktergebnisses über einen Strafkostenterm auf Fahrplanabweichungen abgesichert werden.

Für **Wasserkraftwerke** und insbesondere **Pumpspeicherkraftwerke** ist eine reine Brennstoff-Grenzkostenlogik meist nicht geeignet, da die ökonomisch relevanten Größen typischerweise die Opportunitätskosten des Wassers (Wasserwert/Wasserschattenpreis) sind, die sich aus Speicherrestriktionen, alternativen Nutzungsmöglichkeiten und den potenziellen Einsatz für weitere systemrelevante Aufgaben ergeben. Es sind zwei pragmatische Ansätze zur Festlegung der Kostenkoeffizienten üblich: Entweder wird der Einsatz von PSP technologieeinheitlich mit einem Kostenterm bepreist, der eine regulatorisch motivierte Einsatzreihenfolge widerspiegelt oder die Kostenkoeffizienten werden in Relation zu den Grenzkosten anderer Technologien ermittelt (z. B. anhand historischer Relationen zwischen PSP- und Redispatch-Kosten konventioneller Kraftwerke). Gleichzeitig ist im Kontext der Systemanalyse entscheidend, dass der Einsatz von PSP im Engpassmanagement methodisch nicht in gleicher Weise in den Bedarf an flexibler Leistung und damit in den Netzreservebedarf eingeht wie Redispatch konventioneller Kraftwerke, Großbatteriespeicher und Demand Side Management, siehe Exkurs zu Beginn des Kapitels. Der BDEW-Leitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen stützt diese Einordnung: Für Speicher- und Wasserkraftanlagen verweist er auf Wasserwerte, Einsatz- bzw. Schattenpreise und Opportunitätskosten statt auf eine reine Brennstoffkostenlogik und hebt zugleich die Bedeutung von Regelleistung sowie den Verlust an Flexibilität durch Redispatch hervor.⁶ Auch der aktuelle Begutachtungsentwurf der Engpassmanagementverordnung berücksichtigt ausdrücklich spezifische Vermarktungsoportunitäten und die endliche Speicherressource.⁷ Dies unterstreicht den besonderen systemischen Wert von PSP.

Im betrachteten Vorgehen kann die Netzbetriebssimulation zunächst unter der Annahme durchgeführt werden, dass **bestimmte Kraftwerke im Zielzeitraum nicht mehr marktaktiv** sind, aber als Freiheitsgrade für positiven Redispatch grundsätzlich verfügbar bleiben. Da die Meldung der Eingangsdaten zeitlich vor den verbindlichen Stilllegungsmeldungen liegt, können solche Anlagen in der Systemanalyse jedoch regelmäßig nicht auf Basis bereits vorliegender temporärer Stilllegungsanzeigen bestimmt werden. Erforderlich ist daher eine Annahme darüber, welche Anlagen im Zielzeitraum voraussichtlich nicht am Markt teilnehmen, aber weiterhin für das Engpassmanagement verfügbar sein könnten. Diese Annahme kann beispielsweise auf historischem Stilllegungsverhalten, bekannten dauerhaften Stilllegungen oder einer wirtschaftlichen Einschätzung der Rentabilität einzelner Anlagen beruhen und sollte im Rahmen der Eingangsdatenmeldung transparent ausgewiesen und begründet werden.

Für die Abbildung dieser Anlagen in der Engpassmanagementsimulation bieten sich anschließend zwei plausible Varianten an: eine Einordnung als besonders teure Option am Ende der Einsatzreihenfolge oder eine Bepreisung analog zu marktaktiven Kraftwerken derselben Technologieklasse, gegebenenfalls ergänzt um einen Aufschlag. Die Rückpriorisierung erscheint sachgerecht, wenn vermieden werden soll, dass voraussichtlich nicht marktaktive Anlagen bereits frühzeitig als reguläre Redispatch-Option in der Simulation gezogen werden und sichergestellt werden soll, dass die entsprechend analysierte Engpasssituation auch mit marktaktiven Anlagen gelöst werden könnte.

Für **Kraftwerke im Ausland** sind die Kostenkoeffizienten grundsätzlich entsprechend der jeweiligen Vertragsstruktur festzulegen. Soweit keine vertragliche Regelung besteht oder eine Nutzung nicht dem regulären Netzbetrieb entspricht, sollten diese Freiheitsgrade als eine der letzten Optionen, jedoch vor zur Stilllegung angenommenen thermischen Anlagen, in der Einsatzreihenfolge berücksichtigt werden.

⁶ BDEW, Branchenleitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen, April 2018, [Link](#)

⁷ E-Control, Begutachtungsentwurf zur Engpassmanagementverordnung (EPM-V), März 2026, [Link](#)

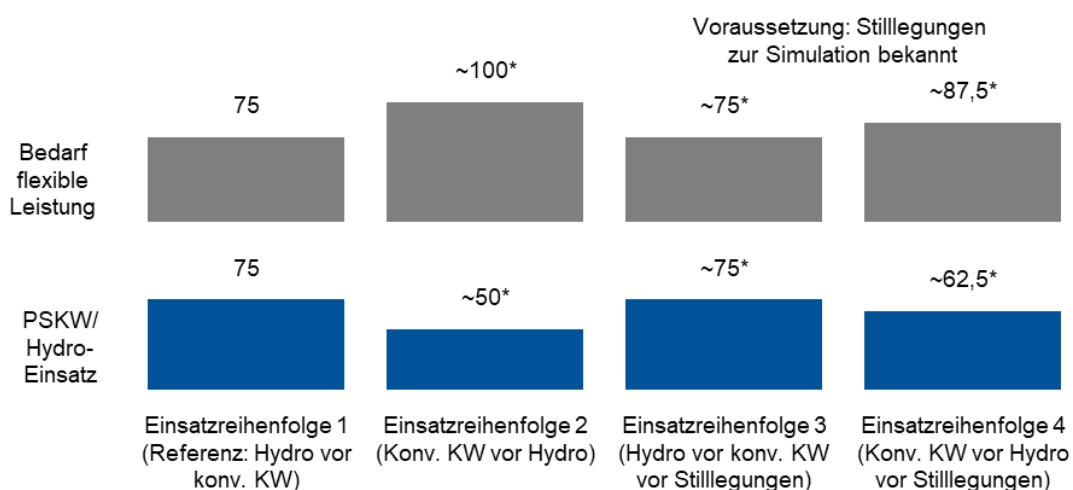
Für **Lasten, Batteriespeicher und weitere dezentrale Flexibilitäten** sollten die Kostenkoeffizienten auf Grundlage historischer Daten, plausibilisierter Opportunitätskosten und geeigneter Studien festgelegt werden.

Für die **Abregelung erneuerbarer Erzeugung** kommen unterschiedliche Ansätze für die Festlegung von Kostenkoeffizienten in Betracht. Zum einen kann eine nach Förder- und Vermarktungsregime differenzierte Entgeltlogik auf Basis erzeugungsabhängiger Kosten- und Erlösbestandteile gewählt werden. Zum anderen sind regulatorisch geprägte Kostenkoeffizienten üblich, deren Ziel es ist, die Abregelung erneuerbarer Erzeugung im Sinne eines hohen Erneuerbaren-Einspeise-Ziels möglichst zu vermeiden und sie in der Einsatzreihenfolge nachrangig zu berücksichtigen. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass die Wahl des Kostenkoeffizienten für die Abregelung erneuerbarer Erzeugung im Rahmen der Systemanalyse in der Regel keinen Einfluss auf den identifizierten Netzreservebedarf hat, da dieser auf das positive Redispatch-Potenzial abstellt. Vor diesem Hintergrund kann für diesen spezifischen Zweck auch ein sehr geringer Kostenkoeffizient von bis zu Null sachgerecht sein.

Erwartete Wirkungen unterschiedlicher Einsatzreihenfolgen und Ableitung einer geeigneten Einsatzreihenfolge

Wie eingangs beschrieben, ist für die Bewertung des Einflusses der Einsatzreihenfolge zwischen dem gesamten EPM-Einsatz und dem in der Systemanalyse ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung zu unterscheiden. Diese Größen sind nicht deckungsgleich. Werden für die Engpassbehebung Maßnahmen eingesetzt, die methodisch nicht in den Bedarf an flexibler Leistung eingehen, insbesondere PSP, können sie den Bedarf an flexibler Leistung mittelbar reduzieren, ohne selbst als Bedarf ausgewiesen zu werden. Die Einsatzreihenfolge zwischen Pumpspeicher- und konventionellen Kraftwerken hat daher potenziell einen signifikanten Einfluss auf den ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung und damit auch auf den resultierenden Netzreservebedarf.

Abbildung 11 verdeutlicht schematisch den Einfluss unterschiedlicher Einsatzreihenfolgen auf den ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung. Die Darstellung ist nicht als Simulationsergebnis zu verstehen, sondern als vereinfachte Abschätzung bei unterstelltem einheitlichem Engpassmanagementbedarf und gleicher netztechnischer Wirksamkeit der verglichenen Maßnahmen. Einsatzreihenfolge 1 stellt dabei den gesetzten Referenzfall dar. Die Alternativfälle zeigen, dass sich bei einer geänderten Priorisierung von PSP und konventionellen Kraftwerken nicht nur die Zusammensetzung der zur Engpassbehebung eingesetzten Maßnahmen verändert, sondern auch die Höhe des ausgewiesenen Bedarfs an flexibler Leistung.



*Zusätzliche Abweichungen je nach Standorten, Engpasssensitivitäten und Restriktionen möglich

Abbildung 11: Abschätzung des erwarteten Einflusses von Einsatzreihenfolgen, Annahme eines einheitlichen Engpassmanagementbedarfs von 150

Die Wirkung unterschiedlicher Einsatzreihenfolgen auf den Netzreservebedarf bleibt dadurch begrenzt, dass EPM-Simulationsergebnisse nicht 1:1 in kontrahierte Netzreserve übersetzt werden. Die Netzreserveermittlung basiert auf dem in den Simulationen identifizierten Bedarf an flexibler Leistung im Verhältnis zu den angezeigten Stilllegungsabsichten. Welche konkreten Anlagen in einzelnen Simulationen zur Engpassbehebung eingesetzt werden, bestimmt das spätere Netzreserveportfolio daher nicht unmittelbar. Solange sich der ausgewiesene Bedarf an flexibler Leistung vollständig innerhalb der ohne Stilllegungsabsichten verfügbaren Flexibilität aus Kraftwerken und DSM decken lässt, führt eine Variation der Einsatzreihenfolge nicht zu einem zusätzlichen Netzreservebedarf. Relevant wird sie insbesondere dann, wenn sich durch die Einsatzreihenfolge die Höhe des ausgewiesenen Bedarfs an flexibler Leistung so verändert, dass residual auf zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke zurückgegriffen werden muss oder ein solcher Rückgriff vermieden werden kann.

Gleichzeitig hängt die tatsächliche Wirkung einer geänderten Einsatzreihenfolge vom Standort und den Engpasswirksamkeiten der Anlagen ab. Minimalbeispiel: Wenn eine Anlage A kostengünstig und zugleich wirksam zur Entlastung eines Engpasses ist, wird sie gegenüber einer teureren, weniger wirksamen Anlage B in der Regel auch dann bevorzugt, wenn sich die Kostenannahmen moderat ändern. Eine starke Kostenverschiebung kann im Beispiel dazu führen, dass Anlage B statt Anlage A eingesetzt wird. Um denselben Engpass zu entlasten, sind dann höhere Anpassungsmengen erforderlich, wodurch der ausgewiesene Bedarf an flexibler Leistung entsprechend deutlich ansteigen kann.

