

Ermittlung von regionalisiertem Bedarf für Momentanreserve in Deutschland

Mourad KHARRAT, Felix MÜHL, Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen University, Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Deutschland

m.kharrat@iaew.rwth-aachen.de, <https://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Durch den Rückbau konventioneller Kraftwerke und den gleichzeitigen Ausbau erneuerbarer Energien sinkt die verfügbare Momentanreserve in Deutschland. Diese ist jedoch von zentraler Bedeutung für die Frequenzstabilität, da sie die initiale Frequenzänderungsrate begrenzt, bis die zeitverzögert wirkenden Gegenmaßnahmen des Systemschutzplans im Falle größerer Störungen greifen. Vor diesem Hintergrund ist es essenziell, auch künftig eine ausreichende Momentanreserve in allen Netzbereichen des Elektrizitätsversorgungssystems sicherzustellen.

Zur Bestimmung des erforderlichen Momentanreservebedarfs wurde eine Methode entwickelt, die unterschiedliche Netzauftrennungen überlagert und anschließend effizient regionalisiert. Ziel ist es, die Systembedarfe für die relevanten Netzbereiche in Deutschland auszuweisen. In dieser Arbeit wird untersucht, wie sich die Überlagerung verschiedener Netzauftrennungen auf den ausgewiesenen Momentanreservebedarf in Deutschland auswirkt. Dazu wurden drei Untersuchungsfälle für die Überlagerung von Netzauftrennungen erstellt. Diese wurden hinsichtlich des maximal auftretenden Momentanreservebedarfs in Deutschland, seiner feingranularen regionalen Verteilung sowie der Häufigkeit des Auftretens innerhalb eines Betrachtungszeitraums verglichen.

Der Vergleich zeigt, dass der maximale Momentanreservebedarf in Deutschland in den verschiedenen Untersuchungsszenarien nahezu identisch ist. Hinsichtlich der Häufigkeit des Bedarfs innerhalb eines Betrachtungszeitraums zeigen sich jedoch deutliche Unterschiede zwischen den Untersuchungsszenarien. Ebenso variiert die regionale Ausprägung der Momentanreserve in den zuvor definierten Bedarfsgebieten je nach Szenario. Abhängig von der gewählten Netzauftrennungstopologie unterscheidet sich außerdem die Korrelation zwischen dem Momentanreservebedarf und der Einspeisung erneuerbarer Energien.

Keywords: Momentanreserve, Netzauftrennung, Regionalisierung, Frequenzstabilität

1 Motivation und Hintergrund

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen [1]. Dies erfordert den schrittweisen Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung sowie einen massiven Ausbau erneuerbarer Energien (EE-Anlagen). Eine zentrale Herausforderung dieser Transformation der Erzeugungsstruktur ist die Sicherstellung der Frequenzstabilität. Diese beschreibt die Fähigkeit des Stromnetzes, nach einer schweren Störung mit erheblichem Leistungsungleichgewicht die Netzfrequenz zunächst zu stabilisieren und anschließend auf ihren Sollwert zurückzuführen [2]. Für einen auslegungsrelevanten Kraftwerksausfall von 3 GW besteht im Zeithorizont 2037 kein Risiko für die Systemstabilität [3]. Zukünftig steigt

jedoch das Risiko nicht beherrschbarer Netzauftrennungen [3]. Um in solchen Fällen die Wirksamkeit des Systemschutzplans sicherzustellen, ist eine Begrenzung des Frequenzgradienten auf 1 Hz/s in allen entstehenden Teilnetzen erforderlich [4]. Dies setzt eine ausreichende Verfügbarkeit von Momentanreserve in den jeweiligen Teilnetzen voraus. Die Momentanreserve stellt die unmittelbar wirksame Leistungsreserve der rotierenden Massen dar und wird derzeit überwiegend durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Mit deren Rückbau sinkt die verfügbare Momentanreserve, während sich gleichzeitig durch die veränderte Erzeugungsstruktur überregionale Leistungsansätze erhöhen. Dies kann bei Netzauftrennungen zu hohen Leistungsungleichgewichten in den entstehenden Teilnetzen führen. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, den zukünftigen Momentanreservebedarf zu quantifizieren und regional differenziert auszuweisen, um unterschiedliche Netzauftrennungstopologien beherrschen zu können. In der Literatur existieren verschiedene Ansätze zur Bestimmung des Momentanreservebedarfs [3,5,6]. Diese berücksichtigen jedoch meist nur historische oder eine begrenzte Auswahl möglicher Netzauftrennungen, wodurch das Risiko besteht, kritische Szenarien nicht abzudecken und den erforderlichen Bedarf zu unterschätzen. Um die Frequenzstabilität auch künftig gewährleisten zu können, ist daher eine systematische Betrachtung unterschiedlicher Netzauftrennungstopologien erforderlich. Zu diesem Zweck wurde eine Methode entwickelt [8], die durch die Überlagerung mehrerer vorausgewählter Netzauftrennungstopologien eine robustere Ermittlung des Momentanreservebedarfs ermöglicht. Ziel ist eine effiziente regionale Ausweisung der Momentanreserve, um die Resilienz- und Robustheitsanforderungen des Systemschutzplans zu erfüllen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Auswertung und dem Vergleich des zeitlich und räumlich aufgelösten, zugewiesenen Momentanreservebedarfs in Deutschland.

