

Echtzeit-Engpassmanagement zur Flexibilisierung der Systemführung

Charlotte Biele, Martin Lindner, Christian Rehtanz

le³/TU Dortmund, Martin-Schmeißer-Weg 12, 44227 Dortmund, Tel.: 0231/7556752,
Charlotte.Biele@tu-dortmund.de

Kurzfassung: Die fortschreitende Integration echtzeitnah agierender Flexibilitäten, wie Batteriespeicher, stellt die Systemführung elektrischer Netze vor neue Herausforderungen. Durch die zeitliche Diskrepanz zwischen dem Engpassmanagementprozess und dem Echtzeitbetrieb kommt es so zu Grenzwertverletzungen. In dieser Arbeit wird ein Konzept für ein Echtzeit-Engpassmanagement vorgestellt, das vorhandene netzseitige Flexibilitäten nutzt, um Grenzwertverletzungen kurzfristig zu beheben. Die Methodik wird in einem angepassten RTS-GMLC-Testnetz untersucht und hinsichtlich ihrer Wirksamkeit bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass das Echtzeit-Engpassmanagement die Grenzwertverletzungen effektiv reduzieren kann.

Keywords: Systemführung, kuratives Engpassmanagement, Echtzeit-Engpassmanagement, TATL

1 Einleitung und Motivation

Die zunehmende Flexibilisierung von Einspeisung und Verbrauch ist eine wachsende Herausforderung für die Systemführung elektrischer Netze. Dabei entsteht ein Spannungsfeld zwischen der Notwendigkeit, neue Anforderungen zeitnah in Systemführungsprozesse zu integrieren, und dem erheblichen Aufwand, bestehende Prozesse anzupassen oder neue Werkzeuge zu implementieren. Besonders prägend ist derzeit die Integration kurzfristig agierender Flexibilitätsoptionen, allen voran Batteriespeicher. Ohne eine marktlich angereizte, systemdienliche Fahrweise steigt dadurch die Bedeutung des Engpassmanagements der Netzbetreiber. Folgend wird dieses Problem genauer beschrieben und anhand eines Testnetzes quantifiziert. Abschließend wird das Echtzeit-Engpassmanagement als Lösungsmethodik vorgestellt. Dieses fokussiert sich in dieser Publikation auf die Bestimmung der Maßnahmen, jedoch nicht auf deren physikalischen Abruf.

Der Speicherzubau ist derzeit besonders attraktiv: hohe Erlöspotenziale im kurzfristigen Stromhandel und eine bis 2029 geltende Befreiung von Netzentgelten [1] führen zu einem gestiegenen Interesse an neuen Speicherprojekten und dadurch massiv steigenden Netzanschlussanfragen. Auch wenn nicht alle Anfragen realisiert werden, steigt der Bedarf deutlich. Für den Szenariorahmen des NEP 2037, Szenario B [3] werden 127 GW Batteriespeicher angenommen, gegenüber 11,6 GW im Jahr 2024.

Dieser dynamischen Entwicklung stehen die heutigen Prozesse des Engpassmanagements (EPM) gegenüber. Der Redispatch-Ermittlungsserver (RES) berechnet auf Basis von Last- und

Einspeiseprognosen zentral die Maßnahmen zur Sicherstellung des (N-1)-sicheren Betriebs, jedoch aktuell nur drei Mal täglich. Selbst eine Erhöhung dieser Frequenz wäre nur begrenzt möglich, da die Rechenzeiten eine innerstündliche Aktualisierung verhindern. Angesichts des erwarteten Zuwachses an Einheiten, deren Fahrweise bis kurz vorm Erfüllungszeitpunkt flexibel angepasst werden kann, entsteht hierbei eine potentiell gefährliche Abweichung zwischen den prognostizierten Netzsituationen der EPM-Prozesse und Realisierung in Echtzeit.

2 Engpassmanagement

Um herauszuarbeiten, wie es zu der in Kapitel 1 beschriebenen Problematik kommen kann, wird zunächst der deutsche Engpassmanagementprozess und dessen aktuellen Entwicklungen beleuchtet.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit gilt im Übertragungsnetz der Grundsatz der (N-1)-Sicherheit [4]. Dadurch soll sichergestellt werden, dass es auch beim Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels nicht zu Grenzwertverletzungen oder gar Versorgungsunterbrechungen kommt [4]. Um das EPM als Teil des Netzbetriebs zu verstehen, wird dieser kurz anhand von Abbildung 1 beschrieben.

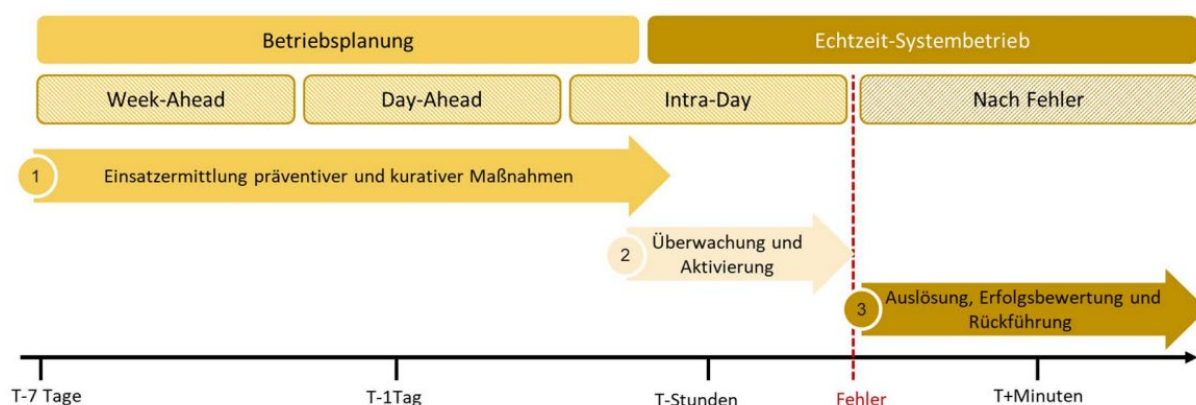


Abbildung 1: Der InnoSys-Systemführungsprozess [5]