Auch wenn mehrere Freiheitsgrade mit vergleichbarer netztechnischer Wirksamkeit zur Verfügung stehen, folgt daraus nicht, dass sich der ausgewiesene Bedarf an flexibler Leistung nur geringfügig ändert. Vielmehr ist entscheidend, ob die eingesetzten Freiheitsgrade in den Bedarf an flexibler Leistung eingehen. Gerade bei einer Substitution konventioneller Maßnahmen durch PSP kann sich der ausgewiesene Bedarf an flexibler Leistung signifikant verändern, obwohl sich die netztechnische Wirksamkeit der Maßnahmen ähnelt. In Sensitivitätsuntersuchungen wird die Einsatzreihenfolge bislang etwa dadurch variiert, dass Redispatch von PSP vor Redispatch von Gaskraftwerken eingeordnet wird.

Neben der Betrachtung der Einsatzreihenfolge von konventionellen Kraftwerken und PSP ist entscheidend, dass netztechnische Freiheitsgrade, die den Redispatch und damit den Bedarf an flexibler Leistung reduzieren können (z. B. PST-Stellungen oder andere netzseitige Maßnahmen), in der Einsatzlogik vor Arbeitspunktanpassungen von PSP, Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten liegen.

Vor diesem Hintergrund erscheint für den Basislauf eine Einsatzlogik sachgerecht, in der zunächst netztechnische Freiheitsgrade berücksichtigt werden. Innerhalb der anlagenseitigen Flexibilitäten sollten PSP gegenüber den zum Zeitpunkt der Systemanalyse bekannten bzw. angenommen am Markt befindlichen, thermischen konventionellen Kraftwerken moderat begünstigt werden, da ihr Einsatz den ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung und damit den Netzreservebedarf reduzieren kann. Diese Begünstigung sollte jedoch nicht so stark ausfallen, dass eine harte binäre Vorranglogik entsteht. Vielmehr sollte die Parametrisierung eine realistische Mischung von PSP- und thermischem Einsatz zulassen, bei der die netztechnische Wirksamkeit der Maßnahmen weiterhin wesentlichen Einfluss auf die Optimierung hat. Zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke sollten erst nachgelagert einbezogen werden. Dazu sind die tatsächlich bekannten Stilllegungsanzeigen heranzuziehen, und darüber hinaus Annahmen zu treffen und im Rahmen der Eingangsdatenmeldung bekannt zu geben.

Die sachgerechte Festlegung der Einsatzreihenfolge erfordert damit eine Abwägung zwischen dem Ziel, solche Freiheitsgrade bevorzugt zu nutzen, die den Bedarf an flexibler Leistung nicht erhöhen, und dem Ziel, die zukünftige operative Verfügbarkeit wichtiger Flexibilitäten nicht unrealistisch als gesichert vorwegzunehmen.

Empfehlungen

- Es wird empfohlen, die EPM-Simulation über einen sukzessiv linearen Ansatz umzusetzen, bei dem Netzengpässe iterativ über Leistungsflussrechnung und Wirksamkeiten identifiziert und die Menge der überwachten Engpassrestriktionen schrittweise nachgeführt wird, bis keine relevanten Grenzwertverletzungen mehr auftreten.
- Es wird empfohlen, für die Zielfunktion technologieabhängige Kostenkoeffizienten festzulegen, die auf historischen Kosten und Prognosen beruhen, regulatorische Zielstellungen abbilden und über Zeit und Anlagen hinweg konsistent parametrisiert sind.
- Falls zum Zeitpunkt der Festlegung der Eingangsparameter der Methode bekannt oder für den Betrachtungszeitraum plausibel anzunehmen ist, dass Kraftwerke stillgelegt werden, sollten diese in der Einsatzlogik an letzter Stelle eingeordnet werden, also mit den höchsten Kostenansätzen. So wird sichergestellt, dass dieses Potenzial tendenziell erst dann genutzt wird, wenn marktaktive und andere Engpassmanagement-Optionen zur Behebung der Engpässe nicht ausreichen. Zugleich bleibt ein Einsatz vor vollständiger Ausschöpfung der übrigen Optionen möglich, wenn zur Stilllegung vorgesehene Anlagen aufgrund ihrer netztechnischen Wirksamkeit trotz höherer Kostenansätze die effizientere Maßnahme zur Engpassbehebung darstellen.
- Es wird eine Einsatzreihenfolge bzw. Einsatzlogik empfohlen, in der zunächst netztechnische Freiheitsgrade berücksichtigt werden.
- Eine verpflichtende Validierungsrechnung ohne aktive Engpassnebenbedingungen sollte als Standardprüfung im Anschluss an die Parametrisierung aufgenommen werden. Damit lässt sich erkennen, ob die gewählten Kostenkoeffizienten oder Strafkostenterme bereits ohne netzseitigen Anlass zu systematischen Fahrplanabweichungen führen.

2.3 Deep-Dive Redispatch-Potenzial aus Pumpspeichern

Ausgangslage

Das österreichische Energieversorgungssystem ist stark von Wasserkraft geprägt. Diese Anlagen stellen aufgrund ihrer hohen Flexibilität eine wichtige Option für das Engpassmanagement dar. Daher ergibt sich zwangsläufig die Frage, in welchem Umfang Wasserkraftwerke für den Redispatch zur Verfügung stehen, da im Gegensatz zu Gaskraftwerken die zur Verfügung stehende Primärenergie vom Füllstand von Wasserspeichern abhängig ist. In zurückliegenden Bedarfsermittlungen der Netzreserve wurde daher eine Begrenzung des PSP-Redispatch-Potenzials explizit berücksichtigt.

Analyse

Mögliche Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern

Die Begrenzung des Potenzials kann sich im Wesentlichen aus zwei Gründen ergeben:

1. Die Verfügbarkeit der Primärenergie und damit der Speicherfüllstand von Pumpspeichern

Dabei gilt es zu beachten, dass in der Bestimmung des Bedarfs an flexibler Leistung die aktuellen Füllstände und damit der Betrieb nicht abgebildet werden. Die Füllstände der Wasserspeicher ergeben sich hier in Form einer modellhaften Prognose aus den Marktaktivitäten der Kraftwerke. Daher ist eine Ex-Post-Analyse des in der Realität tatsächlich verfügbaren Speicherinhalts für relevante NNF beziehungsweise des daraus resultierenden Redispatch-Potenzials empfehlenswert.

2. Einfluss (Sensitivität) des jeweiligen Kraftwerkes auf den Engpass.

Die Lage der Speicherkraftwerksketten mit Pumpspeichern kann die Wirksamkeit ihres Redispatch-Einsatzes beeinflussen. Da die relevanten Kraftwerke vorwiegend im Westen und im südlichen Österreich liegen, die charakteristischen Engpässe jedoch vor allem durch West-Ost-Transite entstehen und relevante Engpässe im geographischen Bereich Zentral- und Ost-Österreichs verursachen ist eine begrenzte Wirksamkeit zur Engpassentlastung nicht auszuschließen. Dieser Aspekt wird jedoch bereits innerhalb der Redispatch-Optimierung über die Sensitivität der Kraftwerke auf den jeweiligen Engpass berücksichtigt. Eine zusätzliche Begrenzung bei der Bestimmung des Bedarfs an flexibler Leistung ist daher nicht notwendig.

Weitere Analysen einer möglichen Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern

Auf Basis der vergangenen Ex-Post-Analysen kann gezeigt werden, dass der gleichzeitige Abruf von Redispatch-Potenzial aus Pumpspeichern teilweise auch über 1,5 GW zusätzlich zum Markteinsatz von bis zu 900 MW und damit in einem sehr relevanten Bereich liegt. Da eine mögliche Einschränkung des Einbezuges von Speicherkraftwerksketten mit Pumpspeichern in das Engpassmanagement aktuell nicht ausgeschlossen werden kann, sehen wir die folgenden weiterführenden Analysen als sinnvoll an.

Es wird empfohlen, im Rahmen einer Auswertung vergangener Jahre das tatsächlich verfügbare Potenzial von Pumpspeichern sowohl leistungsseitig als auch energieseitig zu untersuchen. Dies kann auch in die Ex-Post-Analyse einfließen. Hierbei sind folgende Aspekte bzw. Fragestellung relevant:

1. In welchen Stunden gab es eine Begrenzung des Potenzials?

Hierbei liegt der Fokus auf der tatsächlich über den ggf. vorhandenen Abruf von Engpassmanagementmaßnahmen hinaus vorhandene Leistung, die potenziell zur Verfügung gestanden wäre, um weitere Netzengpässe oder Netzengpässe größeren Ausmaßes beheben zu können. Der reine historische Abruf von Engpassmanagementmaßnahmen ist nicht ausreichend, da der Abruf insbesondere durch den Bedarf geprägt ist und eine Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern auf diese Weise nicht ableitbar ist.

2. In welchen Situationen ist eine Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern aufgetreten und war dies in den Stunden des Bedarfs an Netzreserve der Fall? Ist eine Saisonalität identifizierbar?

Hier sollte der Fokus sowohl auf der Kausalität der Begrenzung (z. B. Wettersituationen und Füllstand) als auch auf der zeitlichen Verknüpfung zum Netzreservebedarf liegen. Hier ist auch eine mögliche Saisonalität der Begrenzung zu prüfen. Können eindeutige Zusammenhänge abgeleitet werden, ist zu prüfen, ob diese in der Systemanalyse durch eine verbesserte Modellierung der Speicherbewirtschaftung und energieseitigen Verfügbarkeit oder durch eine gesonderte Sensitivität berücksichtigt werden sollten. Eine pauschale Begrenzung des PSP-Redispatch-Potenzials sollte nur dann angesetzt werden, wenn die Ex-Post-Analyse eine solche Begrenzung belastbar stützt. Zudem sollte geprüft werden, welche Alternativen neben den in Stilllegungsanzeige befindlichen Kraftwerken vorhanden sind. Dies hängt eng mit der Einsatzreihenfolge aus Unterkapitel 2.2 zusammen.

Die folgende schematische Darstellung in Abbildung 12 fasst die empfohlenen Aspekte zur Prüfung einer möglichen Begrenzung des nutzbaren Hydro-Redispatch-Beitrags zusammen.

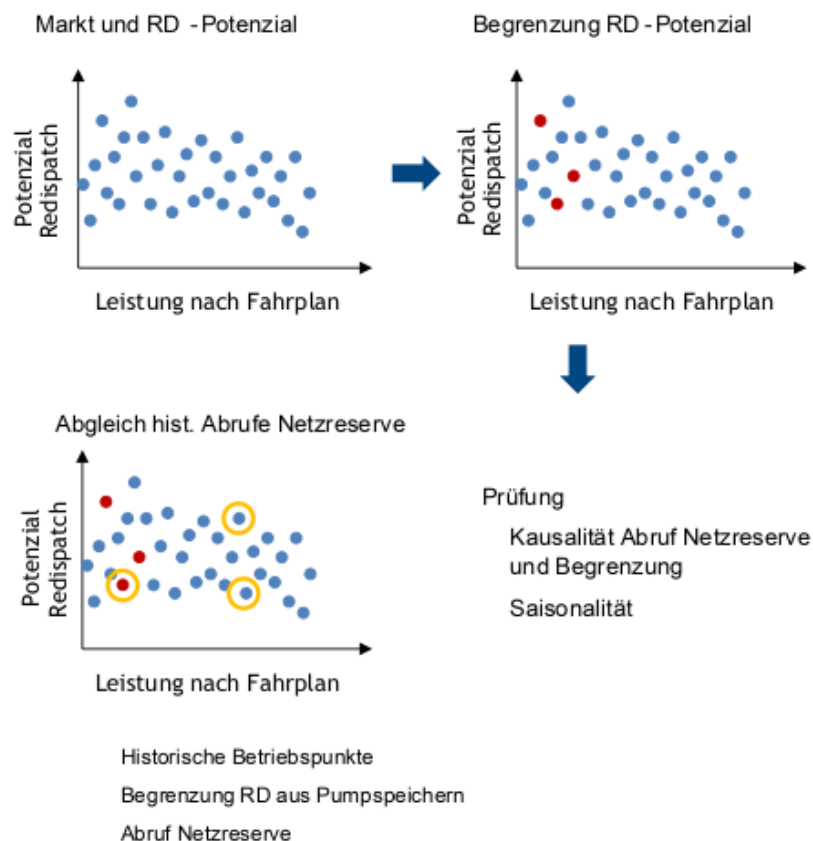


Abbildung 12: Schematische Darstellung zu erweiterten Analysen zur Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern

Vergleich zu anderen Ländern

Eine derart ausgeprägte Charakteristik des Energieversorgungssystems durch Wasserkraft (PSP und Laufwasserkraftwerke) wie in Österreich ist beispielsweise in Deutschland, die ansonsten auch eine Bestimmung und Ausweisung der Netzreserve vornehmen, nicht vorhanden. In Deutschland wird zumindest auf eine explizite Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern in der Methodik des Netzreservebedarfes verzichtet.

