

Bewertung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten im Übertragungsnetz

Philipp BAUMANN, Felix GAUMNITZ, Ida BALLMANN, Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) an der RWTH Aachen,
Schinkelstr. 6, 52062 Aachen, Tel.: +4924180-97881,
philipp.baumanns@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung:

Im Rahmen der weit fortgeschrittenen Integration der europäischen Elektrizitätsmärkte rückt auch bei der Bewertung von Versorgungssicherheit der Einfluss grenzüberschreitender Verbindungen in den Fokus wissenschaftlicher Fragestellungen. Die Verwendung von bilateralen Austauschbeschränkungen – analog zu Net Transfer Capacities – erscheint dabei ungeeignet, da diese die physikalisch möglichen Austausche nur unzureichend genau abbilden. Dabei ist für die Bestimmung von Kennzahlen zur Versorgungssicherheit die Verwendung einer Monte-Carlo-Simulation mit Betrachtung einer Vielzahl verschiedener Einzelsituationen üblich. Dies macht entsprechende Vereinfachungen bei der Abbildung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten im Übertragungsnetz erforderlich.

Im vorliegenden Beitrag wird daher ein Verfahren vorgeschlagen, mit welchem die resultierenden Wirkleistungsflüsse auf Kuppelleitungen vereinfacht abgebildet werden können. Die Auswertung der Kennzahl LOLE in den Jahren 2020 und 2025 zeigt einen deutlichen Einfluss der Netzrestriktionen.

Keywords: Versorgungssicherheit, System Adequacy, Übertragungskapazitäten, Netzabbildung, Monte-Carlo-Simulation

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Motivation

Aufgrund der klimapolitischen Ziele der Europäischen Union ist in den letzten Jahren ein signifikanter Zubau an Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu verzeichnen. Der damit verbundene Rückgang der installierten Erzeugungleistung thermischer Kraftwerke führt unter anderem vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit zu neuen Herausforderungen, da Anlagen mit volatiler Primärenergiedargebot nicht ohne Weiteres und in selben Maße einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Abbildung 1 zeigt exemplarisch die erwarteten Veränderungen in der Struktur des Kraftwerksparks in Deutschland und Frankreich sowie die zur Verfügung stehenden Importkapazitäten basierend auf Net Transfer Capacities (NTC). Ähnliche Entwicklungen sind in vielen anderen europäischen Ländern zu erwarten.

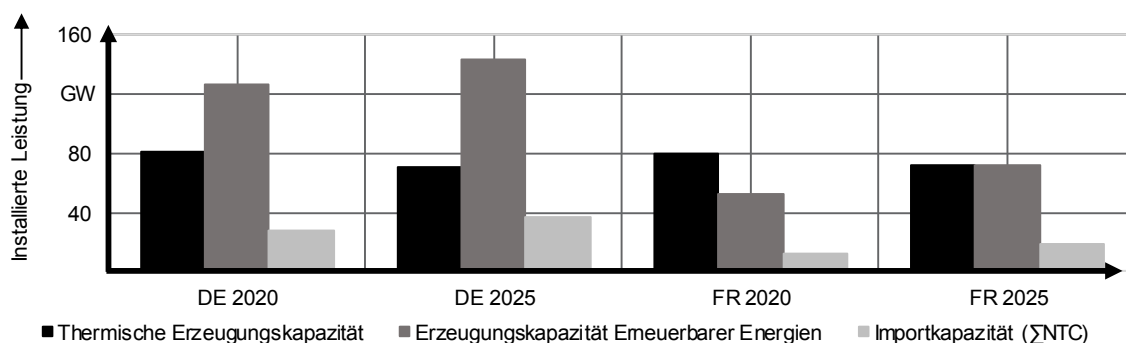


Abbildung 1: Veränderungen im Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland und Frankreich, Darstellung nach [2] und [3]

Aufgrund der weit fortgeschrittenen Integration der europäischen Elektrizitätsmärkte und dem daraus resultierenden hohen Vernetzungsgrad des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems, sind die Auswirkungen von Versorgungsengpässen auch über die Ländergrenzen hinweg wirksam. Gleichzeitig bietet diese zunehmende Vernetzung auf der anderen Seite die Möglichkeit, durch räumliche Ausgleichseffekte die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Im Rahmen des im Jahre 2016 vorgestellten Clean Energy Package sollen die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union verpflichtet werden, auch bei der Versorgungssicherheit eng zusammenzuarbeiten und im Falle einer Stromversorgungskrise Strom dorthin zu liefern, wo er am dringendsten benötigt wird [3].

Aus Sicht der Versorgungssicherheit rücken daher die grenzüberschreitenden Leitungen im Übertragungsnetz in den Fokus, da diese im Falle eines Versorgungsengpasses in einem Land die Möglichkeit bieten, Hilfe aus den umliegenden Ländern in Anspruch zu nehmen, beziehungsweise benachbarte Regionen in Krisen zu unterstützen. Bei der Bestimmung von Kennzahlen zur Versorgungssicherheit muss das grenzüberschreitende Übertragungsnetz demnach ebenfalls abgebildet werden.