Im Rahmen der Betriebsplanung erfolgt die Einsatzplanung für das EPM. Dabei werden die, durch den Markt festgelegte Kraftwerkseinsatzplanung, sowie Last- und Einspeiseprognosen genutzt, um den zukünftigen (N-1)-sicheren Betrieb zu planen. Durch die Prognose des Lastflusses, kann bestimmt werden, wann Maßnahmen notwendig sind um die (N-1)-Sicherheit des Netzes zu gewährleisten. Beginnend mit einer Woche vor dem Betrieb, bis zu wenigen Stunden vorher, werden diese Berechnungen wiederholt und zunehmend exaktere Ergebnisse für die Echtzeit zu erhalten. [4]

Der Nachteil bei dieser Vorgehensweise ist, dass viele bereits kostenintensive engpassbehebende Maßnahmen vorbereitet werden, deren Notwendigkeit zur Sicherstellung der (N-1)-Sicherheit jedoch zum Bestellzeitpunkt innerhalb des Engpassmanagementprozesses keinesfalls gesichert ist. Aufgrund dessen wurde in [6] ein Konzept für den Einsatz des kurativen EPM in Deutschland entwickelt. Dabei ist der Grundgedanke, dass notwendige Maßnahmen für etwaige (N-1)-Fälle in der Betriebsplanung zwar bestimmt werden, aber nur ausgelöst werden, wenn es wirklich zu dem entsprechenden

Ausfall kommt. Jedoch findet auch das kurative EPM aufgrund der Prognoseungenauigkeiten unter Unsicherheit statt, sodass Sicherheitsmargen eingeplant werden müssen, die über die reine Deckung der (N-1)-Sicherheit hinausgehen. [4–6]

Um eine sichere Nutzung vorhandener Freiheitsgrade für das EPM in Echtzeit sicherzustellen, ist es notwendig zu überprüfen, ob die Netzinfrastruktur die Zeit bis zur Wirkung der Maßnahmen überstehen kann ohne Schaden zu nehmen. Zu diesem Zweck wurden in [7] Permanent Admissible Transmission Loading (PATL) und Temporary Admissible Transmission Loading (TATL) definiert. Dabei existieren verschiedene Möglichkeiten zur Berechnung. Meist werden Berechnungsverfahren genutzt, die auf thermischen Leiterseilmodellen aus [8] oder [9] basieren. Das für diese Arbeit genutzte Berechnungsverfahren wird in [10] vorgestellt. Abhängig vom Anwendungsszenario kann entweder der TATL-Strom I_{TATL} für eine definierte Dauer berechnet werden, oder aber die Zeit bis eine Freileitung bei einer gegebenen Vorbelastung und einem resultierenden Nachfehlerstrom überhitzt; die thermische Reserve t_{tr} .

$$g(I_{TATL}) = \vartheta(I_{TATL}, t = t_{TATL}) - \vartheta_{max} = 0$$

$$h(t_{tr}) = \vartheta(I = I_{postfault}, t_{tr}) - \vartheta_{max} = 0$$

Beide Berechnungsmöglichkeiten werden in [10] vorgestellt. ϑ steht hier für die Leitungstemperatur und sowohl bei h , als auch für g ist eine Nullstellenbestimmung für die nichtlineare Wärmebilanzgleichung notwendig.

Unabhängig davon, ob klassisch präventiv oder kurativ agiert wird, werden die deutschlandweiten Berechnungen zur Planung der EPM-Maßnahmen zentral drei Mal täglich durch den RES durchgeführt. Dadurch ist es den vier ÜNB in Deutschland aktuell nicht möglich echtzeitnah an veränderte Netzsituationen angepasste Redispatchoptimierungen durchzuführen. Abweichungen von den EPM-Maßnahmen der Betriebsplanung werden manuell durch Betriebspersonal festgelegt. [4] Um die Lücke zwischen der zentralen EPM-Berechnung durch den RES und der wachsenden Anzahl an echtzeitnah agierenden Flexibilitäten zu schließen wird folgend ergänzend das Echtzeit-EPM vorgestellt.

3 Methodik

Nachdem die grundlegende Problematik erörtert und die Funktionsweise des aktuellen EPM-Prozesses erläutert wurde, wird folgend das Echtzeit-EPM als ein möglicher Lösungsansatz vorgestellt. Zudem wird das RTS-GMLC [2] als Testnetz eingeführt und die notwendigen Anpassungen zur Einbettung des Echtzeit-EPM ausgeführt.

3.1 Echtzeit-Engpassmanagement

Wie in Abschnitt 2 erläutert, ist die Kernaufgabe des EPM-Prozesses im deutschen Netz die Einhaltung des (N-1)-Kriteriums. Durch die historische Entwicklung des Netzes, der Systemführung und des Strommarktes hat sich dadurch ein präventiv geprägtes Handlungsschema in Bezug auf das EPM entwickelt. Dabei werden die Engpässe, die in der Betriebsplanung durch die Entkopplung von Markt und Netz entstehen, gleichzeitig mit möglichen Ausfällen im Echtzeitbetrieb betrachtet.

Dem gegenüber steht der Ansatz des Echtzeit-EPM. Grundidee ist es, vorhandene Netzflexibilitäten schnell und möglichst effektiv zu nutzen, um bereits vorliegenden Grenzwertverletzungen in Echtzeit entgegenzuwirken. Die erste Idee für das Konzept wurde bereits im Rahmen des Projekts InnoSys 2030 [6] entwickelt. Dort wurde es primär als Redundanzkonzept für ausfallende kurative Maßnahmen vorgestellt. Weitere Anwendungsfelder, insbesondere für die Nutzung von Speichern im Echtzeit-EPM, wurden in [11] entwickelt.