Auswirkungen auf den Bedarf an flexibler Leistung

Sollten die empfohlenen Analysen zeigen, dass eine Begrenzung des Potenzials von Wasserkraft erforderlich ist, empfehlen wir, dies im Rahmen einer Sensitivität zu berücksichtigen. Auf diese Weise lässt sich der „Wert“ des Versicherungsaspektes darstellen und macht eine Einschätzung und Bewertung des Risikos möglich. Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Begrenzung nicht zwangsläufig den Bedarf an flexibler Leistung erhöht, da weitere Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements zu prüfen sind und hierbei die Einsatzreihenfolge (s. Kapitel 2.2) von Relevanz ist.

Zudem ist zu bedenken, dass ggf. nicht alle relevanten Stunden mit Begrenzungen berücksichtigt werden, sondern eine Quantilbildung wie in vergangenen Bestimmungen des Bedarfs an flexibler Leistung erfolgen kann. In jedem Fall führt die Berücksichtigung als Sensitivität im Bedarfsfall zu einer hohen Nachvollziehbarkeit und Transparenz der Ergebnisse.

Empfehlungen

- Vor einer Begrenzung des Redispatch-Potenzials aus Pumpspeichern sollte zunächst geprüft werden, ob hierfür überhaupt ein Bedarf besteht. Hierzu sind Analysen erforderlich, die nicht nur den historischen Abruf von Pumpspeichern im Engpassmanagement betrachten, sondern auch das darüber hinaus verfügbare, nicht abgerufene Redispatch-Potenzial leistungs- und energieseitig einordnen. Dabei sollten insbesondere Kausalität und Saisonalität vergangener Begrenzungen untersucht werden. Aufgrund der besonderen Relevanz der Wasserkraft in Österreich wird eine Untersuchung in diesem Fall im Rahmen der Ex-Post-Analyse empfohlen.
- Ergibt sich aus den Analysen ein Bedarf das Redispatch-Potenzial aus Pumpspeichern zu begrenzen, ist diese über eine Berücksichtigung als Sensitivität zu empfehlen. Auf diese Weise wird der Versicherungsaspekt bewertbar.

2.4 Berücksichtigung weiterer betrieblicher Freiheitsgrade und Randbedingungen

Dieses Kapitel beschreibt den Stand der Technik zur Berücksichtigung betrieblicher Freiheitsgrade und Randbedingungen in EPM-Simulationen im Kontext der Systemanalyse und leitet daraus ab, welche Maßnahmen im Basislauf sachgerecht berücksichtigt werden sollten und welche allenfalls ergänzend in Sensitivitäten oder separaten Untersuchungen zu analysieren sind.

Ausgangslage

Die Systemanalyse betrachtet einen kurzfristigen Zeithorizont zur Ermittlung des Bedarfs an flexibler Leistung. Für diesen Zweck können daher nur solche Maßnahmen berücksichtigt werden, die im Netzbetrieb mit hinreichender Sicherheit verfügbar, operativ beherrschbar und methodisch belastbar abbildbar sind. Während in netzplanerischen Systemstudien regelmäßig auch innovative oder perspektivische Freiheitsgrade berücksichtigt werden, sind diese teilweise noch nicht in den Netzbetrieb integriert und eignen sich daher nur eingeschränkt für die Bestimmung des Bedarfs an flexibler Leistung.

Die System Operation Guideline (SOGL, Verordnung (EU) 2017/1485) ordnet betriebliche Maßnahmen zur Wahrung oder Wiederherstellung der Betriebssicherheit als Entlastungsmaßnahmen ein. Für die Systemanalyse ist dabei insbesondere relevant, ob diese Maßnahmen im Betrachtungszeitraum verfügbar, rechtzeitig aktivierbar, operativ beherrschbar und methodisch belastbar abbildbar sind. Nicht alle in der SOGL genannten Entlastungsmaßnahmen sind daher Gegenstand dieses Kapitels; betrachtet werden vor allem solche Freiheitsgrade und Randbedingungen, die dem regulären Netzbetrieb zugeordnet werden können und grundsätzlich für eine methodische Abbildung in der Systemanalyse in Betracht kommen.

Im Zuge der Systemanalyse werden die aufeinanderfolgenden Markt- und Netzbetriebsprozesse im Rahmen von aufeinanderfolgenden Simulationen analysiert. Die betrachteten weiteren Freiheitsgrade und Randbedingungen werden teils ausschließlich im Netzbetrieb wirksam, teils sind sie bereits in der Marktsimulation zu berücksichtigen oder beeinflussen vorgelagert auch die Eingangsdaten der Simulationskette.

Zu den betrachteten Maßnahmen zählen:

- Sonderschaltzustände,
- Spitzenkappung,
- beschränkbare Netzzugänge,
- witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb,
- lastflusststeuernde Betriebsmittel,

- kurativer Netzbetrieb sowie
- eine Erweiterung der berücksichtigten betrieblichen Randbedingungen.

Zu prüfen ist einerseits, ob die jeweilige Maßnahme bereits im operativen Netzbetrieb dem Stand der Technik entspricht, und andererseits, ob auch ihre Berücksichtigung in vorjährigen Systemstudien zur Ermittlung des Bedarfs an gesicherter Leistung methodisch bereits Stand der Technik ist.

Analyse

Beschränkbare Netzzugänge

Beschränkbare Netzzugänge sind mit der Einführung des ElWG 2026 eingeführte, vertraglich definierte Netzanschlüsse für einspeisende Netznutzer oder Energiespeicheranlagen, bei denen die nutzbare Einspeise- oder Bezugsleistung unter bestimmten Bedingungen eingeschränkt werden kann. Ihre Berücksichtigung in der Systemanalyse hängt wesentlich von ihrer konkreten Ausgestaltung ab. Fest vorgegebene Einspeise- oder Bezugsfenster sind bereits in der Marktsimulation zu berücksichtigen, da sie den marktbasierten Fahrplan unmittelbar beschränken. Dynamischere Ausgestaltungen sind danach zu differenzieren, mit welcher Vorlaufzeit eine Einschränkung bekanntgegeben wird. Erfolgt die Bekanntgabe vor der jeweiligen Gate-Closure-Time, kann die Einschränkung in den relevanten Märkten und damit auch in der Marktsimulation berücksichtigt werden. Erfolgt sie erst danach, ist sie dem Netzbetrieb zuzuordnen und folglich in der Netzbetriebssimulation abzubilden.

Die modellseitige Abbildung ist jedoch komplex, da unterschiedliche Vertragsformen mit verschiedenen Anlagen- und Netzbetreibern berücksichtigt werden müssten und die hierfür erforderlichen Informationen nicht notwendigerweise vollständig vorliegen. Werden beschränkbare Netzzugänge in der Praxis in signifikantem Umfang genutzt, in der Systemanalyse jedoch nicht abgebildet, kann dies tendenziell zu einem höheren ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung führen. Engpässe an der Netzanbindung, die in der Praxis durch vertragliche Beschränkungen vermieden werden, treten im Modell dann weiterhin auf.

Spitzenkappung

Spitzenkappung begrenzt die netzwirksame Leistung bestimmter Anlagen in einem gesetzlich vorgegebenen Rahmen nach § 101 ElWG. Da die Spitzenkappung in Österreich dynamisch vorgesehen ist, sollte sie in der Systemanalyse möglichst als netzsituationsabhängig aktivierbarer betrieblicher Freiheitsgrad abgebildet werden. Eine pauschale Reduktion der Einspeisung in den Eingangsdaten wäre demgegenüber nur eine grobe Vereinfachung und kann das Marktergebnis verzerren, weil sie auch in Stunden wirkt, in denen tatsächlich keine netztechnische Begrenzung erforderlich wäre. Eine realitätsnähere Abbildung erfordert daher eine Modellierung entsprechend den Vorgaben des § 101 ElWG, insbesondere hinsichtlich statischer oder dynamischer Vorgabe der netzwirksamen Leistung, netzsituationsabhängiger Aktivierung und gesetzlichem Maximierungsgebot. Eine solche Berücksichtigung ist, analog zu beschränkbaren Netzzugängen, mit entsprechendem Modellierungs- und Datenaufwand verbunden. Ihr Effekt wirkt auf Netzsituationen mit hoher gleichzeitiger Einspeisung tendenziell entlastend.

Schaltzustände

Schaltzustände stellen im operativen Netzbetrieb einen zentralen Freiheitsgrad dar und können den EPM-Bedarf erheblich reduzieren, da durch topologische Änderungen Lastflüsse gezielt verlagert werden können. Gleichzeitig ist ihre modellendogene Berücksichtigung in EPM-Simulationen methodisch anspruchsvoll. Da Schaltzustände durch diskrete An/Aus-Entscheidungen beschrieben werden, führt ihre Optimierung zu gemischt-ganzzahligen Problemstellungen mit hoher Kombinatorik. Zusätzlich erschweren Topologieänderungen die Verwendung sensitivitätsbasierter Verfahren, da sich mit jeder Änderung des Schaltzustands die relevanten Sensitivitäten ändern und neu bestimmt werden müssten. Eine vollständige modellendogene Optimierung realer Systeme im

Sinne eines Security-Constrained Optimal Transmission Switching ist daher praktisch nur heuristisch und unter weitgehenden Vereinfachungen lösbar.

Im operativen Betrieb wird diese Komplexität durch Expertenwissen beherrscht. Es wird typischerweise nur eine begrenzte Anzahl bewährter Schalthandlungen betrachtet, die für die jeweilige Netzsituation individuell anhand von Netzsicherheitsrechnungen bewertet werden. Insofern sind Schaltzustände zwar ein etablierter betrieblicher Freiheitsgrad, ihre generische, modellendogene Berücksichtigung in großskaligen EPM-Simulationen ist jedoch noch nicht Stand der Technik, sondern Gegenstand aktueller Forschung und Entwicklung⁸. Für die Systemanalyse ist zudem sicherzustellen, dass berücksichtigte Schaltzustände dem zulässigen Normalbetrieb zuzuordnen sind. Nur dann kann unterstellt werden, dass für die Bewertung der Netzsicherheit und der übrigen technischen Randbedingungen der reguläre betriebliche Bewertungsrahmen gilt.

Für Systemstudien bietet sich daher kein modellendogener Ansatz an, sondern ein heuristisches zweistufiges Vorgehen.

- Ermittlung: In einem ersten Schritt werden Netznutzungsfälle gruppiert, anschließend repräsentative Netznutzungsfälle identifiziert und für diese über Heuristiken geeignete bzw. EPM-minimale Schaltzustände bestimmt. Ergänzend oder alternativ können bekannte (Sonder-)schaltzustände auf Basis von Expertenwissen vorgegeben und berücksichtigt werden.
- Bewertung: In einem zweiten Schritt wird die so identifizierte Menge an Schaltzuständen je Netznutzungsfall nachgelagert bewertet und der jeweils günstigste bzw. EPM-minimale Schaltzustand ausgewählt.