2 Methodik

Für jede stündlich aufgelöste Einspeise- und Lastflusssituation eines betrachteten Szenarios zur zukünftigen Entwicklung des europäischen Verbundnetzes wird eine hinsichtlich des entstehenden Leistungsungleichgewichts kritische Netzauftrennungstopologie bestimmt, um eine möglichst breite Bandbreite potenzieller Störfälle abzudecken. Die Identifikation dieser Topologien erfolgt mithilfe eines Clustering-Algorithmus auf Basis der Spannungswinkeldifferenzen, der in [9] detailliert beschrieben ist. Anschließend werden die relevanten Netzauftrennungen entsprechend ihrer topologischen Ähnlichkeit gruppiert. Auf dieser Grundlage stehen verschiedene Netzauftrennungstopologien zur Kombination und Bildung der Untersuchungsszenarien zur Verfügung. Zur Bestimmung des Momentanreservebedarfs wird für jeden erarbeiteten Untersuchungsfall eine Auswahl von vier topologisch unterschiedlichen Netzauftrennungen, wie in Abbildung 1 dargestellt, überlagert. Aus der Überschneidung der Netzauftrennungen entstehen Bedarfsgebiete. Diese Bedarfsgebiete sind in Abbildung 1 durch unterschiedliche Farben gekennzeichnet. Der gesamte Momentanreservebedarf wird anschließend mithilfe eines linearen Optimierungsproblems auf die resultierenden Bedarfsgebiete durch die Berücksichtigung des Zusammenhangs zwischen Frequenzgradient, Leistungsungleichgewicht und vorhandene Momentanreserve auf Basis einer Vereinfachung des Systems zu einem Punktmodell verteilt. Zur Gewährleistung einer ausgewogenen länderbezogenen Bereitstellung wird der Momentanreservebedarf zunächst für jedes Land separat bestimmt; die anschließende Optimierung erfolgt länderspezifisch, im Folgenden exemplarisch für Deutschland. Das

zugrunde liegende lineare Optimierungsmodell unterscheidet allerdings nicht zwischen positiver und negativer Momentanreserve, sodass ausschließlich eine betragsmäßige Ausweisung des Momentanreservebedarfs möglich ist.

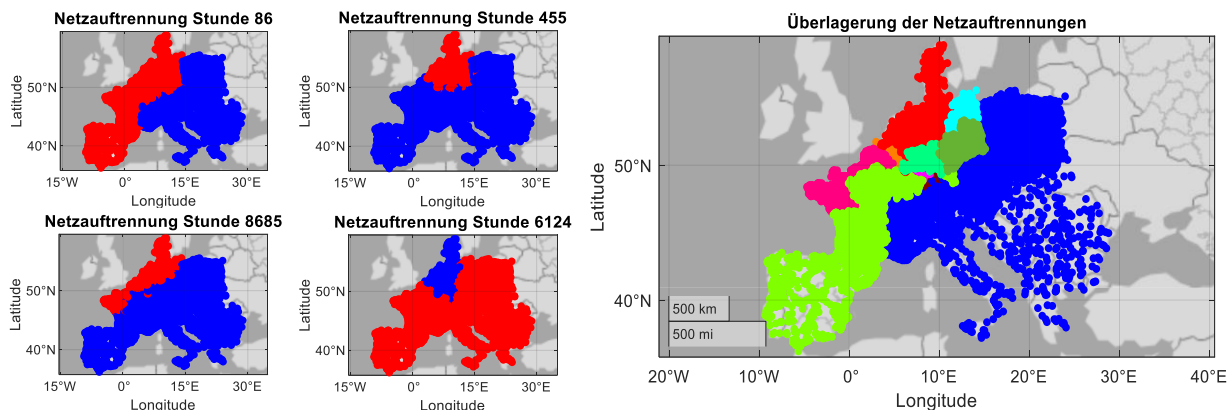


Abbildung 1: Beispielhafte Überlagerung der Netzaufteilungen für einen Überlagerungsfall

Anschließend wird der Momentanreservebedarf feingranular den zuvor definierten Verteilungsgebieten zugewiesen, beispielhaft entlang der Bundesländer oder der Netzgruppen der Übertragungsnetzbetreiber. Die Zuweisung erfolgt proportional zur aktiven Erzeugungsleistung in den jeweiligen Verteilungsgebieten. Diese ist exemplarisch in Abbildung 2 dargestellt.