1.2 Grundlagen zur Bewertung von Versorgungssicherheit

Resource Adequacy bezeichnet im Sinne dieser Arbeit die Angemessenheit der technischen Ressourcen, um die Nachfrage nach Elektrizität zuverlässig zu decken. Mit Ressourcen sind Primärenergie, Erzeugungsanlagen und Speicher sowie das Übertragungsnetz gemeint. Die Resource Adequacy bezieht sich auf die Nachfrage, welche aufgrund möglicherweise vorhandener Flexibilitätspotentiale ebenfalls eine Ressource im Sinne dieser Arbeit darstellt. Resource Adequacy ist damit gleichbedeutend mit Versorgungssicherheit im Elektrizitätsversorgungssystem. Abbildung 2 zeigt einen Überblick über die Ressourcen.

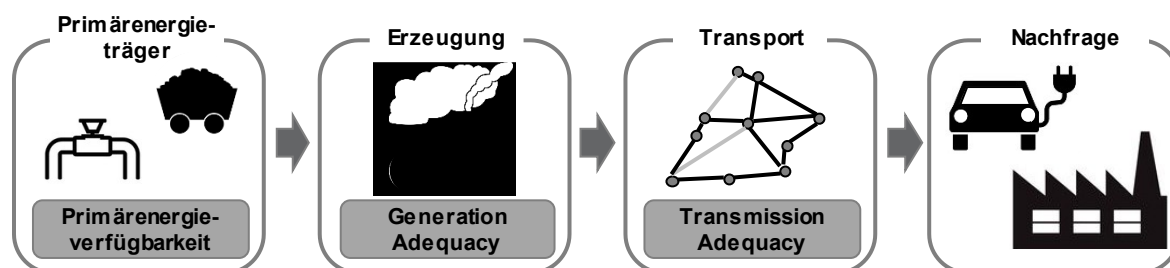


Abbildung 2: Bei der Bewertung von Resource Adequacy zu betrachtende Ressourcen

Das Clean Energy Package der europäischen Kommission gibt in diesem Kontext den künftigen Rahmen für die Bewertung der Versorgungssicherheit vor. So wird eine gesamteuropäische, probabilistische Bewertung unter anderem unter Verwendung der Kennzahlen „Loss of Load Expectation“ (LOLE) und „Expected Energy not Served“ (EENS), gefordert [3]. Die Kennzahl LOLE gibt an, in wie vielen Stunden eines Jahres im Mittel erwartet werden muss, dass die Nachfrage die Erzeugungskapazität übersteigt und es somit zu einer Nachfrageunterdeckung kommt. Die Kennzahl trifft keine Aussage über die Höhe und damit das energetische Ausmaß von Nachfrageunterdeckungen. Die Kennzahl EENS dagegen gibt an, wieviel elektrische Energie infolge von Nachfrageunterdeckungen nicht geliefert werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus jedoch auf der Kennzahl LOLE.

1.3 Bestehendes Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit und Notwendigkeit einer verbesserten Netzabbildung

Am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) wird zurzeit, im Rahmen eines Forschungsvorhabens, ein Verfahren zur Berechnung von probabilistische Kennzahlen für die Resource Adequacy entwickelt. Das bestehende Verfahren, welches unter anderem bereits in [4] und [5] erprobt wurde, ist schematisch in Abbildung 3 dargestellt.

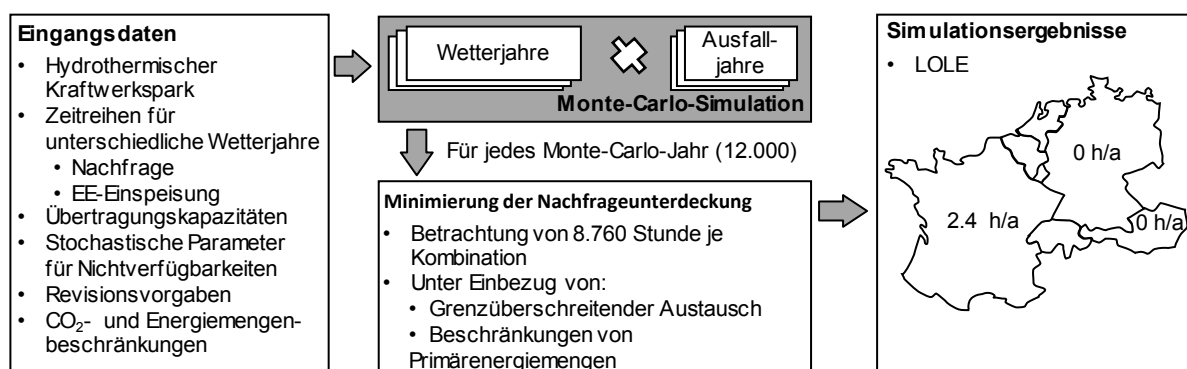


Abbildung 3: Vorgehen bei der Bewertung von Versorgungssicherheit. Darstellung nach [4] und [5].