Phasenschiebertransformatoren (PST)

Lastflusssteuernde Betriebsmittel, insbesondere Phasenschiebertransformatoren, unterscheiden sich methodisch von marktlichen oder bilanzwirksamen Maßnahmen dadurch, dass sie den Lastfluss direkt beeinflussen, ohne selbst Redispatch im engeren Sinn auszulösen. Sie können dadurch den Bedarf an Erzeugungs- und Lastanpassungen und damit den Bedarf an gesicherter flexibler Leistung unmittelbar reduzieren. PSTs sind dahingehend zu unterscheiden, ob sie priorisiert für die Beeinflussung grenzüberschreitender Handelskapazitäten genutzt werden oder für die Behebung von Netzengpässen im Rahmen des Netzbetriebs. Je nachdem werden Sie innerhalb der Markt- oder Netzbetriebssimulation berücksichtigt. Ebenso ist eine Aufteilung des Stellbereichs auf die Anwendungsfelder möglich.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB) erhöht die zulässige Übertragungskapazität von Leitungen in Abhängigkeit von meteorologischen Bedingungen und kann damit Engpässe reduzieren. In Systemstudien erfolgt die Abbildung dabei üblicherweise nicht auf Basis kurzfristig prognostizierter Einzelwitterung, sondern über saisonal differenzierte und konservativ angesetzte Stromgrenzwerte. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die im Betrieb nutzbare Übertragungsfähigkeit zwar witterungsabhängig variiert, für planerische und systemanalytische Zwecke aber nur in einem hinreichend gesichert verfügbaren Umfang angesetzt werden sollte. Die Berücksichtigung von WAFB in Systemstudien ist ein übliches Vorgehen. Für die Systemanalyse sollte WAFB entsprechend dem für den Betrachtungszeitraum geplanten Umsetzungsstand berücksichtigt werden. Gemäß dem Netzentwicklungsplan 2025 für Österreich ist mit Stand Mitte 2025 für zwölf (12) Höchstspannungsleitungen WAFB aktiv. Für drei (3) weitere Leitungen ist die Umsetzung bis Ende 2027 vorgesehen.

⁸ Forschungsvorhaben InnOpTEM – Innovative Ansätze zur Optimierung von Topologiemassnahmen im Engpassmanagement des Netzbetriebs, Februar 2026, [Link](#)

Kurativer Netzbetrieb

Kurativer Netzbetrieb umfasst Maßnahmen, die erst nach Eintritt eines Fehlers oder nach Erkennung einer kritischen Situation zur Wiederherstellung eines sicheren Zustands aktiviert werden. Dies kann zusätzliche betriebliche Freiheitsgrade eröffnen und damit den präventiven, vor Fehler-eintritt zu aktivierenden Redispatch senken. Kurative Maßnahmen werden analog zu präventiven Maßnahmen je Netznutzungsfall optimiert und unterscheiden sich dahingehend von im Fehlerfall automatisiert ausgelösten, nicht variierenden Systemautomatiken (Special Protection Schemes). Die Ermittlung der präventiven und kurativen Maßnahmen findet üblicherweise als Teil einer gemeinsamen Optimierung statt. Für die Modellierung kurativer Maßnahmen ist die Berücksichtigung einer Vielzahl weiterer Nebenbedingungen notwendig. Außerdem müssen Daten über kurzfristige Belastbarkeit der Leitungsbetriebsmittel vorhanden und nutzbar sein, bestenfalls witterungsabhängig⁹.

Kurative Maßnahmen sind im europäischen Übertragungsnetzbetrieb konzeptionell und regulatorisch etabliert¹⁰. Die Anwendung kurativer Maßnahmen befindet sich in der Erprobungsphase, beispielsweise in Frankreich, Belgien und Deutschland, und ist damit kein gesicherter zur Verfügung stehender Freiheitsgrad der Systemführung.

Erweiterung der berücksichtigten betrieblichen Randbedingungen

Derzeit werden im Rahmen des Engpassmanagements nicht flächendeckend alle technischen Grenzwerte des Netzbetriebs, insbesondere Stabilitätskriterien, berücksichtigt. Perspektivisch ist jedoch eine Weiterentwicklung der Systemführung zu erwarten, in deren Rahmen neben thermischen Stromgrenzen auch Spannungsgrenzwerte und Stabilitätsgrenzen systematischer einbezogen werden. Voraussetzung hierfür sind insbesondere zusätzliche Prozesse wie eine zentrale Spannungs-Blindleistungsoptimierung und Dynamic Security Assessment. Sobald diese im operativen Netzbetrieb etabliert sind, können sie auch Gegenstand der Systemanalyse werden. Ihre Berücksichtigung führt zu zusätzlichen Restriktionen und damit tendenziell dazu, dass EPM-Einsatz häufiger oder in einem höheren Umfang erforderlich wird.

Eine Weiterentwicklung hin zu einem koordinierten Multi-ÜNB-Engpassmanagement im Rahmen von Regional Operational Security Coordination (ROSC) kann die Systemanalyse ebenfalls verändern. Sobald Engpassmanagementmaßnahmen nicht mehr nur national, sondern im Rahmen koordinierter regionaler Sicherheitsanalysen und Abstimmungsprozesse zwischen mehreren ÜNB bestimmt und aktiviert werden, erweitert dies die für die Systemanalyse relevanten betrieblichen Randbedingungen und ist nach operativer Etablierung entsprechend zu berücksichtigen. Die Wirkung auf den EPM-Einsatz ist jedoch nicht eindeutig: Zusätzliche koordinierte Sicherheitsanforderungen können den Maßnahmenbedarf erhöhen, während eine grenzüberschreitende Optimierung verfügbarer Maßnahmen Engpässe effizienter beheben und nationale Maßnahmenbedarfe reduzieren kann.

Vor einer Berücksichtigung zusätzlicher betrieblicher Randbedingungen in der Systemanalyse sollte geprüft werden, in welchen Situationen diese Randbedingungen für die Netzreserveermittlung relevant sind und ob Netzreserve in diesen Situationen weiterhin das geeignete beziehungsweise bevorzugte Mittel zur Engpassbehebung darstellt. Dies gilt insbesondere, wenn neue operative Prozesse nicht nur zusätzliche Restriktionen einführen, sondern zugleich den verfügbaren Maßnahmenraum erweitern oder Maßnahmen anders koordinieren. Eine methodische Abbildung setzt zudem voraus, dass die entsprechenden Prozesse, Datenflüsse, Entscheidungsregeln und Optimierungsverfahren operativ hinreichend etabliert sind.

⁹ Forschungsvorhaben InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030, Juni 2022, [Link](#)

¹⁰ ACER, Methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Art. 75 SOGL, Juni 2019, [Link](#)

Empfehlungen

- Für die Systemanalyse ist die Vorgabe von im Normalbetrieb zulässigen und betrieblich robusten (Sonder-)Schaltzuständen zunächst sachgerecht. Mittelfristig sollte die Methodik dahingehend weiterentwickelt werden, dass zum einen eine höhere Anzahl von Schaltzuständen berücksichtigt werden kann und zum anderen robuste Schaltzustände heuristisch ermittelt und berücksichtigt werden.
- Spitzenkappung ist in der Systemanalyse in dem Umfang zu berücksichtigen, in dem sie im Betrachtungszeitraum operativ etabliert ist und für die betroffenen Anlagen tatsächlich wirksam wird.
- Für die Systemanalyse sind beschränkbare Netzzugänge nicht als beliebig einsetzbarer Freiheitsgrad zu modellieren, sondern entsprechend ihrer tatsächlichen Ausgestaltung abzubilden. Liegen keine hinreichenden Informationen über Art, Umfang und Auslösebedingungen der Beschränkung vor, ist zu prüfen, ob sich Engpässe unmittelbar der Netzanbindung des betroffenen Netzkunden zuordnen lassen. Ist dies der Fall, sollten diese Engpässe in der Bewertung unberücksichtigt bleiben, sofern plausibel angenommen werden kann, dass sie in der Praxis durch die vertraglich vorgesehene Beschränkung vermieden würden.
- Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb sollte in der Systemanalyse entsprechend dem für den Betrachtungszeitraum geplanten Umsetzungsstand berücksichtigt werden. Für Leitungen, bei denen WAFB im Betrachtungszeitraum vorgesehen ist, sollten die entsprechenden saisonal differenzierten Stromgrenzwerte durchgängig in allen Simulationen angesetzt werden.
- Phasenschiebertransformatoren sind in der Systemanalyse entsprechend derjenigen Betriebsweise zu berücksichtigen, die für die Systemführung im Betrachtungszeitraum vorgesehen ist. Sind PST vorrangig der FBMC-Optimierung zugeordnet, sind ihre Wirkungen bereits in der Marktsimulation abzubilden. Soweit sie dem Engpassmanagement im Netzbetrieb dienen, sind sie entsprechend in der Netzbetriebssimulation zu berücksichtigen.
- Kurativer Netzbetrieb ist als Freiheitsgrad in Systemstudien methodisch etabliert, jedoch noch kein regulärer Bestandteil der heutigen Systemführung. Entsprechend sollten kurative Freiheitsgrade derzeit nicht als regulärer Bestandteil der Systemanalyse berücksichtigt werden. Sobald kurative Maßnahmen operativ etabliert und verlässlich verfügbar sind, ist die Systemanalyse entsprechend anzupassen.
- Zusätzliche technische Grenzwerte, weiterentwickelte Sicherheitsanalysen sowie koordinierte Multi-ÜNB-Prozesse des Engpassmanagements sollten in der Systemanalyse berücksichtigt werden, soweit sie operativ etabliert sind, Wechselwirkungen mit der Ermittlung von EPM-Maßnahmen aufweisen und für die Netzreserveermittlung relevant sind. Dabei ist vorab zu prüfen, ob Netzreserve in den betroffenen Situationen weiterhin das geeignete Mittel zur Engpassbehebung darstellt oder ob andere operative Maßnahmen vorrangig zu berücksichtigen sind.

2.5 Revisionen

Ausgangslage

Ein wesentlicher Bestandteil bei der Bewertung der Netzreserve ist die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken. Neben ungeplanten Ausfällen von flexibler Leistung sind hier insbesondere die Revisionszeiträume von Kraftwerken von besonderer Bedeutung und sind bei der Bestimmung des Netzreservebedarfes zu berücksichtigen. So ist in der Methodik zur Bestimmung des endgültigen Netzreservebedarfes zu beachten, dass in diesen Zeiträumen nicht der vollständige Kraftwerkspark zur Verfügung steht. Die Revisionszeiten beschränken sich in der Regel auf die Sommermonate und sind daher insbesondere in diesem Zeitraum besonders relevant. Hier sind entsprechend auch die Auswirkungen auf den Netzreservebedarf besonders. So steigt nach Berechnungen in vergangenen Systemanalysen der Netzreservebedarf durch die Berücksichtigung von Revisionen beispielsweise im Sommer 2027 um eine mittlere dreistellige Megawatt-Höhe. Die Steigerung gegenüber der Berechnung ohne Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten im deutlich zweistelligen Prozentbereich zeigt die Relevanz für die Bedarfsbestimmung.