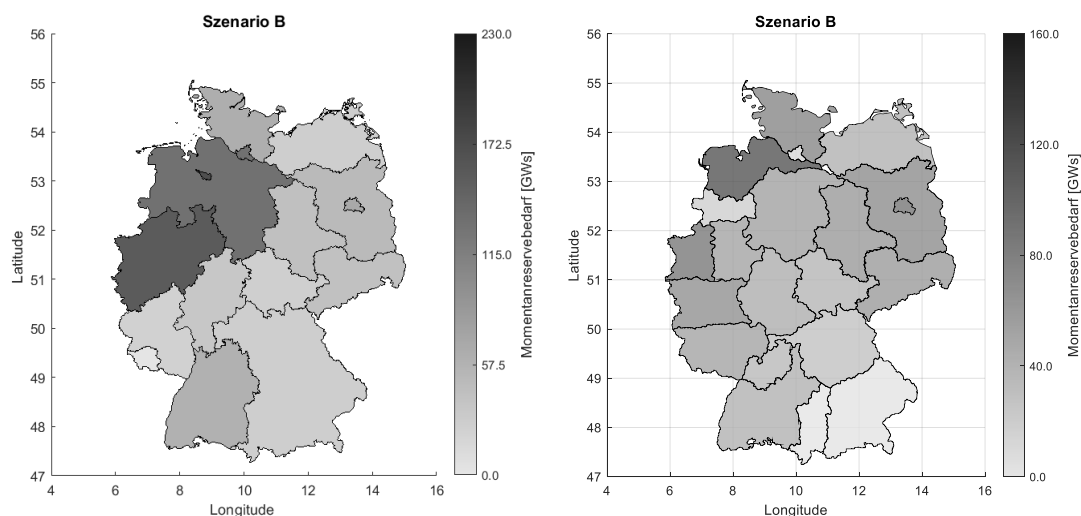


Abbildung 2: Regionale Verteilung des Momentanreservebedarfs auf die Bundesländer (links) und Übertragungsnetzbetreiber-Regionen (rechts)

Für eine reale planerische Ausweisung des Momentanreservebedarfs ist diese Vorgehensweise jedoch nur eingeschränkt geeignet, da sich die vordefinierten Verteilungsgebiete über mehrere Bedarfsgebiete erstrecken können, die aus der Überlagerung der Netzaufteilungen resultieren. Dadurch ist nach der Ausweisung der Bedarfe nicht eindeutig bestimmbar, in welchem Teilgebiet die Momentanreserve tatsächlich bereitzustellen ist. Gleichwohl ermöglicht diese Aufteilung eine anschauliche Darstellung der räumlichen Bedarfsverteilung und erleichtert dann den Vergleich der unterschiedlichen Untersuchungsfälle.

Die Überlagerung mit anschließender Bedarfsausweisung wird stundenscharf über einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr durchgeführt, um den zeitlichen Verlauf des Momentanreservebedarfs zu analysieren.

Die finale Ausweisung der Momentanreserve basiert auf dem maximalen Bedarf, der innerhalb dieses Jahres in einem Bundesland beziehungsweise in einer Netzgruppe der Übertragungsnetzbetreiber auftritt. Inwieweit dieser maximale Jahreswert den tatsächlichen Momentanreservebedarf realistisch abbildet, ist kritisch zu hinterfragen. Er ermöglicht jedoch eine konsistente und nachvollziehbare Vergleichbarkeit der verschiedenen Untersuchungsfälle. In dieser Arbeit werden drei unterschiedliche Szenarien zur Überlagerung von Netzauftrennungen betrachtet, um die Abhängigkeit des Momentanreservebedarfs von verschiedenen Netzauftrennungstopologien zu analysieren. Die Auswahl der Netzauftrennungen erfolgt anhand mehrerer Kriterien, darunter die Relevanz der Topologie für Deutschland, die Häufigkeit der Einstufung als kritisch innerhalb des Betrachtungszeitraums sowie der daraus resultierende Momentanreservebedarf für Deutschland. Im Vergleich zu bisherigen Ansätzen in den Stabilitätsberichten [3,5] bietet die vorgestellte Methode trotz ihrer Einschränkungen einen Mehrwert, insbesondere im Hinblick auf eine effizientere regionale Ausweisung der Momentanreservebedarfe. In einem nachgelagerten Schritt wären zeitbereichsbasierte Stabilitätsuntersuchungen erforderlich, um zu bewerten, ob die stationär ermittelten Bedarfe ausreichend dimensioniert oder gegebenenfalls überdimensioniert sind. Dies ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

3 Untersuchungsszenarien

Die Berechnungen basieren auf einem kontinentaleuropäischen Netzmodell für das Jahr 2030. Die Szenario-Daten basieren auf dem TYNDP 2020 „National Trends“.