In diesem Paper soll überprüft werden, inwiefern sich das Konzept eignet, um Engpässe durch echtzeitnah agierende Flexibilitäten aufzulösen. Dabei ist es nicht das Ziel exakt quantitative übertragbare Ergebnisse zu erhalten, oder ein fertiges Einsatzkonzept für die operative Systemführung zu erstellen. Vielmehr soll geprüft werden, ob es möglich ist mit vorhandenen Flexibilitäten schnell und sicher überlastete Netzinfrastruktur zu entlasten. Als Flexibilitäten werden hier Hochspannungsgleichstromübertragungs (HGÜ) - Leitungen und Phasenschiebertransformatoren (PST) betrachtet.

Wie eine Priorisierung möglicher EPM-Maßnahmen in Echtzeit geschieht, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Je nach Netzgröße und Anzahl möglicher Maßnahmen kann etwa eine OPF-basierte Optimierung oder ein heuristischer Ansatz genutzt werden. Für dieses Szenario wurde eine einfache transparente Heuristik zur Maßnahmenbestimmung gewählt. Das heuristische Vorgehen ist in Abbildung 2 dargestellt.

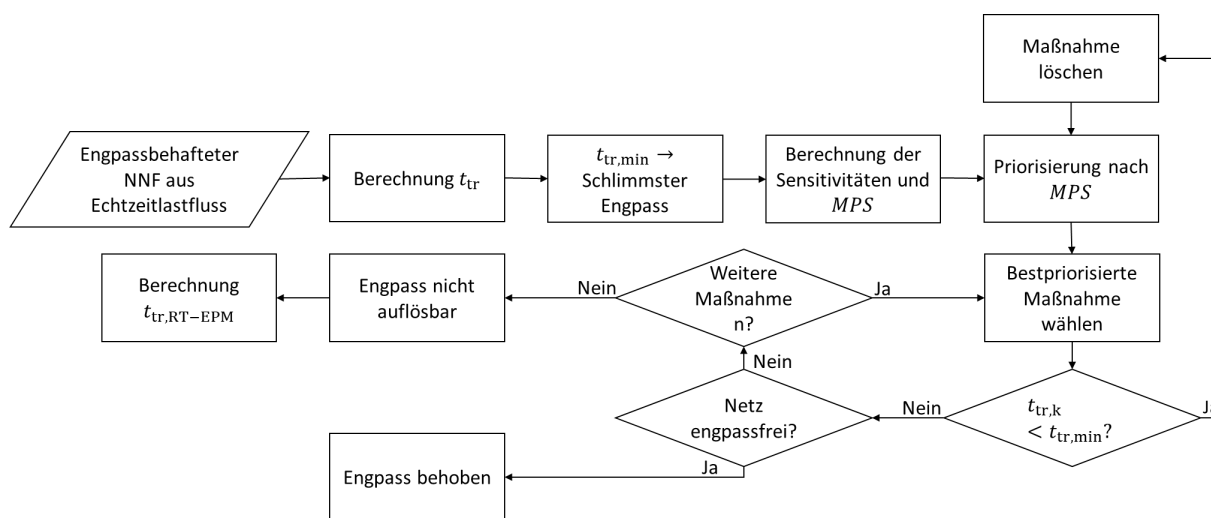


Abbildung 2: Funktionsweise des Echtzeit-EPM

Hauptziel der Heuristik ist es vorhandene Engpässe aufzulösen. Ist dies nicht möglich, so soll immerhin die thermische Reserve erhöht werden. Im ersten Schritt werden alle engpassbehafteten Netznutzungsfälle (NNF) aus dem Ergebnis der Echtzeitsimulation herausgefiltert. Für diese wird t_{tr} für alle überlasteten Leitung wie folgt bestimmt:

$$t_{tr} = \min\{t \geq 0 : \vartheta(I = I_{\text{postfault}}, t) = \vartheta_{\text{max}}\}$$

t_{tr} ist somit der erste Zeitpunkt für den die aktuelle Leitertemperatur ϑ , bei Stromfluss des Fehlerstroms $I_{\text{postfault}}$, die maximal zulässige Leitertemperatur ϑ_{max} erreicht. Die Leitung mit der geringsten thermischen Reserve $t_{tr,\text{min}}$ wird als schlimmster Engpass definiert, sodass die Priorisierung der Maßnahmen zunächst auf diese Leitung ℓ ausgelegt wird.

Entscheidend für die Priorisierung ist dabei der Maximum Power Shift (MPS), dieser gibt an, wie viel Leistung eine bestimmte Maßnahme auf einer bestimmten Leitung verschieben kann. Dazu müssen im ersten Schritt die Sensitivitäten s der möglichen Maßnahmen auf die priorisierte Leitung ℓ bestimmt werden. Dies geschieht auf Basis des Power Transfer Distribution Factor PTDF. Für PST zwischen den Knoten f und t ergibt sich:

$$s_{\ell}^{PST} = (PTDF_{\ell,f} - PTDF_{\ell,t}) * \left(\frac{baseMVA}{X_{ft}} \right)$$

Wobei X_{ft} für die Reaktanz des PST-Zweiges steht und baseMVA die Bezugsleistung des Netzes ist.

Für HGÜ-Leitungen zwischen den Knoten f und t gilt:

$$s_{\ell}^{HGÜ} = PTDF_{\ell,f} - PTDF_{\ell,t}$$

Der MPS für die k -te Maßnahme kann anschließend mit

$$MPS^{+} = s_{\ell,k} * \delta_{\max}^{+}$$

$$MPS^{-} = s_{\ell,k} * \delta_{\max}^{-}$$

berechnet werden. Dabei gibt δ_{\max}^{+} den aktuellen maximalen positiven Stellbereich der betrachteten Maßnahme an und δ_{\max}^{-} den negativen. Für die PST wird $\delta_{\max}^{+/-}$ in ° Phasenverschiebung angegeben und für die HGÜ-Leitungen in MW.

Die Maßnahme k mit dem maximalen MPS auf die priorisierte Leitung wird ausgewählt. Anschließend wird $t_{tr,k}$ bestimmt. Nimmt t_{tr} des Netzes durch die Maßnahme nicht ab, wird diese ausgelöst und anschließend überprüft, ob weitere Maßnahmen notwendig sind. Sinkt t_{tr} jedoch, wird die Maßnahme gelöscht und die nächste überprüft. Dadurch wird verhindert, dass Engpässe zwischen verschiedenen Leitungen hin und her verschoben werden.