Zunächst wird der Betrachtungsbereich in Zonen eingeteilt. Innerhalb dieser Zonen wird Engpassfreiheit unterstellt. Die stochastische Verfügbarkeit der Anlagen zur Stromerzeugung in den Zonen kann in zwei Gruppen eingeteilt werden: Solche, die durch über das Wetter korrelierte Zeitreihen abgebildet werden können (Wetterjahre) und solche, die über Zeitreihen verfügbarer Erzeugungsleistung bestimmt sind (Ausfalljahre).

Wetterjahre bilden die Stochastik in der Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, der Nachfrage und dem hydrologischen Dargebot in den Zonen ab. Dabei ist auf eine möglichst große Anzahl historischer Wetterjahre zurückzugreifen, um zeitliche und räumliche Zusammenhänge zwischen der Einspeisung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, der Nachfrage und den hydraulischen Zuflüssen abbilden zu können [4,5]. Aus Gründen der Verfügbarkeit wird auf 30 Wetterjahre zurückgegriffen.

Ausfalljahre beschreiben die Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken und Übertragungskapazitäten in den betrachteten Zonen und werden durch eine modellendogene Ausfallziehung bestimmt. Revisionen basieren auf historischen Revisionsdaten, ungeplante Nichtverfügbarkeiten werden mittels kraftwerkblockscharfer Markov-Ketten für jedes

Ausfalljahr neu ermittelt [4,5]. Aus Gründen der Konvergenz wird auf 400 Ausfalljahre zurückgegriffen.

Das entwickelte Modell basiert auf einem Monte-Carlo-Ansatz. Alle Ausfall- und Wetterjahre werden hierin zu sogenannten Monte-Carlo-Jahren kombiniert. Hierbei erfolgt eine vollständige Enumeration, sodass jede mögliche Kombination berücksichtigt wird. Die resultierenden 12.000 Monte-Carlo-Jahre mit jeweils 8.760 Stunden werden hierbei – soweit möglich – parallel betrachtet.

In jedem Jahr wird die nicht gelieferte Energie mithilfe einer linearen Optimierung minimiert, die alle 8.760 Stunden des jeweiligen Monte-Carlo-Jahres geschlossen betrachtet und hierbei auch zeitkoppelnde Nebenbedingungen durch Speicher berücksichtigt. Die Zielfunktion beinhaltet – neben den Erzeugungskosten, welche lediglich aus Gründen der eindeutigen Lösbarkeit enthalten sind – Strafkosten für Nachfrageunterdeckungen. Als Entscheidungsvariablen dienen unter anderem die Kraftwerks- und Speichereinsätze, Nachfrageunterdeckungen und Austausch zwischen den Gebotszonen für jede Stunde des Jahres [4,5].

Ein wesentlicher Bestandteil der Nebenbedingungen des Optimierungsproblems ist eine als Nachfragenebenbedingung bezeichnete Bilanzgleichung, welche eine vollständige Nachfragedeckung in jeder betrachteten Zone zu jedem Zeitpunkt sicherstellen soll. Die Beschränkung des möglichen Austausches zwischen zwei Zonen erfolgt im bestehenden Verfahren über eine Begrenzung des bilateralen Austausches zwischen zwei Zonen, welche auf NTC basiert. Diese pauschalen Beschränkungen gehen ebenfalls als Nebenbedingungen in das Optimierungsproblem ein [4,5].

Eine Verwendung bilateraler Austauschbeschränkungen ist jedoch möglicherweise nicht ausreichend genau, da physikalische Hintergründe und mögliche Wechselwirkungen von Austauschen, die sich unter anderem aus den Lastflussgleichungen ergeben, teilweise vernachlässigt werden. Entsprechend ist eine Erweiterung des bestehenden Modells erforderlich.

2 Methodisches Vorgehen

Der methodische Ansatz dieser Arbeit beruht auf dem bereits beschriebenen, bestehenden Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit, in welchem die Netzabbildung erweitert wird. Dabei sollen die tatsächlich auftretenden Leistungsflüsse auf den grenzüberschreitenden Leitungen näherungsweise berücksichtigt werden. Eine vollständige, numerische Bestimmung des Lastflusses auf allen Leitungen erscheint jedoch, aufgrund der hohen Anzahl zu betrachtender Stunden im Kontext der Monte-Carlo-Simulation, nicht geeignet. Das Verfahren lässt sich in die folgenden Schritte gliedern, welche anschließend näher erläutert werden:

1. Vereinfachung des Übertragungsnetzmodells
2. Bestimmung von Sensitivitätsfaktoren
3. Bestimmung von Übertragungskapazitäten
4. Integration als Nebenbedingungen in ein bestehendes Verfahren zur Bewertung von Resource Adequacy

2.1 Vereinfachung des Übertragungsnetzmodells

Als Eingangsdatensatz dient ein leitungsscharfes Netzmodell des europäischen Übertragungsnetzes. Als Zonen für die Betrachtung der Versorgungssicherheit dienen in dieser Arbeit Gebotszonen. Dies ermöglicht die Vergleichbarkeit mit bereits existierenden Untersuchungen basierend auf bilateralen Austauschkapazitäten.