Für die Überlagerung A wurden Netzauftrennungen gewählt, deren Topologien häufig in Deutschland auftreten und dabei einen sehr viel Momentanreserve benötigen. Es wurde dafür lediglich die Netzauftrennungen, die innerhalb Deutschlands verlaufen, betrachtet.

Die Überlagerungen B und C betrachten die Topologien, die nicht unbedingt innerhalb Deutschlands verlaufen. Dafür werden erneut Netzauftrennungen mit einem sehr hohen Bedarf und möglichst topologisch divers betrachtet. Bei der Überlagerung C werden im Gegensatz zu Überlagerung B Netzauftrennungen mit ungewöhnlichen Topologien als exploratives Szenario betrachtet.

4 Ergebnisse

Im Anschluss wird der Momentanreservebedarf, der sich aus den Netzauftrennungen der drei Untersuchungsfälle ergibt, analysiert. Dabei wird ein Fokus auf die regionale Verteilung gesetzt.

4.1 Jahreganglinien der Untersuchungsszenarien

Zunächst werden in Abbildung 3 die Jahreganglinien des aggregierten Momentanreservebedarfs für Deutschland dargestellt und analysiert. Der maximale Bedarf ist in allen betrachteten Szenarien annähernd identisch. Deutliche Unterschiede ergeben sich

jedoch hinsichtlich der Häufigkeit, mit der zusätzliche Momentanreserve innerhalb eines Jahres benötigt wird. In Szenario C wird lediglich während etwa der Hälfte des Jahres zusätzliche Momentanreserve benötigt, wohingegen in Szenario B während rund 80 % des Jahres ein zusätzlicher Momentanreservebedarf besteht.

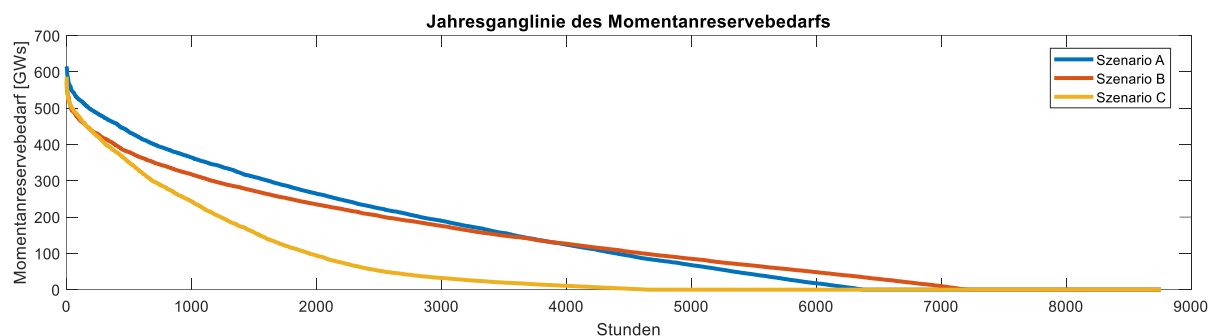


Abbildung 3: Jahresganglinien der vier Untersuchungsszenarien

4.2 Momentanreservebedarf auf Länderebene

Als Nächstes wird in Abbildung 4 der maximale Momentanreservebedarf der Länder im kontinentaleuropäischen Verbundnetz betrachtet. Es wird ersichtlich, dass in Deutschland der höchste Bedarf entsteht. Der hohe Bedarf entsteht unter anderem aufgrund der betrachteten Netzauftrennungen. Diese wurden speziell für Deutschland und die Nachbarländer berechnet, weshalb Länder, welche weiter entfernt sind, einen geringen Bedarf aufweisen. Zudem hat Deutschland im Vergleich zu den anderen Ländern eine besonders hohe Erzeugungsleistung, weshalb Deutschland ein großer Anteil der benötigten Momentanreserve ausgewiesen wird.

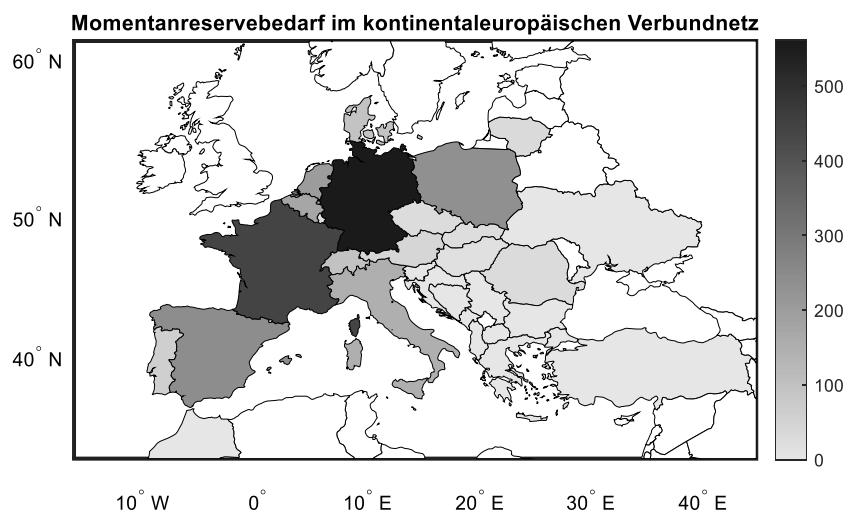


Abbildung 4: Maximaler Momentanreservebedarf der Länder im kontinentaleuropäischen Verbundnetz