Existieren keine einsetzbaren Maßnahmen mehr und der Engpass wurde noch nicht behoben, so ist das Echtzeit-EPM abgeschlossen. Abschließend wird in diesem Fall zum Vergleich der Wirksamkeit des Echtzeit-EPM $t_{tr,RT-EPM}$ bestimmt. Es wird also die thermische Reserve vor- und nach Einsatz des Echtzeit-EPM verglichen. Ist diese gestiegen so wurde der Engpass abgeschwächt und so zusätzliche Zeit für weiterführende Maßnahmen generiert. Sind keine weiteren Maßnahmen notwendig, da der Engpass behoben wurde, dann ist das Echtzeit-EPM ebenfalls abgeschlossen. Da es in diesem Fall keine Engpässe mehr gibt, ist keine erneute Bestimmung von t_{tr} notwendig.

3.2 Umsetzung im RTS-GMLC-Testnetz

Die Einbindung des Echtzeit-EPM in den existierenden Engpassmanagementprozess hängt vom Einsatzszenario und weiteren Rahmenbedingungen ab. Da sie nicht der Fokus dieses Paper sind, werden hier Vereinfachungen getroffen, um mit Hilfe eines Testnetzes effizient und schnell aussagekräftige Ergebnisse erzeugen zu können. Als Testnetz wurde das RTS-GMLC [2, 12] ausgewählt, welches in Abbildung 3 dargestellt ist.

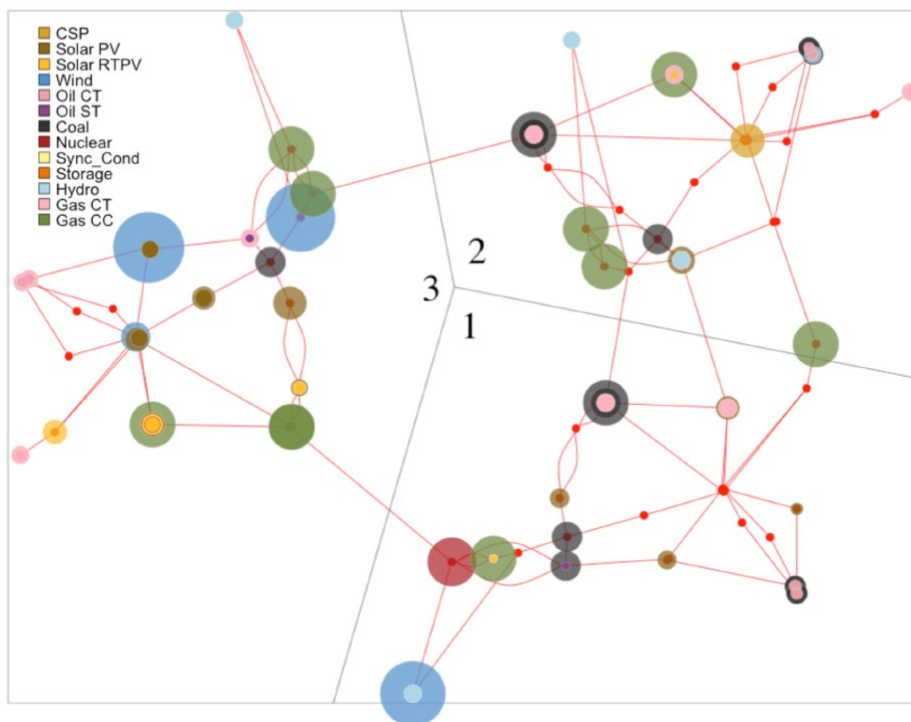


Abbildung 3: RTS-GMLC, aus [2]

Dieses IEEE-Testnetz, wurde erstmalig 1979 entwickelt [13] und 1996 dann auf die heutige drei Zonen Struktur angepasst [14]. 2019 wurde in [2] ein Ansatz entwickelt, um das bestehende Netzmodell an die sich verändernde Erzeugungsstruktur anzupassen. Es bietet mit seinen 73 Knoten und 120 Zweigen eine gute Größe, um die Effektivität von EPM-Maßnahmen effizient bewerten zu können. Dadurch, dass das Netz in drei verschiedene Zonen mit verschiedenen Wetterbedingungen unterteilt ist, bietet es zudem eine gute Basis um Ergebnisse auf das deutsche Übertragungsnetz übertragen zu können. Das Netz ist unter [12] verfügbar und beinhaltet einen vollständigen Datensatz mit Last- und Erzeugungszeitreihen. Um das Testnetz näher an das deutsche Übertragungsnetz anzupassen, wurden zunächst einige Anpassungen durchgeführt.

3.2.1 Einbindung eines Tools für die Berechnung von thermischen Freileitungsgrenzwerten

Als Basis für die Bestimmung von Echtzeit-EPM-Maßnahmen, ist es notwendig t_{tr} im Engpassfall bestimmen zu können. Zu diesem Zweck wird das in [10] vorgestellte und in [15] abrufbare Tool für die Berechnung transients thermischer Grenzwerte in das Referenznetz integriert. Für Berechnungen mit diesem Tool werden erweiterte Freileitungsparameter benötigt. Dazu werden die Freileitungen auf Basis ihres Widerstandsbelages deutschen Standardfreileitungen aus [16] zugeordnet. Für die Festlegung der Leiterbündel, wird sich

dabei an dem Vorgehen aus [17] orientiert. So kann erreicht werden, dass die Widerstände der Leitungen um maximal 4% abweichen. Zur Verwendung des TATL-Tools müssen dem Netz auch Wetterdaten zugeordnet werden. Diese werden auf Basis der Längen- und Breitengrade für das Referenzjahr zugeordnet. Anschließend werden um die einzelnen Leitungen geometrische Rechtecke gelegt, und aus diesen jeweils die Worst-Case-Wetterbedingungen ausgewählt (Windgeschwindigkeit: $V_{w,\min}$, Umgebungstemperatur: ϑ_{\max} und Globalstrahlung: $Q_{SE,\max}$). Da die Windrichtung schwierig genau zu bestimmen ist, wird sie, außer bei sehr niedrigen Windstärken, wie üblich konstant mit 30° angenommen, um die Kapazität nicht zu überschätzen. Um die Implementierung zu validieren, wird die thermische Reserve für alle Freileitungen im nicht überlasteten Zustand bestimmt. Gibt es keine Engpässe, so kann der aktuelle Lastfluss auf allen Leitungen beliebig lange beibehalten werden. Die erwartete thermische Reserve beläuft sich für dieses Szenario somit auf $t_{tr} = \infty$, was durch die Simulationsergebnisse bestätigt wurde. Das TATL-Tool wird zudem auch für die Integration des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) in das Testnetz genutzt. So wird der PATL anstelle eines festen Grenzstroms genutzt, um die Freileitungen bei günstigen Witterungsbedingungen höher auslasten zu können.