Alle Netzknoten innerhalb einer Zone werden zu einem Netzknoten im reduzierten Netzmodell zusammengefasst, Leitungen innerhalb der Zone werden hierbei nicht berücksichtigt. Für die folgenden Schritte dienen nun die reduzierten Knoten und diejenigen Leitungen, die im ursprünglichen Netzmodell grenzüberschreitende Kuppelleitungen dargestellt haben. Die parallel verlaufenden Einzelleitungen zwischen zwei Knoten werden zu aggregierten Grenzkuppelleitungen zusammengefasst.

2.2 Bestimmung von Sensitivitätsfaktoren

Auf Basis der Gleichstromlastflussgleichungen werden Sensitivitätsfaktoren (SF) abgeleitet, die beschreiben, wie sich basierend auf einer Leistungseinspeisung am Knoten m der Leistungsfluss auf einer Leitung i ergibt. Mathematisch sind diese wie folgt beschrieben [6,7]:

$$SF_i^m = \frac{P_i}{P_m}$$

mit

P_i Wirkleistungsfluss auf Leitung i

P_m Wirkleistungseinspeisung an Knoten m

Durch die Auswertung der Knotenspannungswinkelsensitivitäten bei einer Leistungseinspeisung an einem Knoten werden die sich einstellenden Leistungsflüsse zwischen den Knoten bestimmt. Zur Berücksichtigung aller möglichen Austauschkombinationen wird der einspeisende Knoten wiederholt verlegt, sodass alle Knoten als mögliche Quelle berücksichtigt werden. Anschließend wird die Senke des Austausches, die als Referenzknoten definiert ist, verlegt und die Bestimmung der Sensitivitätsfaktoren wiederholt, sodass für alle möglichen Kombinationen bilateraler Austausche und Leitungen Sensitivitätsfaktoren vorliegen.

2.3 Bestimmung der Übertragungskapazitäten

Zur Bestimmung der Höhe möglicher Austausche zwischen den Zonen im reduzierten Netzmodell ist eine Bestimmung der Übertragungskapazitäten auf den aggregierten Grenzkuppelleitungen zwischen den Zonen notwendig. Eine obere Grenze zur Abschätzung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität liefert zunächst die thermische Stromtragfähigkeit grenzüberschreitender Leitungen im aggregierten Netzmodell. Die maximal zulässige Übertragungsleistung zwischen zwei Zonen wird hierbei auf den Wert festgelegt, bei dem die erste der parallelen Leitungen im (N-1)-Fall überlastet würde.

2.4 Integration als Nebenbedingungen in ein bestehendes Verfahren zur Bewertung von Resource Adequacy

Um die abgeleiteten Netzrestriktionen in das bestehende Verfahren zur Bestimmung von Kennzahlen für die Resource Adequacy zu integrieren, wird das Modell, wie in Abbildung 4 dargestellt, um zusätzliche Netznebenbedingungen erweitert. Die im Rahmen der Optimierung existierenden Austausche zwischen den Gebotszonen werden mithilfe der ermittelten Sensitivitätsfaktoren zusätzlich durch Restriktionen im reduzierten Netz eingeschränkt. Demnach kann ein bilateraler Austausch, welcher als Entscheidungsvariable im Rahmen des Optimierungsproblems modelliert ist, sowohl durch Nebenbedingungen in der Austausch- als auch in der Netzebene beschränkt werden.

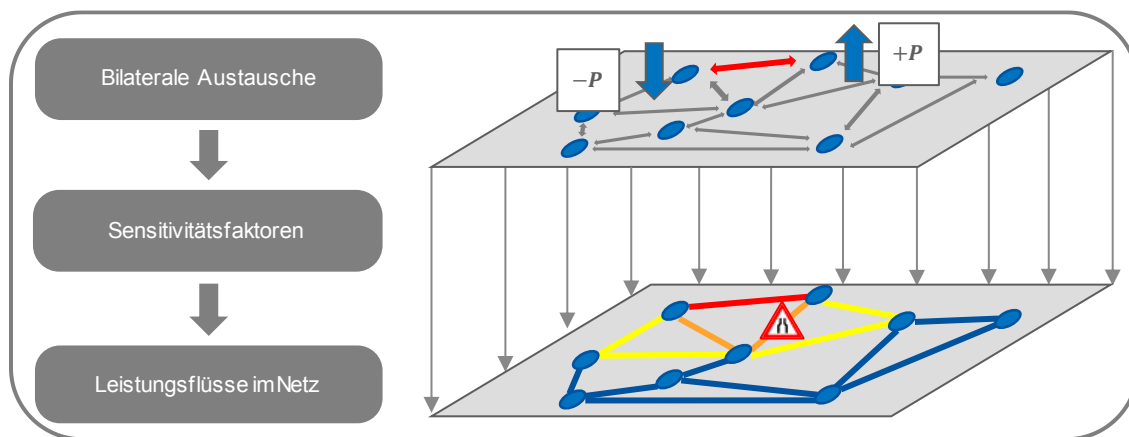


Abbildung 4: Erweiterung des Modells um die Netzebene mithilfe der ermittelten SF