4.3 Überlagerung der Netzauftrennungen

Die Überlagerung verschiedener Netzauftrennungstopologien erzeugt verschiedene Bedarfsgebiete. Abbildung 5 zeigt die Überlagerungen für die drei Untersuchungsszenarien. Es ist zu erkennen, dass in jeder Überlagerung der Norden und der Süden durch eine oder mehrere Netzauftrennungen voneinander getrennt werden. Zu einer eindeutigen Ost-West-Aufteilung kommt es lediglich in den Szenarien B und C. Die sehr kleinen Gebiete (z. B. das

dunkelblaue und das grüne Gebiet im Szenario A) resultieren aus einem sehr ähnlichen, aber nicht exakt gleichen Verlaufen zweier Netzauftrennungen innerhalb eines Abschnitts. Diese Gebiete werden für die Auslegung der Momentanreserve nicht berücksichtigt.

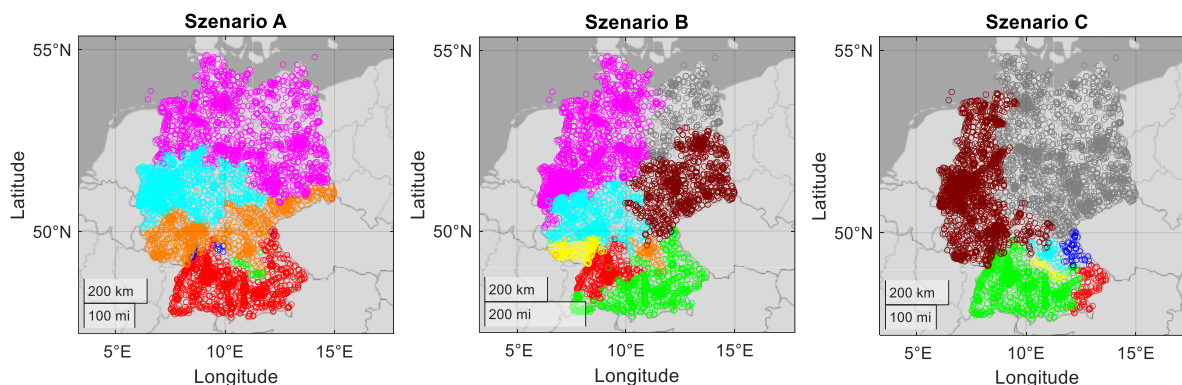


Abbildung 5: Überlagerungen der Netzauftrennungen innerhalb von Deutschland

4.4 Regionaler Momentanreservebedarf

Der Momentanreservebedarf wird für die drei Untersuchungsfälle regionalisiert. Dazu wird der Bedarf für die Bundesländer und die Netzgruppen der ÜNB ausgewiesen.

4.4.1 Bundesländer

Abbildung 6 zeigt die Ausweisung des Momentanreservebedarfs aus den Untersuchungsszenarien für die Bundesländer. Es ist ersichtlich, dass in allen Szenarien grundsätzlich der Bedarf im Norden und Westen entsteht. Jedoch gibt es Unterschiede in der genauen räumlichen Verteilung.

Der erhöhte Momentanreservebedarf im Nordwesten entsteht hauptsächlich durch Netzauftrennungen, die das Verbundnetz in ein nördliches und ein südliches Teilnetz trennen. Eine hohe Leistungsübertragung entlang dieses Transitpfades, verursacht durch hohe Windeinspeisung im Norden und hohen Verbrauch im Süden, begünstigt im Falle einer Netzauftrennung ein erhebliches Leistungsungleichgewicht. Die Auswertung der identifizierten kritischen Netzauftrennungen über ein Betrachtungszeitraum von einem Jahr zeigt, dass Nord-Süd-Netzauftrennungen am häufigsten auftreten und den höchsten Momentanreservebedarf für Deutschland verursachen. Diese müssen deshalb als auslegungsrelevanten Fall für die jede zukünftige Bedarfsermittlung herangezogen werden. Dass der Momentanreservebedarf überwiegend im Nordwesten statt im Nordosten ausgewiesen wird, hängt mit der proportionalen Zuordnung des Bedarfs und Erzeugungsleistung zusammen, die im Nordwesten höher ausfallen. Aufgrund der unterschiedlich zugeschnittenen Bedarfsgebiete variiert die Ausweisung zwischen den Bundesländern im Nordwesten.