3.2.2 Anpassung der Last- und Erzeugungszeitreihen

Im nächsten Schritt wird ein passendes Testszenario für die folgende Simulation festgelegt. Als Basis dazu dient das Szenario B aus dem Szenariorahmen des NEP 2037 V25 [3]. Um das RTS-GMLC möglichst repräsentativ zu diesem Szenario des deutschen Netzes zu gestalten, müssen weitere Anpassungen durchgeführt werden. Die Anpassung wird mit Hilfe des jährlichen Stromverbrauchs als vergleichende Größe durchgeführt. Dazu wird der prozentuale Lastzuwachs des deutschen Netzes mithilfe des Wachstumsfaktors γP_L berechnet.

$$\gamma P_L = \frac{P_L(2037)}{P_L(2024)} \times 100$$

Dieser ergibt sich zu 206% und wird auf das RTS-GMLC übertragen, sodass sich die in Tabelle 1 abgebildeten Ergebnisse ergeben.

Tabelle 1: Energieverbrauch [TWh] im deutschen Netz und im Referenznetz [3]

	Referenzjahr	2037
Deutschland	464,4	956,7
RTS-GMLC	37,6	77,5

Auf derselben Basis werden die Last- und Erzeugungszeitreihen angepasst. Für die Lastzeitreihen werden dafür alle Lasten ebenfalls mit γP_L multipliziert, sodass die ursprüngliche Lastverteilung erhalten bleibt. Für die Anpassung der Erzeugungszeitreihen ist ein zusätzlicher Schritt notwendig. So ist es das Ziel, einerseits das Verhältnis zwischen konventioneller und erneuerbarer Erzeugung aus dem NEP zu übernehmen und andererseits das gleiche Verhältnis von installierter Leistung der Erzeugungseinheiten zum Stromverbrauch zu erhalten. So soll die Belastung der Netzinfrastruktur möglichst übertragbar gestaltet werden. Bei einer durchschnittlichen Last von 109,2 GW ergibt sich für 2037 ein Verhältnis

von $P_{G,EE}$ zur durchschnittlichen Last von 522% und von $P_{G,Konv}$ zur durchschnittlichen Last von 70%. Bei einer durchschnittlichen Last von 8,9 GW im RTS-GMLC ergeben sich somit installierte Erzeugungskapazitäten $P_{G,EE} = 46,24$ GW und $P_{G,Konv} = 6,2$ GW. Um die Kapazitäten auf die einzelnen Generatoren aufzuteilen, werden die ursprünglichen installierten Leistungen an den einzelnen Standorten mit den jeweiligen Faktoren multipliziert. Um das Netz weiter analog zum Szenario zu gestalten, wird zudem das vorhandene Atomkraftwerk für das Zieljahr abgeschaltet.

3.2.3 Anpassung der Netzinfrastruktur

Da die Last- und Erzeugungsinfrastruktur nun an das Zieljahr angepasst wurde, die Netzinfrastruktur jedoch nicht, ergeben sich folglich Engpässe bei der Übertragung. Für diese Veröffentlichung ist es jedoch nicht das Ziel den Netzausbauzustand des deutschen Netzes für das Zieljahr exakt auf das Testnetz zu übertragen. In folgenden Betrachtungen könnte dies eine sinnvolle Weiterentwicklung darstellen. Hier soll sich hingegen darauf konzentriert werden, zu betrachten, wie sich echtzeitnah agierende Flexibilitäten auf die Netzsituation auswirken und ob das Echtzeit-Engpassmanagement generell ein geeignetes Instrument darstellt, um diesem Verhalten entgegenzuwirken. Das Ziel bei der Anpassung ist, ein vergleichbares Szenario zu erhalten, was die Verhältnisse zwischen Last, Erzeugung und Speichern angeht. Nichtsdestotrotz werden einige Netzverstärkungen durchgeführt, um mehr lösbare Fälle im OPF und Handlungsspielraum für den Echtzeitbetrieb zu erhalten. Insgesamt werden drei Anpassungen durchgeführt. Eine bestehende HGÜ-Leitung zwischen den Knoten 113 und 116 wird von 100MVA auf 500MVA angepasst. Zudem werden die zonenkoppelnden Leitungen 41, 118 und 119 dupliziert, um mehr Leistungsfluss zwischen den Zonen zu ermöglichen. Mit diesen Maßnahmen kann ein OPF-Jahreslauf durchgeführt werden, welcher in 85% der Stunden lösbar ist. Für die betrachtete Fragestellung wird dies als ausreichend eingeordnet.

Um Handlungsspielraum für die Echtzeitmaßnahmen zu ermöglichen werden zudem noch zwei PST im Netz platziert. Zur Platzierung werden die fünf Leitungen, die im Jahreslauf am häufigsten überlastet sind betrachtet. Dabei werden die Sensitivitäten bei allen möglichen PST-Standorten auf diese Leitungen verglichen. Schließlich werden die beiden Standorte gewählt, die eine möglichst hohe Sensitivität auf mindestens eine dieser Leitungen haben ohne beim Einsatz andere dieser Leitungen zusätzlich zu überlasten. Somit wird ein PST zwischen den Knoten 119 und 112 und einer zwischen 216 und 219 platziert.