Kern der Netzabbildung sind zusätzliche Nebenbedingungen innerhalb der Optimierung, welche die Flüsse auf den zonenübergreifenden Leitungen beschränken und als Netznebenbedingungen bezeichnet werden. Die Verknüpfung zwischen den Austauschen der Gebotszonen und den Flüssen auf den Ersatzlängszweigen wird über die abgeleiteten Sensitivitätsfaktoren hergestellt. Die richtungsscharf ermittelten Flüsse werden dabei zusammengefasst, sodass eine Summierung der Leistungsflüsse auf einem Ersatzlängszweig möglich ist. Demnach gilt für jede Stunde und für alle Ersatzlängszweige:

$$-P_{ELZ ij}^{max} \leq \sum_x \sum_y Austausch^{x \rightarrow y} \cdot SF_{ELZ i}^{x \rightarrow y} - \sum_x \sum_y Austausch^{y \rightarrow x} \cdot SF_{ELZ j}^{y \rightarrow x} \leq P_{ELZ ij}^{max}$$

mit

x, y Zonen

$Austausch^{x \rightarrow y}$ Austausch zwischen den Zonen x und y

$SF_{ELZ i}^{x \rightarrow y}$ Wirkung des richtungsscharfen Austauschs zwischen x und y auf den Ersatzlängszweig i

$P_{ELZ ij}^{max}$ Maximale Übertragungskapazität des Ersatzlängszweiges zwischen i und j

3 Exemplarische Untersuchungen

Der Einfluss des entwickelten Verfahrens zur Netzabbildung wird mithilfe von Untersuchungen zu Kennzahlen zur Versorgungssicherheit anhand des LOLE-Index in den Betrachtungsjahren 2020 und 2025 gezeigt. Zur Parametrierung der Eingangsdaten für die Simulationen wird auf die im Folgenden beschriebenen Datenquellen zurückgegriffen.

Die Höhe der zukünftig installierten Erzeugungskapazitäten, die bilateralen Austauschkapazitäten (in Form von NTC-Werten) sowie die Nachfragezeitreihen sind dem Mid-Term Adequacy Forecast in der Version von 2018 angelehnt [2]. Die resultierenden installierten Kraftwerkskapazitäten sind in Abbildung 5 dargestellt.

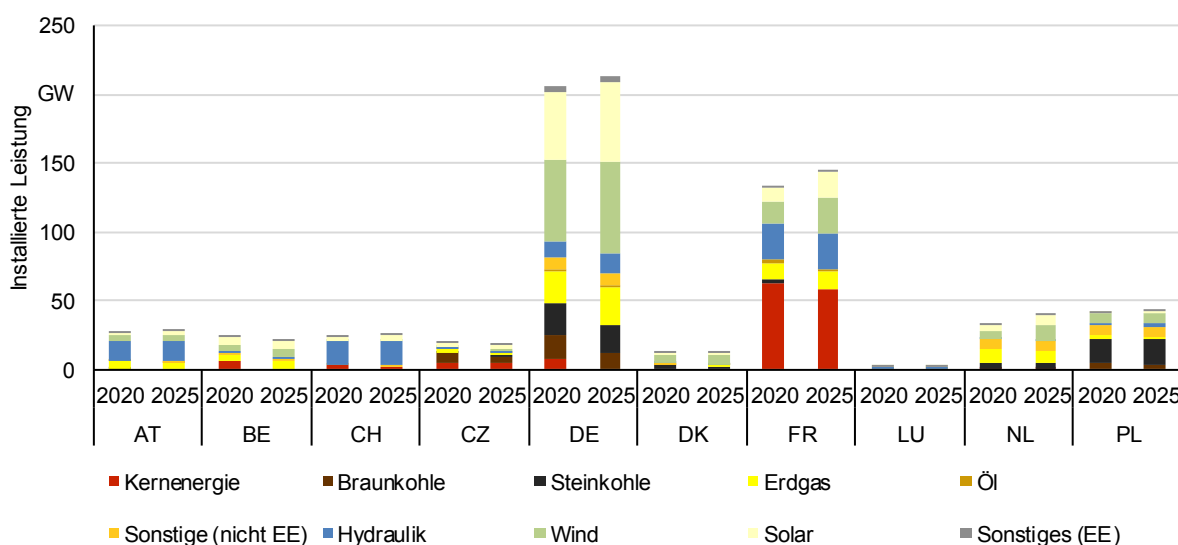


Abbildung 5: Parametrierte Erzeugungskapazitäten für die Jahre 2020 und 2025 nach [2].

Für die Parametrierung der 30 Wetterjahre wird auf den von der Europäischen Kommission bereitgestellten EMHIREs Datensatz zurückgegriffen, welcher – basierend auf historischen Daten der Klimareanalyse der Jahre 1986 bis 2015 – stundenscharfe Zeitreihen zur Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen enthält [8]. Diese werden mit der installierten Leistung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien skaliert. Zu- und Abflusszeitreihen für hydraulische Speicher sowie Laufwasserzeitreihen wurden basierend auf historischen Erzeugungsmengen und Transparenzdaten der ENTSO-E vorgegeben [9].