Analyse

Nichtverfügbarkeiten in der Methodik

Typischerweise werden in der Prozesskette zur Bedarfsbestimmung des Netzreservebedarfes die Nichtverfügbarkeiten in zwei Schritten berücksichtigt. Zum einen wird bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes im Zuge der Marktmodellierung bereits unterstellt, dass hier nicht der vollständige Kraftwerkspark für einen Jahresdurchlauf zur Verfügung steht. In der aktuellen Methodik des Regelzonenführers in Österreich werden hierbei beispielsweise Annahmen zu dauerhaften oder saisonalen Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke berücksichtigt. Soweit es sich nicht um bereits verbindlich bekannte Stilllegungen handelt, sollten diese Annahmen im Rahmen der Eingangsdatenmeldung transparent ausgewiesen und begründet werden. Ein vergleichbares Vorgehen wird auch im Rahmen der deutschen Berechnung der Netzreserve¹¹ gewählt und basiert auf Daten der ENTSO-E Transparenzplattform und einer Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2011-2020). Diese Informationen über Stilllegungen sind konsistent in der Prozesskette zu berücksichtigen.

Im Rahmen des Engpassmanagements stehen in der Methodik grundsätzlich auch in der Stilllegung angezeigte Kraftwerke zur Verfügung. Ziel ist es, den Bedarf an Kraftwerksleistung zu ermitteln, der ggf. aus der Stilllegung benötigt wird. Jedoch ist im Rahmen der Bewertung der Netzreserve zu bedenken, dass sich Anlagen darüber hinaus in Revision befinden können und damit für das Engpassmanagement nicht dauerhaft zur Verfügung stehen. Die Berücksichtigung solcher Revisionen erfolgt aktuell nicht als eigenständige Sensitivitätsrechnung, sondern in Form eines pauschalen Aufschlags im letzten Schritt der Methodik zur Ermittlung des finalen Bedarfs an flexibler Leistung *Finaler BL*. Dabei wird die Nichtverfügbarkeit (NV) über folgende Formeln abgebildet:

$$\text{Finaler BL} = \text{Quantil}_{(X\%)}[BL(SZ_i, WS_j, KriWo_k, Sensi_l)] + NV$$

$$NV = \max(\text{Quantil}_{(X\%)}[BL(SZ_i, WS_j, KriWo_k, Sensi_l)] * (1/K_{verf} - 1); \text{minBlock})$$

Bei der Berechnung des finalen Bedarfs wird ein pauschaler Nichtverfügbarkeitswert auf Basis von vergangenen Kraftwerksverfügbarkeiten K_{verf} addiert. Dabei ergibt sich die Kraftwerksverfügbarkeit für die relevante Sommerperiode auf Basis folgender Formel und der Auswertung von Nichtverfügbarkeiten in Österreich im Zuge der Ex-Post-Analyse:

$$K_{verf} = (365/2 - \text{Tage}_{NV})/(365/2)$$

¹¹ Versorgungssicherheit Strom „Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 sowie den Betrachtungszeitraum April 2027 bis März 2028“

Der historisch begründete Wert wird aktuell auf 49 Tage festgelegt. Im Zuge der Ex-Post-Analyse sind dazu Nichtverfügbarkeiten gemäß Tabelle 2 inkl. ungeplanter Ausfälle bekannt. Die mittlere Nichtverfügbarkeit wird dabei leistungsgewichtet ermittelt, sodass größere Kraftwerke entsprechend stärker in die Auswertung eingehen.

Tabelle 2: Mittlere Anzahl an Tagen Nichtverfügbarkeit pro Kraftwerk pro Jahr und erhöhende Wirkung auf den Netzreservebedarf

	Nichtverfügbarkeit pro Kraftwerk pro Jahr [Tage]	Erhöhende Wirkung
2023/2024	61,1	50,3 %
2022/2023	35,9	24,5 %
2021/2022	40,0	28,1 %
2020/2021	41,4	29,3 %
2019/2020	51,8	39,6 %

Vergleich zu anderen Herangehensweisen

Die Berücksichtigung von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten auf Basis statistisch ermittelter Verfügbarkeitsdaten ist methodisch etabliert und wird in ähnlicher Form in der deutschen Netzreservebestimmung verfolgt. Ein Auszug aus der deutschen Methodik: „Aufbauend auf statistisch ermittelten Verfügbarkeitsdaten werden auch für die synthetisierten Grenzsituationen Ausfallkombinationen von Kraftwerken bestimmt. Je nachdem, in welcher Region ein Kraftwerk an das Netz angeschlossen ist und einspeist, kann dessen Nichtverfügbarkeit eine entlastende oder belastende Wirkung auf Netzengpässe haben. Die gesamte nicht verfügbare Kraftwerksleistung wird daher zunächst vereinfacht für drei einzelne Regionen (Nord, Süd und Österreich) mittels einer Quantilauswertung bestimmt.“ Je nach Belastungssituation wird entsprechend der Regionen die Nichtverfügbarkeit erhöht bzw. gesenkt.

Einordnung der Auswirkungen der Nichtverfügbarkeit auf den Netzreservebedarf

In den Wintermonaten wird die revisionsbedingte Nichtverfügbarkeit aktuell aufgrund historisch nicht vorhandener Revisionen in der Methode nicht berücksichtigt. Daher sind insbesondere die Auswirkungen der Annahmen zur Nichtverfügbarkeit in den Sommermonaten bisher über die Ex-Post-Analyse eingeordnet. Wie in Tabelle 2 gezeigt, ist die Spanne der historischen Nichtverfügbarkeiten zwischen durchschnittlich 35,9 Tagen und 61,1 Tagen groß. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass größere Revisionen oder ungeplant längere Revisionszeiten durchaus einen großen Einfluss auf die historischen Werte haben können. Zur Verdeutlichung der Auswirkungen der Annahmen führt die Anwendung der obigen Formeln zu einer Erhöhung des Netzreservebedarfes von ca. + 24 % bei der Anwendung des niedrigsten historischen Wertes von 35,9 Tagen bzw. von ca. + 50 % bei der Anwendung des höchsten historischen Wertes von 61,1 Tagen. Allein dieser Unterschied macht deutlich, wie relevant die Annahmen zu Nichtverfügbarkeit sind.

Bei der Analyse vergangener Revisionen zeigt sich, dass sowohl die Höhe der aufgrund von Revisionen nicht zur Verfügung stehenden Leistung als auch die Saisonalität über die Jahre variieren. Hierzu wird in Abbildung 13 die nicht zur Verfügung stehende installierte Leistung von thermischen Kraftwerken in zwei exemplarischen Jahren auf monatlicher Basis gegenübergestellt. Die Werte sind auf das auftretende Maximum über beide Jahre normiert.

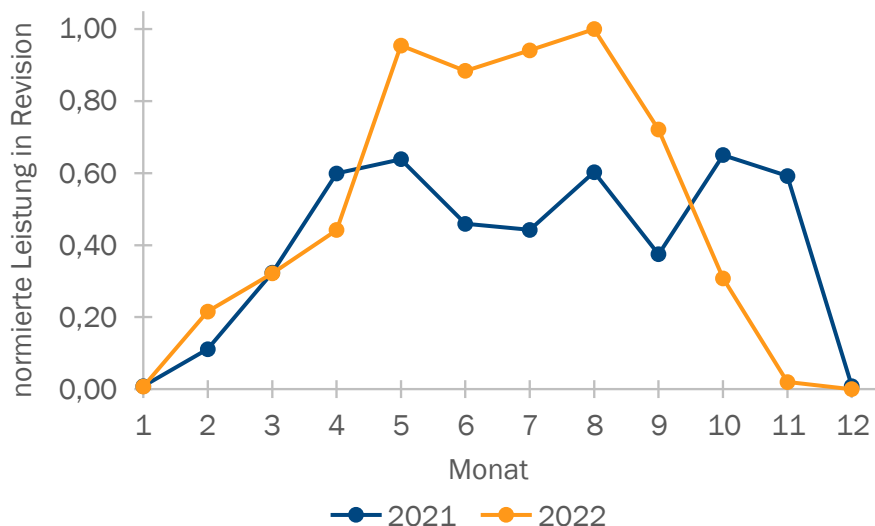


Abbildung 13: Normierte Darstellung der in Revision befindlichen installierten thermischen Kraftwerksleistung. Quelle: interne Daten.

Es zeigt sich, dass in diesem Beispiel das Maximum der in Revision befindlichen Kraftwerksleistung allein um 35 % variiert. Würde eine solche Veränderung in Berechnungen des Netzreservebedarfes berücksichtigt, wird der Hebel entsprechend groß sein. Daher wird hier bereits deutlich wie entscheidend die Modellierung von Revisionen sein kann. Zudem zeigt sich auch, dass die Dauer von nichtverfügbarer Kraftwerksleistung über das Jahr variiert. Daher ist auch das Thema Saisonalität bei der Modellierung zu bedenken. Beide Aspekte zusammengekommen führen zu der Empfehlung eine möglichst konkrete Abbildung von Revisionen für zukünftige Netzreservebedarfsbestimmung zu prüfen. Hierfür ist ein geeigneter Ansatz zu entwickeln, der beispielsweise Erfahrungen aus der Vergangenheit für zukünftige Revisionszeiten berücksichtigt.

Zeitlicher Ablauf

Bis zum 1. Dezember führt der Regelzonenführer eine umfassende Systemanalyse über einen zweijährigen Horizont durch. Der Prozess startet im Zeitraum Ende des Vorjahres.

Stilllegungsanzeigen, die Betreiber relevanter Erzeugungsanlagen (derzeit über 20 MW Leistung) abgeben, müssen bis spätestens zum 31. Dezember eines Jahres eingereicht werden. In dieser Meldung legen sie temporäre, saisonale oder endgültige Stilllegungen für das kommende Versorgungsjahr offen, das typischerweise ab dem 1. Oktober startet.

Auf dieser Basis kann abschließend bis ca. Mitte Februar der Netzreservebedarf ermittelt werden. Sobald der Bedarf feststeht, startet die Interessensbekundungsphase (Zeitraum Ende Februar des Folgejahres). Potenzielle Bieter reichen hier standardisierte Formulare, Nachweise zur Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen sowie erste technische Eignungsdokumente ein, wie Anlagendaten und Verfügbarkeitsaussagen. In dieser Vorphase sind jedoch noch keine detaillierten Revisionspläne erforderlich; sie dient primär der Vorprüfung der Bieterqualifikation.

Auf die Interessensbekundung folgt die Angebotsphase, die üblicherweise Mitte April beginnt. Hier müssen die qualifizierten Bieter vollständige Angebote einreichen, die neben dem Gebotspreis (Entgelt pro MW) konkrete Verfügbarkeitspläne für den gesamten Produktzeitraum umfassen – einschließlich detaillierter Revisionsfenster. Diese Angaben zu geplanten Revisionen (Zeitraum, Dauer, mögliche Verschiebbarkeit, betroffene Blöcke und Auswirkungen auf die Verfügbarkeit) werden zwingend offengelegt, da sie die Bewertung des Angebots nach Kriterien wie Preiswirkung und technischer Verlässlichkeit maßgeblich beeinflussen. Revisionen dürfen die gebotene Verfügbarkeit nur weniger als 50% beeinträchtigen und müssen mit APG abgestimmt sein.

Nach Abschluss der Angebotsfrist bewertet APG die Einreichungen, wobei die kostengünstigsten und technisch geeignetsten Optionen priorisiert werden. Die Auswahl unterliegt der Genehmigung durch die E-Control als Regulierungsbehörde, die den Wettbewerbsrahmen und die Systemrelevanz prüft. Anschließend erfolgt schließlich die Kontrahierung durch APG, also der Vertragsschluss mit den ausgewählten Anbietern; hier werden alle Parameter, inklusive der finalen Revisionsfenster, verbindlich fixiert und dokumentiert.

Anschließend tritt die Netzreserve für das neue Versorgungsjahr zum 1.10. in Kraft und steht für Engpassmanagement und Systemstabilisierung zur Verfügung.