4 Ergebnisse

Auf Grundlage des angepassten Testnetzes werden im Folgenden die Simulationen durchgeführt. Dabei stehen zwei Fragestellungen im Fokus: einerseits die Auswirkung der Speicherintegration auf den Netzbetrieb und andererseits die Eignung des Echtzeit-EPM, um dieser Problematik entgegenzuwirken.

4.1 Auswirkung der integrierten Speicher auf den Netzbetrieb

Zur Beurteilung der Auswirkungen der Speicher auf den echtzeitnahen Netzbetrieb werden zwei verschiedene Szenarien miteinander verglichen. Das allgemeine Vorgehen ist in Abbildung 4 dargestellt. Im ersten Schritt werden die Eingangsdaten anhand der gewählten

Szenarioparameter erstellt. Auf dieser Grundlage wird anschließend ein OPF-Jahreslauf mit Prognosezeitreihen von acht Stunden vor Echtzeit simuliert. Die Last- und Erzeugungszeitreihen stammen dabei aus dem Datensatz des RTS-GMLC. Dieser liefert Day-Ahead und Echtzeitdaten, sodass die acht Stunden Prognosedaten interpoliert werden.

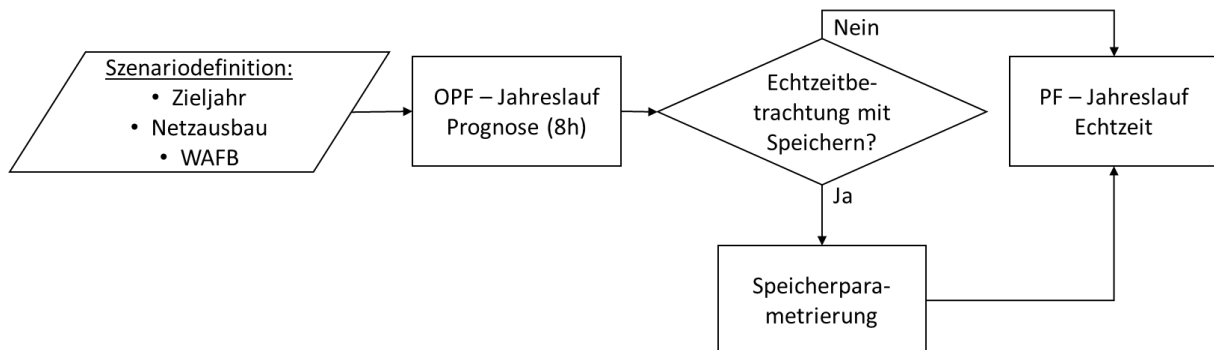


Abbildung 4: Ablauf der Simulation zur Analyse der Speicherauswirkungen

Danach kann entschieden werden, ob die darauf basierenden echtzeitnahen Betrachtungen mit oder ohne Netzintegration von Speichern durchgeführt werden sollen. Für die lösbaren NNF des OPF-Jahreslaufs wird anschließend ein Power Flow (PF)-Jahreslauf durchgeführt. Dabei stammen die Betriebspunkte der Generatoren und der HGÜ-Leitung aus dem OPF-Prognoselauf. Lediglich die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) wird angepasst, falls weniger Leistung zur Verfügung steht als prognostiziert. Für die Lasten werden hingegen Echtzeit-Zeitreihen verwendet. Auf diese Weise soll der heutige Ablauf der zentralen Optimierung durch den RES nachgebildet werden, welche bis zu acht Stunden vor Echtzeit stattfinden kann.

Für die Parametrierung der Speicher wird erneut auf den Szenariorahmen des NEP [3] zurückgegriffen. Wie auch bei der Festlegung der Erzeugungszeitreihen wird das Verhältnis zwischen installierter Leistung und durchschnittlicher Netzlast genutzt. Die daraus resultierenden Werte sind in Tabelle 2 dargestellt. Der Energiegehalt wird so gewählt, dass die Speicher ihre installierte Leistung für eine Stunde bereitstellen können.

Tabelle 2: Leistung der installierten Speicher [GW] [3]

	Kleinbatteriespeicher	Großbatteriespeicher
Deutschland	59,5	67,6
RTS-GMLC	4,82	5,47

Bevor die Simulation gestartet werden kann, müssen die Speicherkapazitäten im Netz verteilt werden. Die Großbatteriespeicher werden in Nähe zu den EE-Erzeugern platziert. Die Kapazitätszuordnung erfolgt dabei proportional zur installierten Leistung der entsprechenden Erzeugungseinrichtung. Die Kleinbatteriespeicher hingegen werden verbrauchsnahe platziert: Alle Verbrauchsknoten werden ausgewählt und die Kapazität proportional zum jährlichen Verbrauch aufgeteilt.

Im letzten Schritt gilt es noch das Verhalten der Speicher zu parametrieren. Da im Rahmen dieser Veröffentlichung keine Marktsimulation durchgeführt wird, können sich die Speicherbetriebsweisen nicht realen Marktdaten orientieren. Zwar enthalten die

Erzeugungszeitreihen des RTS-GMLC Preisinformationen für verschiedene Kraftwerke, diese sind jedoch nicht hinreichend detailliert, um daraus eine sinnvolle Speicherregelung abzuleiten. Aufgrund dessen basiert die Speichersteuerung auf einem synthetischen Preissignal $p(t)$. Es wird angenommen, dass Strompreise niedrig sind, wenn EE viel Leistung einspeisen, und bei geringer EE-Einspeisung hoch sind. Um dieses Vorgehen einfach und transparent zu halten, können die Speicher nur mit voller Leistung laden oder entladen. Dazu wird der Nutzungsgrad (N) der EE stündlich berechnet. Für jede Stunde werden N_w und N_{PV} bestimmt, indem die aktuelle Erzeugung in Bezug zur installierten Leistung gesetzt wird. Anschließend wird daraus der Gesamtnutzungsgrad für die EE bestimmt:

$$N_{EE} = 0.6 N_w + 0.4 N_s$$

Da Windenergie volatiler ist und schwerer vorherzusagen bleibt, geht sie stärker in das Preissignal ein. Dieses ergibt sich dann zu:

$$p(t) = 1 - N_{EE}$$

Für $p(t) < 0,4$ laden die Speicher und ab $p(t) > 0,6$ entladen sie. Die Lade- bzw. Entladeleistung hängt dabei vom SOC ab, generell wird sie aber so festgelegt, dass sie die ganze Stunde konstant gehalten werden kann. Da gilt $0,1 < SOC < 0,9$, liegt die Ladeleistung maximal bei 80% der installierten Speicherleistung. Für diese Simulation wurde keine zeitliche Kopplung zwischen den Stunden durchgeführt, sodass die Speicher immer mit 80% laden, oder entladen können.