Die Übergangswahrscheinlichkeiten für Betriebszustände der thermischen und hydraulischen Kraftwerke werden basierend auf Transparenzdaten der ENTSO-E [9] sowie Angaben des VGB PowerTech e.V. parametrierung [10]. Wartungs- und Revisionspläne werden ebenfalls basierend auf diesen Quellen festgelegt.

Als Grundlage für das Netzmodell dient ein am IAEW händisch recherchiertes Modell des europäischen Übertragungsnetzes für verschiedene Zeithorizonte. Es basiert auf öffentlich verfügbaren Daten, zum Beispiel [11] und [12].

3.1 Untersuchung zur Versorgungssicherheit im Betrachtungsjahr 2020

Zunächst werden ausschließlich die Netzrestriktionen in Form von bilateralen Austauschbeschränkungen als Referenzfall berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in Form der

Kennzahl LOLE in Abbildung 6 dargestellt. Es zeigen sich LOLE-Werte größer als null im Vereinigten Königreich sowie in Finnland, Frankreich, Polen und in Irland. Im überwiegenden Teil der betrachteten Länder kommt es jedoch nicht zu Nachfrageunterdeckungen und damit zu einem LOLE-Wert von null.

Zur Einordnung der Auswirkungen des verwendeten Netzmodells ist insbesondere der direkte Vergleich mit einem Simulationslauf unter Berücksichtigung der eingeführten Nebenbedingungen von Interesse. Die Ergebnisse einer solchen Untersuchung sind in Form der Kennzahl LOLE ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt.

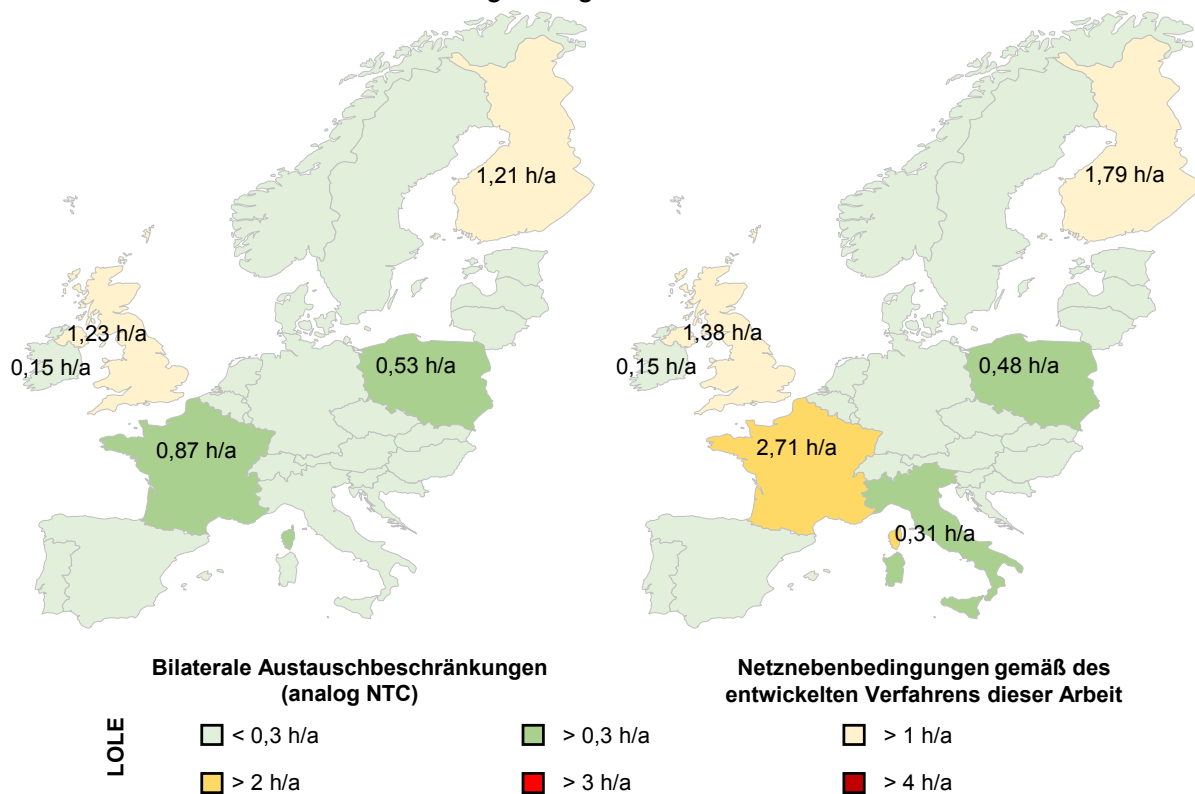


Abbildung 6: Ermittelter LOLE-Wert für das Jahr 2020 mit Austauschbeschränkungen sowie unter Berücksichtigung der abgeleiteten Netznebenbedingungen

Die Ergebnisse zeigen im überwiegenden Teil der erwähnten Länder eine Erhöhung der LOLE-Werte. Die Kennzahl steigt insbesondere in Frankreich, allerdings kommt es auch in Italien, Norwegen, dem Vereinigten Königreich sowie in Irland zu einer Erhöhung.