Abschließend kann somit festgestellt werden, dass die finale Revisionsplanung zum Zeitpunkt der Bestimmung des Bedarfs an flexibler Leistung in der Folge nicht vorliegt. Durch die jahrelange Erfahrung der APG und durch die Einflussnahme bei der Berücksichtigung der Angebote ist jedoch anzunehmen, dass hier eine detailliertere Abbildung einer zumindest fiktiven Revisionsplanung bereits in der Bewertung des Netzreservebedarfes möglich ist. Zweifelsfrei wird sich auch hier eine Abweichung zur final kontrahierten Leistung, durch die dann dort konkret berücksichtigten Revisionsfenster ergeben. Solche Abweichungen treten jedoch ebenfalls bei der aktuell angewandten pauschalen Berücksichtigung auf. In welcher Größenordnung sich die Änderung der Bedarfsbestimmung durch eine solche direkte Berücksichtigung von Revisionen bewegt, können die Gutachter nach aktuell vorliegenden Daten nicht abschließend beurteilen. Vielmehr geht es hier auch um eine erhöhte Transparenz in der Methodik durch eine bessere Nachvollziehbarkeit. Es ist jedoch zu bedenken, dass die Einflussnahme auf die Revisionszeiträume vorwiegend für Kraftwerke besteht, die an der Netzreserve teilnehmen. Bei Marktkraftwerken wird dies zumindest nicht über die Regelungen zur Netzreserve bekannt sein. Hier ist eine übergreifende Abstimmung über die Systemanalyse hinaus zu prüfen.

Ergänzend ist zu prüfen, ob Revisionen zumindest für Netzreserveanbieter stärker im Beschaffungsverfahren berücksichtigt werden können. In der Angebotsphase werden konkrete Revisionsfenster gemeldet, sodass diese Informationen vor der finalen Auswahl und Kontrahierung der Netzreserve vorliegen. Die Angebotsauswahl könnte daher so erfolgen, dass reale Revisionsfenster berücksichtigt und nur solche Anlagenkombinationen kontrahiert werden, die die erforderliche Verfügbarkeit im Produktzeitraum sicherstellen. Ein pauschaler Revisionsaufschlag wäre dann für Netzreserveanbieter nicht oder nur noch ergänzend erforderlich.

Empfehlungen

- Die aktuelle grundsätzliche Herangehensweise zur Netzreserve-Bestimmung entspricht dem Stand der Technik und zeigt sich auch im Vergleich zur deutschen Methodik.
- Die große Spanne der historischen Werte der Nichtverfügbarkeiten macht eine weitere Prüfung aus unserer Sicht unerlässlich. Unsere Empfehlung lautet daher, einen unterschiedlichen Umgang mit Revisionen und sonstigen Nichtverfügbarkeiten zu prüfen: Revisionen sollten als exogene Annahmen berücksichtigt werden, während sonstige Ausfälle pauschal aus historischen Werten berücksichtigt werden können. Für die Berücksichtigung ist eine geeignete Methode zu entwickeln (beispielsweise auf Erfahrungen des Regelzonenführers aus vergangenen Jahren).
- Für Netzreserveanbieter sollte geprüft werden, ob reale Revisionsfenster aus dem Beschaffungsverfahren in der finalen Beschaffungsentscheidung berücksichtigt werden können. Dadurch könnten pauschale Revisionsaufschläge für diese Anlagen reduziert oder vermieden werden.
- Im Rahmen der Ex-Post-Analyse können abschließend die Abweichungen zu den Annahmen der Revisionen ausgewertet und für zukünftige Systemanalysen berücksichtigt werden.

2.6 Berücksichtigung der Ex-Post-Analyse

Ausgangslage

Die Ex-Post-Analyse stellt ein zentrales Instrument zur Validierung und kontinuierlichen Verbesserung der Systemanalyse-Methodik dar. Die Ergebnisse der Ex-Post-Analyse sind explizit in die Systemanalyse einzubeziehen. Bisher umfasst die Ex-Post-Analyse eine umfassende rückblickende Bewertung des tatsächlichen Netzreservebedarfs im Vergleich zur Prognose der Systemanalyse.

Gemäß der neuen Netzreserve-Verordnung § 7 Abs. 1 und 2 vom 27.02.2026 sind zukünftig folgende Aspekte zu berücksichtigen:

1. Monitoring und Methodenanpassung

- a. Ergebnisse des zweijährlichen Wettbewerbs-Monitoring-Berichts (gemäß § 144 Abs. 10 ElWG) müssen bei Erstellung der Methode, Ausgestaltung technischer Eignungskriterien und Beschaffung der Netzreserve berücksichtigt werden.
- b. Sollte der Monitoring-Bericht Änderungsbedarf der Methode erforderlich machen, muss der Regelzonenführer binnen zwei Monaten einen Entwurf für eine Methodenänderung bei der Regulierungsbehörde einreichen.

2. Ex-Post-Analyse – verbindliche Analysedimensionen

Die Ex-Post-Analyse muss folgende Inhalte umfassen und der Regulierungsbehörde bis längstens 14. August jeden Jahres übermittelt werden:

- a. Analysezeitraum: 1. Juli des Vorjahres bis 30. Juni des laufenden Jahres
- b. Systemkritische Situationen: Analyse von mindestens fünf netztechnisch relevanten Situationen der Winter- und Sommersaison, in denen das Ziel der Netz- und Versorgungssicherheit ohne Einsatz von Netzreserve gefährdet gewesen wäre
- c. Methodvalidation: Darlegung, welche ähnlichen Situationen in der Systemanalyse identifiziert wurden; Häufigkeitsanalyse der aufgetretenen vs. simulierten Situationen
- d. Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen: Analyse im Kontext der gewählten technisch sinnvollen Eingangsdaten und Szenarien der Systemanalyse
- e. Bedarfsabweichungen: Gegenüberstellung tatsächlicher Engpassmanagementabrufe bezüglich: Abrufkosten, Anzahl an Tagen mit notwendigem Engpassmanagement, Energiemengen vs. Systemanalyse-Annahmen
- f. Saisonale Auswertung (mindestens monatliche Basis)
- g. Maximaler Abruf: Ausweis des maximalen zeitgleichen Netzreserveeinsatzes im Analysezeitraum

Dabei gilt grundsätzlich, dass die Ergebnisse der Ex-Post-Analyse in die Bedarfsbestimmung des Folgejahres einfließen sollen.

Analyse

Bisherige Struktur der Ex-Post-Analyse

Die bisher durch den Regelzonenführer erstellte Ex-Post-Analyse deckt bereits ein breites Spektrum an Analysedimensionen ab:

- Energiewirtschaftliches Umfeld: Handelsflüsse (West-Ost/Ost-West), Merit-Order (Kohle vs. Gas), Stromgestehungskosten, nationale Nettopositionen
- Meteorologische Bedingungen: Temperaturen, Niederschläge, Laufwassererzeugung, Extremereignisse (z.B. Hochwasser 2024)
- Vergleich Eingangsparameter: Installierte Kapazitäten (PV, Wind, Gas, Hydro), Netzausbau-projekte, Revisionstage

- Historischer Bedarf an flexibler Leistung: Spitzenstunden, Dauerlinien, Stunden mit Netzreservebedarf, thermischer und hydraulischer Redispatch-Einsatz
- Netzauslastung: Identifizierte Engpässe (St. Peter, Donauschiene, Grenzleitungen), n-1-Auslastungen, Vergleich Prognose vs. Realität
- Zusatzanalysen: Revisionen/Nichtverfügbarkeiten thermischer und hydraulischer Kraftwerke, Freischaltungen ausländischer Betriebsmittel (insbesondere CZ)
- Gleichzeitigkeit: Prüfung, ob bedarfserhöhende Faktoren (hohe Temperaturen, Revisionen, Auslandsabschaltungen) gleichzeitig auftreten

Diese Struktur deckt grundsätzlich alle relevanten Aspekte ab. Eine wiederkehrende Struktur ermöglicht es zudem, Veränderungen über die Jahre hinweg nachzuvollziehen und ggf. Trends zu identifizieren.

Empfehlungen

- Die Netzreserveverordnung gibt einen Rahmen für Anforderungen hinsichtlich netztechnischer Untersuchungen, Abgleich modelltechnischer Ergebnisse und Realität in Bezug auf Häufigkeit, Abweichungen, der maximalen Abrufe, energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen und der Saisonalität. Diese Aspekte lassen sich grundsätzlich der bisherigen Struktur der Ex-Post-Analyse zuordnen.
- Es ist zu empfehlen die Struktur der Ex-Post-Analyse einheitlich zu halten. Dies erhöht die Nachvollziehbarkeit und lässt Trends auch über mehrere Jahre besser erkennen.
- Die Ex-Post-Analyse liefert Erkenntnisse auf Basis des vergangenen Zyklus. Es ist zu empfehlen, auch Veränderungen über die Jahre hinweg zu berücksichtigen. Nur so lassen sich Trends verlässlich erkennen und berücksichtigen. Hier ist eine Erweiterung der Netzreserveverordnung zu prüfen.
- Je nach Aspekt bzw. Erkenntnis muss entschieden werden, ob dies eine Anpassung der Methodik erforderlich macht. Im Basislauf wird empfohlen, dies immer bei begründeten und zwingenden Änderungen vorzunehmen. Soll der Versicherungsaspekt stärker bewertbar sein, wird eine Sensitivität empfohlen.

2.7 Erweiterung der Ex-Post-Analyse & Saisonalität

Ausgangslage

Die Berücksichtigung der Ex-Post-Analyse in der Methodik zur Bestimmung des Netzreservebedarfes sowie die grundsätzliche Struktur der Ex-Post-Analyse und Änderungen durch die neue Netzreserveverordnung sind bereits in Unterkapitel 2.6 diskutiert. Bei der Umsetzung der konkreten Untersuchungen damit vertiefenden Inhalte wird die Ex-Post-Analyse jedoch im Laufe der Zeit immer einem gewissen Wandel unterliegen. Auf Basis der vergangenen Ex-Post-Analysen und der Ergebnisse der anderen Unterkapitel dieses Berichtes können nach aktuellem Stand Empfehlungen für die zukünftige Erweiterung der Ex-Post-Analyse gegeben werden.

Analyse

Erweiterung der Ex-Post-Analyse

Für weitere Auswertung und Analysen sehen wir Schwerpunkte insbesondere mit den folgenden Zielen:

1. Kausalität und Nachvollziehbarkeit
2. Saisonalität

Der Bereich der **Kausalität und Nachvollziehbarkeit** zielt auf die Herstellung des Zusammenhanges zwischen den Annahmen zur Ermittlung des Netzreservebedarfs in der Systemanalyse, den kontrahierten Leistungen und den real aufgetretenen Bedarfen ab. Dabei sollte in allen Analysedimensionen der Ex-Post-Analyse (Energiewirtschaftliches Umfeld, Meteorologische Bedingungen, Vergleich Eingangsparameter, ...) geprüft werden, in welchem Verhältnis der tatsächliche Bedarf zu den prognostizierten Bedarfen stand. Für die Bewertung bzw. Prüfung der Kausalitäten wird eine Ganzjahresbetrachtung im Zeitverlauf empfohlen.

Ein Beispiel sind die meteorologischen Bedingungen: Ist in der Bestimmung des Netzreservebedarfes von Niedrigwasser in den relevanten Stunden ausgegangen worden, ist zu prüfen, ob diese Bedingungen auch in den vertieft untersuchten realen Bedarfssituationen der Ex-Post-Analyse auftraten. Zudem wäre zu prüfen, ob Niedrigwassersituationen wie in der Prognose auftraten, jedoch in der Realität keinen Bedarf hervorriefen.

Weitere Zusammenhänge wie Auswirkungen von Auslandsabschaltungen sollten wie bereits in vergangenen Ex-Post-Analysen (dort Zusatzanalysen genannt) nach wie vor in Deep Dives analysiert werden.