Zudem zeigt sich, dass sich der Momentanreservebedarf zwischen den Szenarien im Süden und Osten unterscheidet. Der erhöhte Bedarf im Süden Deutschlands in den Szenarien B und C entsteht, da Netzauftrennungen berücksichtigt wurden, bei denen Südeuropa, insbesondere Süddeutschland, Momentanreserve benötigt wird.

Im Szenario C wird in Ostdeutschland wenig Momentanreserve benötigt, da der Bedarf effizienter in anderen Teilen Deutschlands gedeckt werden kann und in diesem Szenario keine

Netzauftrennungen vorliegen, bei denen Momentanreserve ausschließlich im Osten bereitgestellt werden müsste.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die genaue regionale Ausweisung der Momentanreserve zwischen den Untersuchungsszenarien unterscheidet, die grobe Grundverteilung jedoch ähnlich ist. Die Auswahl der Netzauftrennungen bestimmt dabei, ob in bestimmten Regionen Momentanreserve benötigt wird.

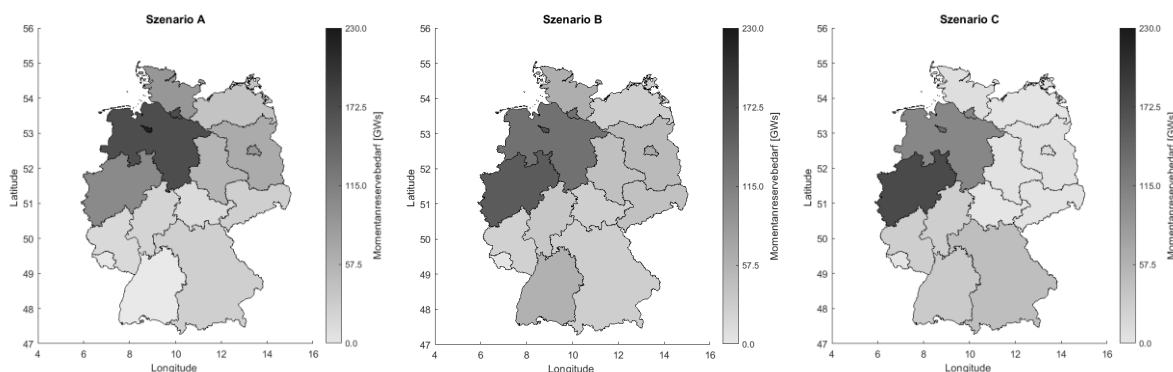


Abbildung 6: Momentanreservebedarf für die Bundesländer

4.4.2 Netzgruppen der ÜNB

Im nächsten Schritt wird die regionale Ausweisung des Momentanreservebedarfs für die verschiedenen Netzgruppen der ÜNB in Abbildung 7 betrachtet. Dabei zeigen sich erhebliche Unterschiede zur Ausweisung für die Bundesländer zu erkennen. Da die Gebiete kleiner zugeschnitten sind, kann die Momentanreserve genauer, entsprechend der Bedarfsgebiete, verteilt werden. So wird in einer Netzgruppe in Niedersachsen in den betrachteten Szenarien keine Momentanreserve benötigt, da in diesem Gebiet lediglich geringe Erzeugung ist. Die Momentanreserve wird stattdessen auf andere Gebiete verteilt. Dies führt zu einer präziseren Ausweisung des Momentanreservebedarfs an die zugehörigen Regionen.

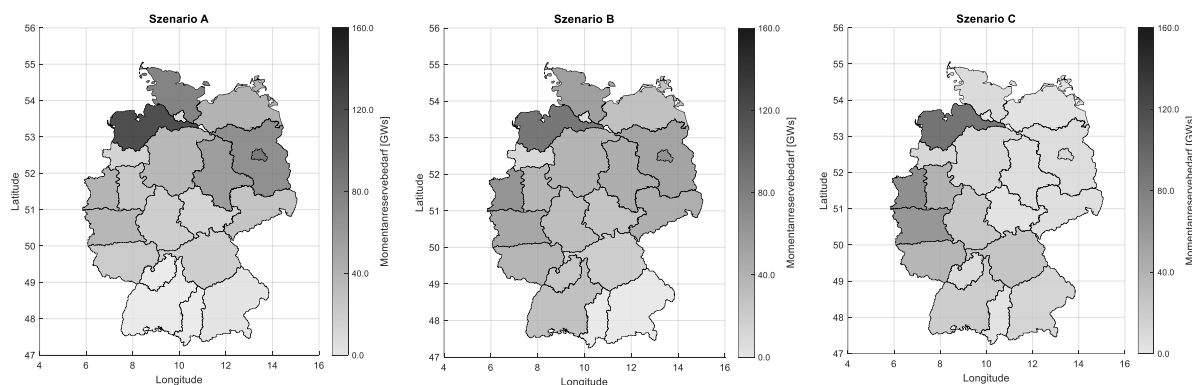


Abbildung 7: Momentanreservebedarf für die Netzgruppen der ÜNB

4.5 Korrelation zwischen dem Momentanreservebedarf und der Einspeisung erneuerbarer Energien

Die Korrelation zwischen dem Momentanreservebedarf und der Einspeisung erneuerbarer Energien (EE-Einspeisung) ist in Abbildung 8 dargestellt. Zwar ist in allen Untersuchungsfällen ein Zusammenhang erkennbar, dessen Stärke variiert jedoch zwischen den Szenarien. In