3.2 Untersuchung zur Versorgungssicherheit im Betrachtungsjahr 2025

Bei der Untersuchung des Betrachtungsjahrs 2025 zeigt sich eine Erhöhung der Kennzahl LOLE bereits ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Netznebenbedingungen. Wie der Abbildung 7 zu entnehmen ist, zeigen sich insbesondere in Frankreich Erhöhungen des LOLE-Wertes, welche vor allem in den Wetterjahren mit niedrigen Temperaturen und geringen Einspeisungen aus Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien auftreten.

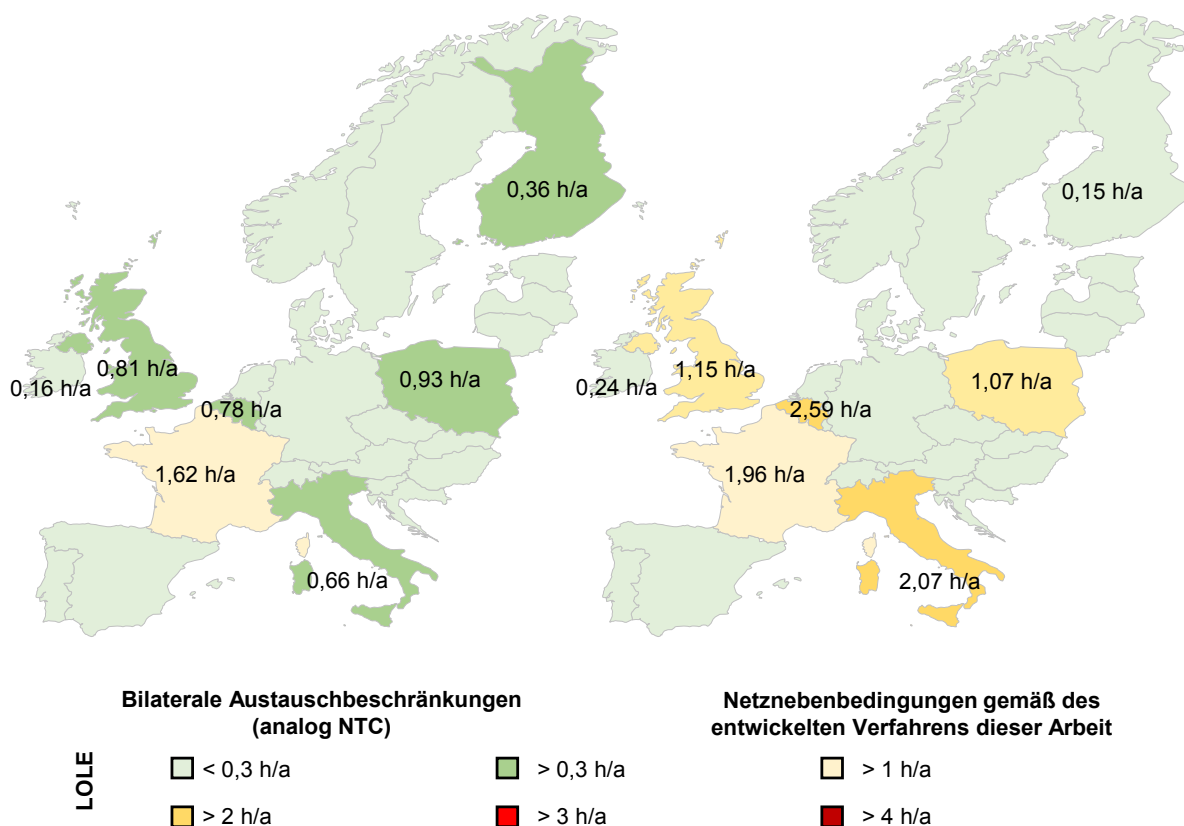


Abbildung 7: Ermittelter LOLE-Wert für das Jahr 2025 mit Austauschbeschränkungen sowie unter Berücksichtigung der abgeleiteten Netznebenbedingungen

Die LOLE-Werte erhöhen sich zusätzlich bei einer Berücksichtigung der abgeleiteten Netznebenbedingungen. Die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen sind in Abbildung 7 dargestellt. Dabei kommt es insbesondere in Frankreich und Belgien zu einer Steigerung des LOLE-Wertes.