Im nächsten Schritt sollten charakteristische Zeiträume identifiziert werden und damit das Thema **Saisonalität** adressiert werden. Aktuell werden hier zwei Cluster mit einer Sommer- und einer Winterperiode genutzt. Es wird empfohlen, vor der Clusterung mindestens auf Monatsebene eine Ausweisung des bestimmten Bedarfes an Netzreserve und des realen Bedarfes durchzuführen. Auf dieser Basis ist ein Clustering nachvollziehbar und zeigt auch das Verhalten an den Übergängen.

In Abbildung 14 sind schematisch die maximal aufgetretenen realen Bedarfe, die kontrahierte Leistung und der in der Systemanalyse ermittelte Bedarf an Netzreserve nach Sommer und Winter gegenübergestellt. Da auf Basis der vergangenen Bedarfsanalysen nicht alle Informationen über den monatlichen Bedarf vorhanden sind, ist die Grafik als rein schematisch zu verstehen.

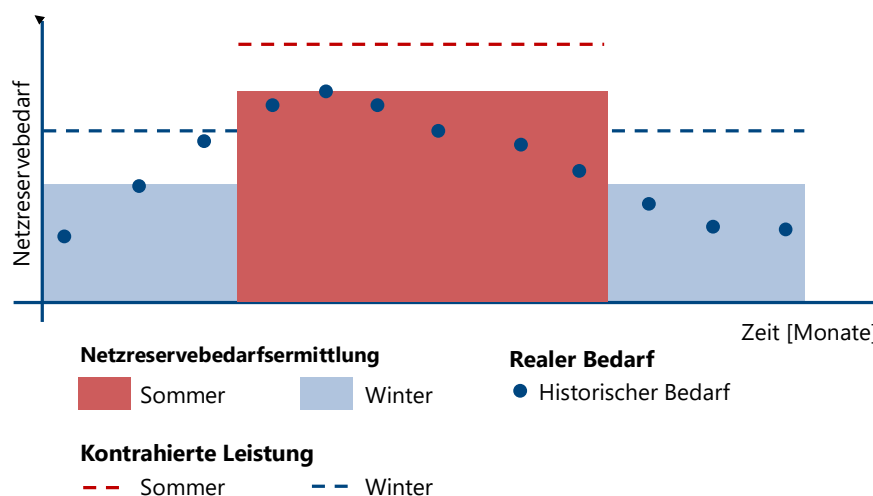


Abbildung 14: Schematische Gegenüberstellung Netzreservebedarfsermittlung und realer Bedarf

Auf Basis dieser Analyse können gezielt ggf. auch erforderliche Anpassungen an z.B. Ausschreibungszeiträumen abgeleitet werden. Hier sind grundsätzlich zwei wesentliche Aspekte abzuwägen. Auf der einen Seite sollte die Ausschreibung nicht zu kleine Zeiträume umfassen. Dies führt zu einem höheren Aufwand bei Ausschreibung und Vergabe sowohl auf der Seite der Anlagenbetreiber als auch beim Regelzonenführer. Auf der anderen Seite führen zu groß Zeitfenster zu einer Überdeckung des Bedarfes. Folglich führt die Abwägung der Aspekte auch nicht zwangsläufig zu einer Änderung der Ausschreibungszeitfenster, wenngleich der Bedarf zunächst monatlich ausgewiesen werden sollte.

Einordnung der Neuregelung der Netzreserveverordnung

Mit der Neuregelung der Netzreserveverordnung sind alle hier empfohlenen Ergänzungen abgedeckt und lassen sich im Rahmen der bestehenden regulatorischen Vorgaben umsetzen. Daher ist eine Anpassung der Verordnung durch die hier empfohlenen Ex-Post-Analysen bzw. deren Vertiefung nicht erforderlich.

Empfehlungen

- Zur Herstellung des Zusammenhangs zwischen dem ermittelten Netzreservebedarf im Rahmen der Systemanalyse, kontrahierte Leistungen und realen Bedarfen im Betrieb sind im Rahmen der Ex-Post-Analyse Kausalitäten her- und darzustellen. Dies betrifft insbesondere die Bereiche Energiewirtschaftliches Umfeld, Meteorologische Bedingungen, Vergleich Eingangsparameter und Netzauslastung.
- Bei der Ausweisung bzw. Gegenüberstellung der Bedarfsbestimmung und der realen Bedarfe sollte eine zeitliche Darstellung erfolgen, die eine anschließende Clusterung von Zeiträumen (aktuell Sommer und Winter) und damit auch den Aspekt der Saisonalität verdeutlicht und nachvollziehbar macht. Es wird eine Ausweisung auf Monatsbasis empfohlen.
- Clusterung kann als Basis für Ausschreibungsbedingungen genutzt werden. Hier gilt es zu beachten, dass zu kurze Zeiträume den Aufwand von Regelzonenführer und Anlagenbetreibern erhöhen und zu große Zeiträume zu einer Bedarfsüberdeckung führen können.
- Mit der zuletzt erfolgten Neuregelung der Netzreserveverordnung sind alle vorgeschlagenen Aspekte bereits verankert und eine Anpassung der Verordnung ist nicht notwendig.

3 Zusammenfassung & Handlungsempfehlungen

Die nachfolgende Tabelle fasst die aus den Untersuchungsfeldern abgeleiteten Empfehlungen zusammen und ordnet ihnen jeweils eine Kurzbegründung zu. Aufgenommen wurden diejenigen Empfehlungen, die eine konkrete Veränderung gegenüber der bisherigen Methodik bewirken oder deren Umsetzung eine aktive methodische oder prozessuale Anpassung durch den Regelzonenführer oder die Regulierungsbehörde erfordert. Empfehlungen, die den bestehenden Ansatz lediglich bestätigen oder deren Wirksamkeit an Voraussetzungen geknüpft ist, die erst mittelfristig eintreten (etwa die Berücksichtigung kurativer Maßnahmen nach operativer Etablierung), sind in den jeweiligen Untersuchungsfeldern dokumentiert, jedoch nicht gesondert in der Übersichtstabelle aufgeführt. Die Empfehlungen adressieren sowohl die Risikoabschätzung (Szenarien, Sensitivitäten, Quantilbildung) als auch die Risikomitigation (Einsatzreihenfolge, betriebliche Freiheitsgrade, Revisionen) und betreffen unterschiedliche Prozessschritte der Systemanalyse von der Eingangsdatenerhebung bis zur Ex-Post-Analyse.

Empfehlung	Begründung
1. Der Basislauf ist als methodisch ausgewogener Referenzrahmen festzulegen, ohne vorweggenommene Kumulation verschärfender Annahmen. Zusätzliche Szenarien, Wetterjahre und sonstige bedarfserhöhende Randbedingungen sind getrennt als Sensitivitäten zu untersuchen	Nur durch eine saubere Trennung von Basislauf und Sensitivitäten lässt sich nachvollziehen, welcher Teil des Versicherungsaspekts im Basislauf und welcher in den Sensitivitäten erfasst wird.
2. Für die vertiefte Analyse sind mehrere kritische Wochen über ein iteratives Verfahren zu ermitteln (höchster EPM-Einsatz, Markierung der Kalenderwoche, Wiederholung aus den verbleibenden NNF), statt nur einzelne kritische Netznutzungsfälle zu betrachten.	Mehrere kritische Wochen decken unterschiedliche strukturelle Belastungssituationen ab und vermeiden eine Verengung auf einzelne Spitzenstunden.
3. Bedarfserhöhende Randbedingungen sind nicht nachgelagert über pauschale Aufschläge, sondern als Sensitivitäten in die Bildung synthetischer NNF oder synthetischer Wochen einzubeziehen.	Nur so werden Auswirkungen auf Netzsituation, Marktergebnis und verfügbare Freiheitsgrade konsistent in der Engpassmanagementsimulation erfasst.
4. Die vollständige Kombinatorik aller Sensitivitäten ist nicht als Regelfall vorzusehen. Es ist eine begrenzte und fachlich begründete Auswahl der Sensitivitätskombinationen anzugeben. Alternativ sind ergänzend Einzelwahrscheinlichkeiten der Sensitivitäten zu melden, damit im Genehmigungsverfahren eine Wahrscheinlichkeitsschwelle festgelegt werden kann.	Unbegrenzte Kombinatorik führt zum Risiko methodisch wenig aussagekräftiger Kumulationen. Die Angabe von Einzelwahrscheinlichkeiten ermöglicht eine transparente Steuerung durch die Regulierungsbehörde.
5. Die Verwendung eines Quantils zur Ableitung des Netzreservebedarfs ist grundsätzlich sachgerecht. Die Festlegung sollte regelbasiert und anhand der tatsächlich betrachteten Fallmenge erfolgen. Dabei ist offenzulegen, welche NNF durch das gewählte Absicherungsniveau abgedeckt werden und welche nicht bedarfsbestimmend eingehen.	Verhindert, dass einzelne modellseitige Extremwerte oder durch nicht abgebildete Freiheitsgrade überzeichnete Ergebnisse unmittelbar bedarfsbestimmend werden. Gleichzeitig wird transparent gemacht, welche kritischen NNF durch das gewählte Absicherungsniveau abgedeckt werden und welche Fälle nicht in die Netzreservedimensionierung eingehen.

6. Soll bereits mit der Eingangsdatenmeldung ein Quantil angegeben werden, ist vorab transparent zu machen, nach welchen Grundsätzen im Genehmigungsprozess mit Änderungen der betrachteten Fallmenge umgegangen wird.	Da die endgültige NNF-Menge bei Eingangsdatenmeldung noch nicht feststeht, bedarf es einer Vorabtransparenz über den Umgang mit Fallmengenänderungen, um eine konsistente Eingangsdatenmeldung zu ermöglichen.
7. Es wird eine Einsatzlogik empfohlen, in der zunächst netztechnische Freiheitsgrade (z. B. PST) berücksichtigt werden.	Netztechnische Freiheitsgrade wie PST wirken unmittelbar auf Leistungsflüsse und verändern nicht den ausgewiesenen Bedarf an flexibler Leistung. Ihre vorrangige Berücksichtigung stellt daher sicher, dass zunächst reguläre netzbetriebliche Maßnahmen genutzt werden, bevor anlagenseitige Flexibilitäten in der EPM-Simulation eingesetzt werden.
8. Zur Stilllegung angemeldete oder für den Betrachtungszeitraum plausibel als nicht marktaktiv anzunehmende Kraftwerke sind in der Einsatzreihenfolge an letzter Stelle einzuordnen.	Sicherstellung, dass Stilllegungskraftwerke nur dann genutzt werden, wenn marktaktive Optionen zur Engpassbehebung nicht ausreichen.
9. Vor einer Begrenzung des PSP-Redispatch-Potenzials sind erweiterte Analysen durchzuführen. Im Fokus stehen Kausalität (z. B. Wettersituationen, Füllstände) und Saisonalität historisch nachweisbarer Begrenzungen sowie deren zeitliche Verknüpfung mit dem Netzreservebedarf. Diese Analyse ist im Rahmen der Ex-Post-Analyse durchzuführen.	Historische Abrufe über 1,5 GW belegen die hohe Relevanz. Eine pauschale Begrenzung ohne Klärung der Ursachen ist methodisch nicht gerechtfertigt.
10. Ergibt sich aus den vertiefenden Analysen ein Bedarf zur Begrenzung des PSP-Redispatch-Potenzials, ist diese als Sensitivität zu berücksichtigen.	Die Berücksichtigung als Sensitivität macht den Versicherungsaspekt bewertbar und erhält die Nachvollziehbarkeit, da die Auswirkung auf den Netzreservebedarf isoliert darstellbar ist.
11. Für die Systemanalyse ist die Vorgabe von im Normalbetrieb zulässigen und betrieblich robusten (Sonder-)Schaltzuständen sachgerecht. Mittelfristig ist die Methodik dahingehend weiterzuentwickeln, dass eine höhere Anzahl von Schaltzuständen heuristisch ermittelt und berücksichtigt werden kann.	Die umfassende Optimierung von Schaltzuständen ist noch nicht Stand der Technik. Ein heuristisches zweistufiges Vorgehen (Ermittlung und Bewertung) ist der gegenwärtig praktikable Weg.
12. Spitzenkappung ist in dem Umfang zu berücksichtigen, in dem sie im Betrachtungszeitraum operativ etabliert ist und für die betroffenen Anlagen tatsächlich wirksam wird.	Die Nichtberücksichtigung operativ wirksamer Spitzenkappung würde den EPM-Bedarf in Stunden hoher gleichzeitiger Einspeisung tendenziell überschätzen.
13. Beschränkbare Netzzugänge sind nicht als beliebig einsetzbarer Freiheitsgrad zu modellieren, sondern entsprechend ihrer tatsächlichen vertraglichen Ausgestaltung abzubilden. Liegen keine hinreichenden Informationen vor, ist zu prüfen, ob sich Engpässe der Netzanbindung des betroffenen Netzkunden zuordnen lassen und in der Praxis durch die vertragliche Beschränkung vermieden würden.	Die modellseitige Abbildung ist komplex (unterschiedliche Vertragsformen, unvollständige Informationslage). Ohne Berücksichtigung treten Engpässe im Modell auf, die in der Praxis vermieden werden.

14. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) ist in dem Umfang zu berücksichtigen, in dem er im Betrachtungszeitraum tatsächlich eingeführt und operativ sichergestellt ist.	Maßgeblich ist der gesichert verfügbare Anwendungsumfang, nicht ein theoretisch erreichbarer.
15. Phasenschiebertransformatoren (PST) sind entsprechend der für die Systemführung im Betrachtungszeitraum vorgesehenen Betriebsweise zu berücksichtigen. Sind PST vorrangig der FBMC-Optimierung zugeordnet, sind ihre Wirkungen in der Marktsimulation abzubilden. Dienen sie dem Engpassmanagement, sind sie in der Netzbetriebssimulation zu berücksichtigen.	PST unterscheiden sich methodisch von marktlichen Maßnahmen, da sie den Lastfluss direkt beeinflussen. Ihre korrekte Zuordnung (Markt- oder Netzbetriebssimulation) ist für konsistente Ergebnisse erforderlich.
16. Revisionen und sonstige Nichtverfügbarkeiten sind methodisch getrennt zu behandeln. Revisionen sollten direkt in der Methodik verankert & im Modell abgebildet werden (z. B. auf Basis von Erfahrungswerten des Regelzonenführers), während sonstige ungeplante Ausfälle weiterhin pauschal aus historischen Werten berücksichtigt werden können.	Die historische Spanne (35,9 bis 61,1 Tage pro Kraftwerk und Jahr) führt je nach Annahme zu Bedarfserhöhungen zwischen ca. 24 % und ca. 50 %. Ein pauschaler Zuschlag bildet diese Variation und die tatsächliche Revisionsplanung nicht adäquat ab.
17. Für Netzreserveanbieter sollte geprüft werden, ob die im Angebotsverfahren gemeldeten realen Revisionsfenster in der finalen Beschaffungsentscheidung berücksichtigt werden können.	Werden konkrete Revisionsfenster bereits bei der Kontrahierung berücksichtigt, kann ein zusätzlicher pauschaler Revisionsaufschlag reduziert oder vermieden werden.
18. Im Rahmen der Ex-Post-Analyse sind Abweichungen zwischen den Revisionsannahmen der Systemanalyse und den tatsächlichen Revisionszeiträumen auszuwerten und für zukünftige Systemanalysen zu berücksichtigen.	Rückkopplung zwischen Annahmen und Realität ist Voraussetzung für eine kontinuierliche Verbesserung der Revisionsmodellierung.
19. Die Struktur der Ex-Post-Analyse ist einheitlich zu halten, um Veränderungen über die Jahre nachzuvollziehen und Trends zu identifizieren.	Nur eine konsistente Struktur ermöglicht den Vergleich über mehrere Zyklen hinweg.
20. Neben den Erkenntnissen des jeweils vergangenen Zyklus sind auch Veränderungen über die Jahre hinweg zu berücksichtigen. Eine Erweiterung der Netzreserveverordnung ist in diesem Punkt zu prüfen.	Trends lassen sich nur über Mehrjahresvergleiche verlässlich erkennen. Die aktuelle Verordnung fokussiert auf den jeweils letzten Analysezeitraum.
21. Je nach Erkenntnis aus der Ex-Post-Analyse ist zu entscheiden, ob eine Anpassung der Methodik im Basislauf (bei begründeten und zwingenden Änderungen) oder als Sensitivität (zur besseren Bewertbarkeit des Versicherungsaspekts) erfolgt.	Nicht jede Erkenntnis der Ex-Post-Analyse rechtfertigt eine Änderung des Basislaufs. Die Unterscheidung zwischen Basislauf-Anpassung und Sensitivität erhält die methodische Klarheit.
22. In allen Analysedimensionen der Ex-Post-Analyse (energiewirtschaftliches Umfeld, meteorologische Bedingungen, Eingangsparameter, Netzauslastung) sind Kausalitäten zwischen den Annahmen der Systemanalyse, der kontrahierten Leistung und dem realen Abruf herzustellen & darzustellen.	Ohne kausale Verknüpfung bleibt unklar, ob z. B. prognostizierte Niedrigwassersituationen tatsächlich bedarfsrelevant waren oder ob Bedarfsspitzen aus anderen Ursachen resultierten.

23. Bei der Gegenüberstellung von ermitteltem und realem Bedarf ist eine Ausweisung auf Monatsbasis vorzunehmen. Auf dieser Basis ist eine nachvollziehbare Gruppierung von Zeiträumen abzuleiten. Die Gruppierung von Zeiträumen kann als Basis für die Ausschreibungsbedingungen genutzt werden, wobei kurze Intervalle den Aufwand bei Ausschreibung und Vergabe erhöhen und zu große Zeiträume zu Bedarfsüberdeckung führen.	Die monatliche Auflösung macht die Saisonalität des Bedarfs sichtbar und ermöglicht eine fundierte Bewertung, ob eine Anpassung der Ausschreibungszeiträume geboten wäre. Die Abwägung zwischen Granularität und Praktikabilität der Ausschreibungszeiträume setzt eine transparente Datenbasis zur Saisonalität voraus.
--	--

Zur Priorisierung der Empfehlungen ordnet die nachfolgende Abbildung 15 die Untersuchungsfelder entlang zweier Dimensionen ein: der erwarteten Wirkung auf den ermittelten Netzreservebedarf bzw. die methodische Qualität der Systemanalyse (Priorität/Wirkung) und dem mit der Umsetzung verbundenen Aufwand (Aufwand/Komplexität). Die Dimension Aufwand/Komplexität ist dabei nicht ausschließlich als Modellierungsaufwand zu verstehen. Sie umfasst je nach Empfehlung unterschiedliche Aufwandstreiber: methodische Entwicklungsarbeit und Modellierungsaufwand beim Regelzonenführer, Abstimmungsbedarf zwischen Regelzonenführer und Regulierungsbehörde im Genehmigungsprozess, erforderliche Datenerhebungen und Analysen als Voraussetzung für eine fundierte Umsetzung sowie gegebenenfalls regulatorische Anpassungen. Die Einordnung erfolgt in vier Quadranten. Empfehlungen innerhalb eines Quadranten sind hinsichtlich der beiden Dimensionen als gleichwertig zu betrachten und nicht untereinander abgestuft.

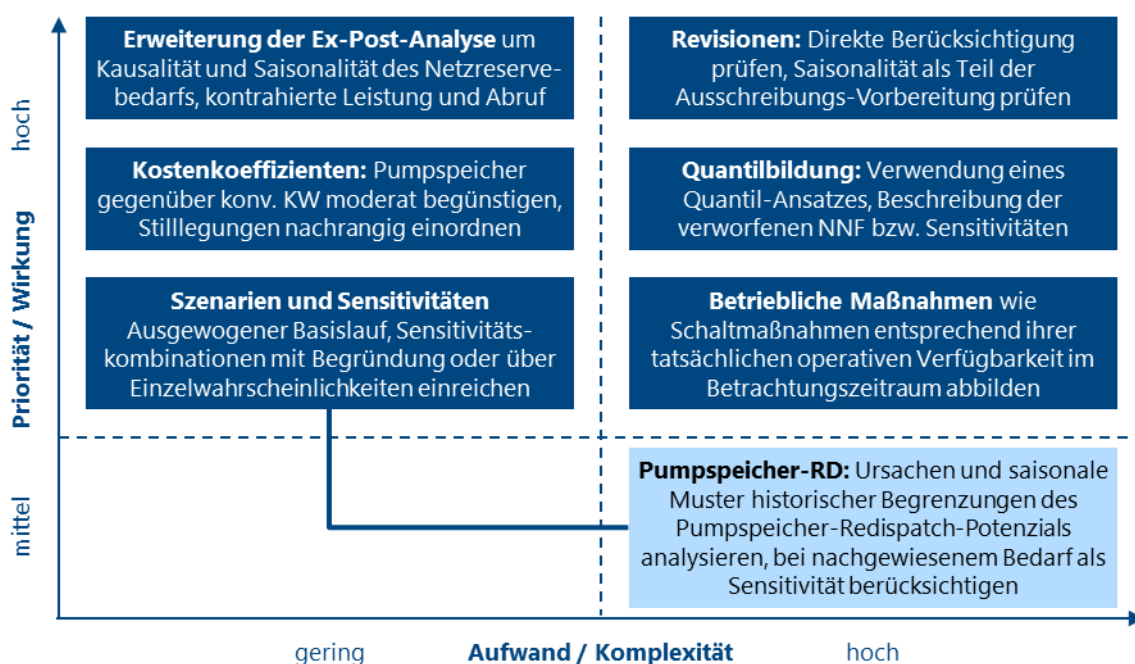


Abbildung 15: Einordnung zentraler Empfehlungen nach Priorität/Wirkung und Aufwand/Komplexität

Im Quadranten hoher Wirkung bei geringer Komplexität finden sich die Erweiterung der Ex-Post-Analyse um Kausalitäts- und Saisonalitätsdarstellungen, die Anpassung der Kostenkoeffizienten und Einsatzreihenfolge sowie die Festlegung eines ausgewogenen Basislaufs mit begründeten Sensitivitätskombinationen oder über Einzelwahrscheinlichkeiten. Diese Empfehlungen bieten einen unmittelbaren Hebel zur Verbesserung der methodischen Belastbarkeit und Transparenz und sollten vorrangig adressiert werden. Im Quadranten hoher Wirkung bei hoher Komplexität sind die direkte Berücksichtigung von Revisionen in der Methodik, die regelbasierte Quantilbildung mit Offenlegung der ausgeschlossenen Netzsituationen sowie die Abbildung betrieblicher Maßnahmen entsprechend ihrer tatsächlichen operativen Verfügbarkeit verortet. Diese Felder erfordern einen höheren Umsetzungsaufwand, sind jedoch für die methodische Robustheit der Bedarfsermittlung von

zentraler Bedeutung. Im Quadranten mittlerer Wirkung bei hoher Komplexität stehen die erweiterten Analysen zum Redispatch-Potenzial aus Pumpspeichern. Hier ist die unmittelbare Wirkung auf den Netzreservebedarf zunächst begrenzt, da vor einer etwaigen Begrenzung des PSP-Potenzials die Analyseergebnisse abzuwarten sind.