Bei der Verwendung dieser Parametrierung ergeben sich die in Abbildung 5 dargestellten Ergebnisse.

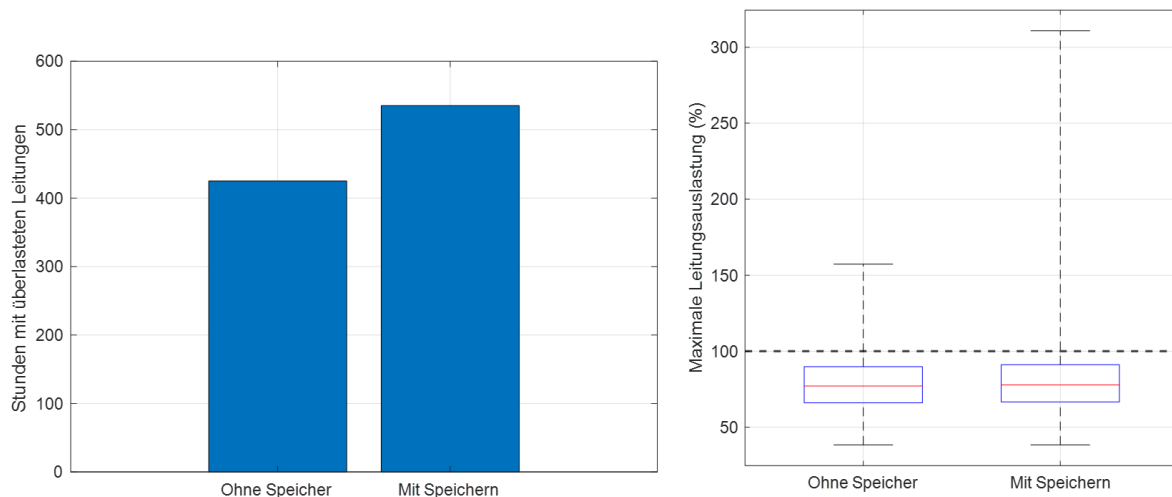


Abbildung 5: Anzahl der Stunden mit überlasteten Leitungen (links) und Boxplot der maximalen Leitungsauslastung (rechts)

Links ist die Anzahl der Stunden mit Engpässen dargestellt und rechts ein Boxplot der jeweils maximalen stündlichen Leistungsflüsse. Es wurden jeweils zwei Echtzeitsimulationen durchgeführt, zunächst ohne Speicher und dann mit Speichern. Es zeigt sich, dass es durch die Netzintegration der Speicher in diesem Fall zu 120 zusätzlichen Stunden mit Engpässen kommt. Dabei kommt es nur zu einem geringen Anstieg der mittleren maximalen Leitungsauslastung. Jedoch verdoppelt sich die maximale Leitungsauslastung fast von etwa 160% auf über 300%.

4.2 Einsatz des Echtzeit-Engpassmanagements

In Abschnitt 4.1 wurde gezeigt, dass durch die Integration von Speichern zusätzliche Engpässe entstehen können. Auch wenn in dieser Situation nur verhältnismäßig wenige Stunden betroffen sind, kommt es in diesen teilweise zu großen Leitungsüberlastungen von über 300% des PATL. In dieser Form stellt dies für die Systemführung ein Problem dar. Folglich müssen Optionen untersucht werden, die diese Problematik eindämmen können.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wird untersucht, inwiefern das Echtzeit-EPM geeignet ist, um solche echtzeitnah auftretenden Engpässe abzumildern. Zu diesem Zweck wird ein Fokus auf die Stunden gelegt, die ohne Speicherintegration engpassfrei wären, aber durch deren Einsatz engpassbelastet sind. Für diese 120 Stunden wird das Echtzeit-EPM simuliert.

Durch den Einsatz des Echtzeit-EPM können in dieser Simulation in 39 Stunden alle Engpässe aufgelöst werden. Zur Beurteilung seiner Wirksamkeit in den verbleibenden Stunden werden in Abbildung 6 ergänzende Ergebnisse vorgestellt

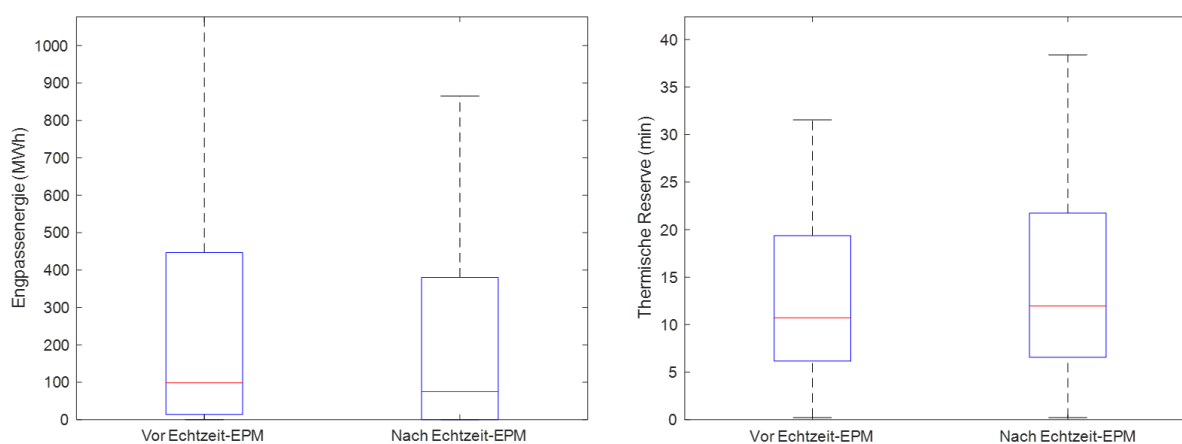


Abbildung 6: Engpassenergie und thermische Reserve vor und nach Einsatz des Echtzeit-EPM