3.3 Einfluss der eingeführten Netzrestriktion

Beschränkungen der Austausche durch das grenzüberschreitende Übertragungsnetz haben erkennbare Auswirkungen auf die Kennzahlen zur Versorgungssicherheit. Die Analyse der LOLE-Werte für 2020 und 2025 zeigt deutliche Unterschiede zwischen der Betrachtung mit bilateralen Austauschen und mit Netznebenbedingungen gemäß dem vorgestellten Ansatz. Dies wird in der zunehmenden Anzahl von Ländern deutlich, welche von einer Erhöhung der LOLE-Werte betroffen sind. Diese Effekte sind bereits für das Betrachtungsjahr 2020 erkennbar und verstärken sich für das Betrachtungsjahr 2025 deutlich.

Die Ergebnisse der durchgeführten Simulationen veranschaulichen die hohe Importabhängigkeit von Italien, Frankreich und Belgien in einzelnen Wetterjahren des Szenarios. Dies ist unter anderem durch die Veränderungen der Kraftwerksparks begründet. So sinkt die installierte Leistung in Italien zwischen den Szenarien der Jahre 2020 und 2025 von 63,1 GW auf 60,3 GW.

Noch deutlicher fällt der Unterschied in Frankreich und Belgien aus. Im Szenario des Jahres 2020 sind in Frankreich noch 105,6 GW installierte thermische Erzeugungsleistung vorhanden, in dem des Jahres 2025 nur noch 98,2 GW. Diese deckt eine Spitzennachfrage von 84,7 GW

in 2020 und von 85,3 GW in 2025. Belgien reduziert die installierte thermische Erzeugungsleistung nach MAF 2018 von 13,5 GW auf 9,5 GW. In beiden Szenarien ist dort eine Spitzennachfrage von 12,9 GW zu decken. Ausfälle von Kraftwerken in Belgien und Frankreich führen im NTC-Modell zu Austausch, die mit Netzrestriktionen nicht möglich sind und deshalb zu zusätzlichen Nachfrageunterdeckungen führen.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Aufgrund des hohen Vernetzungsgrades im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem rücken bei der Bewertung von Versorgungssicherheit insbesondere die grenzüberschreitenden Verbindungen in den Fokus. Als quantitative Bewertungsgröße von Resource Adequacy dient in dieser Arbeit die Kennzahl LOLE.

Basierend auf einem vereinfachten Netzmodell werden Sensitivitätsfaktoren bestimmt, welche die bilateralen Austausche zwischen zwei Zonen mit der auftretenden Netzbelastung verknüpfen. Diese Faktoren, sowie ermittelte Übertragungskapazitäten auf Basis der Einzelleitungen bilden zusätzliche Eingangsdaten für exemplarischen Untersuchungen.

Im Rahmen der exemplarischen Untersuchungen wird die Wirkung der eingeführten Netznebenbedingungen auf die Kennzahl LOLE gezeigt. In den Untersuchungen der Betrachtungsjahre 2020 und 2025 zeigen sich signifikante Unterschiede zwischen den Untersuchungen unter Annahme bilateraler Austauschbeschränkungen sowie der Berücksichtigung des Netzmodells in Form der vorgestellten Netznebenbedingungen. Bereits im Betrachtungsjahr 2020 zeigt sich ein erhöhter LOLE. Dieser Effekt ist im Betrachtungsjahr 2025 nochmals deutlich ausgeprägter.

Wird Versorgungssicherheit künftig europäisch bewertet, so ist eine reine Betrachtung der Zusammenhänge auf der Seite von Nachfrage und Erzeugung alleine nicht mehr ausreichend. Auch eine adäquate Abbildung der Übertragungskapazitäten ist erforderlich.

Literatur

- [1] ENTSO-E: "Mid-Term Adequacy Forecast 2016 Edition"; Brüssel, 2016
- [2] ENTSO-E: "Mid-Term Adequacy Forecast 2018 Edition"; Brüssel, 2018
- [3] Europäische Kommission: "Vorschlag für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG", Brüssel, 2016.
- [4] Baumanns, P. et al.: "Generation Adequacy in the European Power System – An Assessment in the Course of Time from 2010 to 2025", 53rd International Universities Power Engineering Conference, Glasgow, 2018.
- [5] Baumanns, P. et al.: "Verwendung adaptiver Zeitraster in Verfahren zur Bewertung von Versorgungssicherheit", 15. Symposium Energieinnovation, Graz, 2018.
- [6] Cheng, X.; Overbye, T. J.: "PTDF-Based Power System Equivalents", IEEE Transactions on Power Systems, Bd. 20, Heft 4, 2005.
- [7] Vukasovic, M., Skuletic, S.: "Implementation of different methods for PTDF matrix calculation in flow-based coordinated auction", 2007 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007.
- [8] Europäische Kommission: "Joint Research Centre Data Catalogue - European Meteorological derived High Resolution RES generation time series for present and future scenarios.", Brüssel, 2019.
- [9] ENTSO-E: "ENTSO-E Transparency Platform", 2019.
- [10] VGB PowerTech e.V.: "Analyse der Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken 2008 – 2017", Essen, 2018.
- [11] ENTSO-E: "Ten Year Network Development Plan 2018 - TYNDP", Brüssel, 2018.
- [12] Bundesnetzagentur: "Bedarfsermittlung 2017-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom", Bonn, 2017.