Szenario A steigt der Momentanreservebedarf deutlich mit zunehmender EE-Einspeisung an. Für alle Netznutzungsfälle mit einer EE-Einspeisung von über 63 GW tritt ein Momentanreservebedarf auf. Im Gegensatz dazu zeigt Szenario B bereits bei vergleichsweise geringer EE-Einspeisung einen hohen Momentanreservebedarf. Dieser Unterschied ist auf eine Netzauftrennung in Szenario B zurückzuführen, die insbesondere nicht entlang des Nord-Süd-Transitpfades verläuft. In Situationen mit niedriger EE-Einspeisung und gleichzeitig hoher Last wird verstärkt Strom aus dem Ausland importiert. Erfolgt in solchen Fällen eine Netzauftrennung entlang der Grenzen zu exportierenden Marktgebieten, beispielsweise zu Frankreich, können erhebliche Leistungsungleichgewichte entstehen, die sich in einem hohen gesamten Momentanreservebedarf in Deutschland widerspiegeln. Dieser Bedarf wird in der Folge den Bundesländern mit der jeweils höchsten momentanen Erzeugungsleistung zugewiesen, was in diesen Situationen überwiegend die westlichen Bundesländer betrifft.

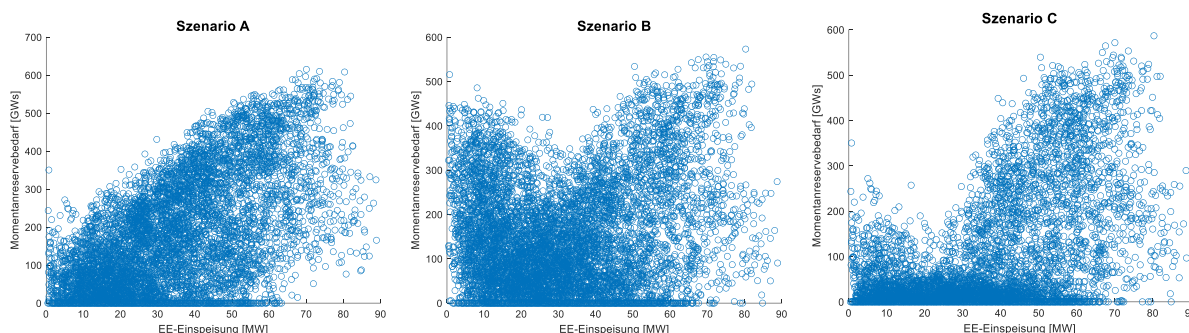


Abbildung 8: Korrelation zwischen dem Momentanreservebedarf und der Einspeisung erneuerbarer Energien

Anschließend wird der Einfluss der unterschiedlichen EE-Einspeisungen in Abbildung 9 anhand des Szenarios A betrachtet. Aus der linken Abbildung wird ersichtlich, dass keine Korrelation zwischen der PV-Einspeisung und dem Momentanreservebedarf besteht. Aus der rechten Abbildung geht eine starke Korrelation zwischen der Wind-Einspeisung und dem Momentanreservebedarf hervor. Dies verdeutlicht erneut die Relevanz der Wind-Einspeisung im Bezug auf den Momentanreservebedarf. Für das Szenario B und Szenario C ergebend sich vergleichbare Korrelationen.

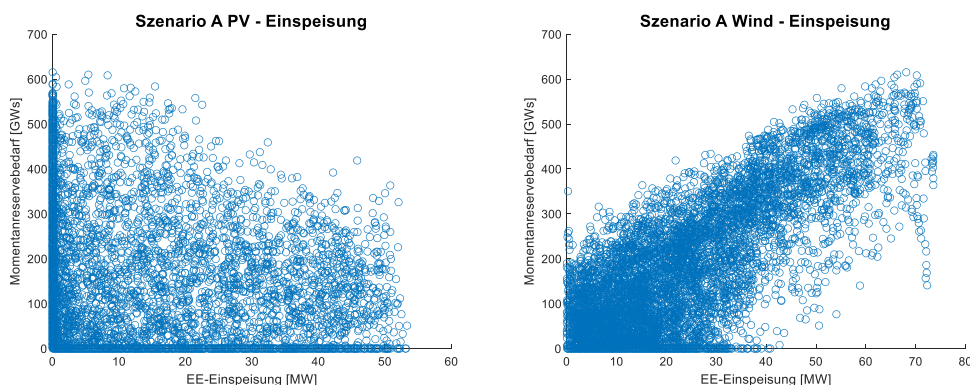


Abbildung 9: Korrelation zwischen dem Momentanreservebedarf und der Einspeisung verschiedener erneuerbarer Energien (links: PV Einspeisung, rechts: Wind Einspeisung)