Links ist die Engpassenergie vor und nach Einsatz des Echtzeit-EPM dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass sowohl der Maximalwert abnimmt, als auch Mittelwert und das obere Quartil. Auf der rechten Seite ist die thermische Reserve für die verbleibenden Engpässe zu sehen. Auch wenn, etwa zwei Drittel der Engpässe in dieser Simulation nicht vollkommen aufgelöst werden können, konnte dennoch die thermische Reserve angehoben werden. In einigen Fällen konnte so der Reaktionszeitraum für die Systemführung von unter einer Minute auf mehrere Minuten gesteigert werden.

5 Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen des Papers wurde herausgestellt, dass die anstehende großskalige Netzintegration von neuen Speichern neue Herausforderungen für die Systemführung mit sich bringt. Zudem wurde gezeigt, dass das Echtzeit-EPM allgemein eine geeignete Herangehensweise ist um in Echtzeit Engpässe durch echtzeitnah agierende Flexibilitäten zu reduzieren. Bei der Einordnung der Ergebnisse aus Kapitel 4 sind allerdings einige Punkte zu berücksichtigen. Durch die Kombination der Last- und Erzeugungszeitreihen mit dem

Ausbauzustand des Netzes, ist das Testnetz wahrscheinlich höher ausgelastet und engpassgefährdeter als das zukünftige deutsche Netz. Dies führt einerseits dazu, dass vor allem die Höhe etwaiger Engpässe in der Simulation nicht reliabel zu bestimmen ist. Andererseits bietet ein allgemein hoch ausgelastetes Netz weniger Freiheitsgrade in der Echtzeit.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist der Verzicht auf eine Marktsimulation in den durchgeführten Simulationen. Durch die gezielte Kombination aus OPF- und PF-Rechnungen und die Nutzung synthetischer Preissignale für die Speicher, konnte eine funktionierende Prozesskette entwickelt werden, mit der schnell und effizient erste qualitative Aussagen getroffen werden können. Für die tiefere Analyse, sowie exakte quantitative Ergebnisse, sind jedoch weitere Schritte notwendig.

Aus den aktuellen Ergebnissen wird geschlussfolgert, dass der Anstieg echtzeitnah agierender Flexibilitäten, bei gleichbleibendem EPM-Prozess ein Problem für die Systemführung darstellt. Das Echtzeit-EPM bietet eine Möglichkeit, um vorhandene netzseitige Flexibilitäten zu nutzen, um den entstehenden Problematiken entgegenzuwirken. Dadurch, dass der Umsetzungsaufwand des Echtzeit-EPM in der Systemführung vergleichsweise gering ist, sollte dieses in jedem Fall als eine mögliche Lösungsstrategie weiter untersucht werden. Nächste Forschungsarbeiten sollten den Fokus darauf setzen durch die Einbindung einer Marktsimulation und einem realistischen Netzausbau quantitativ reliable Ergebnisse zu generieren. Außerdem wurde die Kapazität des Echtzeit-EPM in dieser Veröffentlichung wahrscheinlich unterschätzt. Einerseits, durch die hohe Auslastung des Netzes und andererseits durch die geringe Maßnahmenanzahl. Bei den hohen Anteilen an EE-Erzeugern und Speichern sollte untersucht werden, inwiefern diese auch ins Echtzeit-EPM eingebunden werden können. Die Einbindung einer Marktsimulation ermöglicht es zudem das Echtzeit-EPM mit anderen Lösungsstrategien, wie etwa der Nutzung von marktlichen Anreizen für die Flexibilitäten, zu vergleichen.

6 Literatur

- [1] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasverordnung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG*, 2005. Accessed: Nov. 27 2025. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_118.html
- [2] C. Barrows *et al.*, "The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 119–127, 2020.
- [3] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, Ed., "Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045," Bonn, Apr. 2025.
- [4] K. F. Schäfer, *Systemführung: Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze*, 2nd ed. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint Springer Vieweg, 2025.
- [5] Verbundpartner, "InnoSys 2030 - Innovationen in der Systemführung bis 2030: Der InnoSys-Systemführungsprozess," Jul. 2022. [Online]. Available: https://www.innosys2030.de/wp-content/uploads/InnoSys_Systemfuehrungsprozess.pdf
- [6] Verbundpartner, "InnoSys 2030: Innovationen in der Systemführung bis 2030," Abschlussbericht, 2022.
- [7] entso-e, Ed., "UCTE Operation Handbook: Policy 3: Operational Security," 2009.
- [8] *Guide for thermal rating calculations of overhead lines*, 601, CIGRE, 2014.
- [9] *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*, 738-2023, IEEE, 2023.
- [10] C. Biele, M. Lindner, S. Mees, and C. Rehtanz, "Simulation Tool for the Transient Temperature Behavior of Overhead Line Conductors," in *NEIS 2022: Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, September 26-27, 2022*, 2022, pp. 89–94.
- [11] M. Lindner *et al.*, "Operation strategies of battery energy storage systems for preventive and curative congestion management in transmission grids," *IET Generation Trans & Dist*, vol. 17, no. 3, pp. 589–603, 2023, doi: 10.1049/gtd2.12739.
- [12] *RTS-GMLC: Reliability Test System—Grid Modernization Lab Consortium*. [Online]. Available: <https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>
- [13] P. M. Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- [14] C. Grigg *et al.*, "The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [15] M. Lindner and C. Biele, *tso-martin/TATL-Tool: v0.2*.
- [16] *Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten: Deutsche Fassung EN 50182:2001*, DIN EN 50182, DIN Deutsches Institut für Normung e.V.
- [17] B. Valov, *Handbuch Netzintegration Erneuerbarer Energien*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022.