5 Fazit

Mithilfe der entwickelten Methode wurden die Auswirkungen der Überlagerung unterschiedlicher Netzauftrennungen auf den Momentanreservebedarf in Deutschland untersucht. Hierzu wurden drei verschiedene Untersuchungsfälle definiert und analysiert.

Der aggregierte maximale Momentanreservebedarf in Deutschland unterscheidet sich zwischen den betrachteten Szenarien nur geringfügig. Allerdings zeigen sich Unterschiede in der Anzahl der Stunden innerhalb eines Jahres, in denen ein Momentanreservebedarf auftritt. Durch die Überlagerung verschiedener Netzauftrennungen entstehen in den Untersuchungsfällen topologisch unterschiedliche Bedarfsgebiete. Aufgrund der kritischen Bedeutung von Netzauftrennungen entlang des Nord-Süd-Transitpfades in Deutschland werden diese in allen Szenarien berücksichtigt. Bei der regionalen Ausweisung ergeben sich unterschiedliche Verteilungen der Momentanreservebedarfe, die auf die variierenden topologischen Zuschnitte der Bedarfsgebieten zurückzuführen sind. Darüber hinaus hängt die Darstellung der regionalen Bedarfe davon ab, ob diese auf Ebene der Bundesländer oder der Netzgruppen der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt. Auf Ebene der Netzgruppen ist eine feinere räumliche Auflösung möglich, wodurch lokale Unterschiede stärker abgebildet werden können.

In allen Untersuchungsszenarien zeigt sich ein deutlicher Zusammenhang zwischen dem Momentanreservebedarf und der Einspeisung erneuerbarer Energien. Dieser ist insbesondere auf die Berücksichtigung von Netzauftrennungen entlang des Nord-Süd-Transitpfades zurückzuführen, die vor allem in den nördlichen Regionen zu hohen Systembedarfen führen. In zwei Szenarien tritt jedoch auch bei geringer EE-Einspeisung ein erhöhter Momentanreservebedarf auf. Dieser ist auf zusätzliche betrachtete Netzauftrennungen zurückzuführen, die beispielsweise in Stunden mit hoher Importabhängigkeit zur Lastdeckung aus dem Ausland zu erheblichen Leistungsungleichgewichten führen.

Die Effizienz der regionalen Ausweisung sowie das daraus resultierende Potenzial zur Reduktion des Aufwands für die Bedarfsdeckung können auf Basis der vorliegenden Ergebnisse nicht abschließend bewertet werden, da eine Vergleichsbasis zu alternativen, in der Literatur vorgeschlagenen Ansätzen fehlt. Der Vergleich der Untersuchungsfälle zeigt, dass die Auswahl der Netzauftrennungen einen wesentlichen Einfluss auf die regionale Verteilung sowie auf die Häufigkeit des Auftretens eines Momentanreservebedarfs hat.

Für zukünftige Analysen ist es daher essenziell, unterschiedliche Netzauftrennungstopologien zu berücksichtigen, um die übergeordneten Robustheits- und Resilienzanforderungen des Systems zuverlässig erfüllen zu können.

6 Förderungshinweis

Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende‘ – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR).

7 Referenzen

- [1] Umwelt Bundesamt, "Treibhausgasminderungsziele Deutschlands", <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>, 29.11.2025
- [2] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004
- [3] Übertragungsnetzbetreiber, "Bewertung der Systemstabilität, Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf", Sep. 2023
- [4] ENTSO-E, "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)", Dec. 2020
- [5] Übertragungsnetzbetreiber, "Systemsstabilitätsbericht 2025", Jun. 2025
- [6] DENA, "Analyse: Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030.", Feb. 2016
- [7] Consentec, "Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve", Mar. 2023
- [8] M.Kharrat, F.Mühl and A. Moser, „Method for a robust allocation of System Needs for Inertia in the Continental European Power System,“ presented at the 2025 IEEE Innovative Smart Grid Technologies, Europe (ISGT Europe), Valletta, Malta 2025
- [9] M. Knechtges and A. Moser, "Identification of System Separations for Dimensioning Future Demand of Inertia," *2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lappeenranta, Finland, 2023
- [10] M. Knechtges, G. Cautaearts, A. Moser, "Regionalisierung des Momentanreservebedarfs für zukünftige Netzauftrennungen", Feb. 2024