

# Einfluss unterschiedlicher Ansätze zur Generierung von Ausfallzeitreihen auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy

Kevin Pacco, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft,  
RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.-Nr.: +49 241 80 97885,  
k.pacco@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

**Kurzfassung:** Aufgrund der strukturellen Veränderungen im europäischen Stromsystem gewinnt die Sicherheit der Stromversorgung in aktuellen Forschungsfragen zunehmend an Bedeutung. Um sicherzustellen, dass die Stromversorgungssicherheit dadurch nicht beeinträchtigt wird, ist eine Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen (Resource Adequacy) erforderlich, um festzustellen, ob das Elektrizitätsversorgungssystem über ausreichende Ressourcen verfügt, um die zukünftige Nachfrage nach elektrischer Energie zu decken. Zur Untersuchung der Resource Adequacy wird hierbei ein probabilistisches Modell verwendet. Hierbei gehen insbesondere Nicht-Verfügbarkeiten von Ressourcen zu als Eingangsdatum ein. In diesem Kontext finden neben klimaabhängigen Unsicherheiten (hydraulische Zuflüsse, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlungen, etc.) auch insbesondere (un-)geplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen Berücksichtigung. Zur Generierung von Ausfallzeitreihen sind unterschiedliche Ansätze sowie zusätzlich unterschiedliche Parametrierungen dieser Ansätze möglich. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welchen Einfluss diese auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy haben. Ziel dieser Arbeit ist es, ein Verfahren zur Ermittlung von Ausfallzeitreihen zu entwickeln. Im Anschluss werden die Einflüsse unterschiedlicher Ausprägungen dieses Verfahrens untersucht und quantifiziert.

**Keywords:** Versorgungssicherheit, Resource Adequacy, Monte-Carlo-Simulation, Nicht-Verfügbarkeiten

## 1 Einleitung

Vor dem Hintergrund der Energiewende unterliegt das europäische Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) zunehmend einem strukturellen Wandel. Insbesondere der Wandel von disponiblen konventionellen Kraftwerken hin zu dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) führt dazu, dass das Thema Versorgungssicherheit zunehmend an Bedeutung gewinnt. Um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, ist eine Untersuchung der Angemessenheit der Ressourcen (Resource Adequacy) erforderlich.

Resource Adequacy beschreibt die Fähigkeit der Ressourcen eines EVS, die Nachfrage nach elektrischer Energie zu jeder Zeit sicher zu decken. Die Ressourcen umfassen hierbei Primärenergieträger, Erzeugungsanlagen, das Übertragungsnetz sowie Flexibilitätspotentiale auf der Nachfrageseite. Bei Untersuchungen zur Resource Adequacy sind insbesondere die Nicht-Verfügbarkeiten dieser Ressourcen in Folge von Unsicherheiten zu berücksichtigen.

Hierbei sind neben klimaabhängigen Unsicherheiten (hydraulische Zuflüsse, Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlungen, etc.) auch insbesondere (un-)geplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Zur Generierung von Ausfallzeitreihen sind unterschiedliche Ansätze sowie zusätzlich unterschiedliche Parametrierungen dieser Ansätze möglich. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welchen Einfluss diese auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy haben.

Dazu wird in Abschnitt 2 zunächst das Themenfeld Resource Adequacy, insbesondere in Hinblick auf die Berücksichtigung von Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken und Speichern, näher beleuchtet. Im Anschluss wird in Abschnitt 3 sowohl das Verfahren zur Berechnung von Kenngrößen zur Resource Adequacy als auch der Verfahrensansatz zur Herleitung von Ausfalljahren für Simulationen zur Resource Adequacy vorgestellt. Nachfolgend wird der Einfluss unterschiedlicher Ansätze zur Herleitung der Ausfalljahre auf die Kenngrößen der Resource Adequacy in Abschnitt 4 anhand exemplarischer Ergebnisse untersucht. Abschließend werden in Abschnitt 5 die Inhalte noch mal zusammengefasst.

## **2 Resource Adequacy**

Resource Adequacy beschreibt die Fähigkeit der Ressourcen des Elektrizitätsversorgungssystems, die Nachfrage nach elektrischer Energie zu jeder Zeit sicher zu decken. Zu den Ressourcen des Stromsystems gehören Primärenergieträger (z.B. Uran, Kohle, Erdgas, erneuerbare Energien, Wasserkraft), Erzeugungskapazitäten (z.B. thermische Kraftwerke, Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien) sowie Speicherkapazitäten (z.B. hydraulische Pumpspeicher), Übertragungskapazitäten, die für die (flussbasierte) Marktkopplung zur Verfügung stehen, und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen.

In der Regel wird die Resource Adequacy auf der Grundlage von Ergebnissen aus Simulationsmodellen bestimmt. Beispielhafte probabilistische Methoden zur Bewertung von RA finden sich in [1]-[4]. Darüber hinaus veröffentlicht ENTSO-E in seinem Bericht "European Resource Adequacy Assessment" (ERAA) [5] eine jährliche Bewertung der Resource Adequacy für den ENTSO-E-Bereich.

In den bestehenden Methoden werden unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung der Ausfalljahre angewendet. Eine zufällige Ziehung der ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten im Rahmen der Ermittlung der Ausfalljahre stellt hier meist die Grundlage dar.

### 3 Modellierung und Verfahrensansatz

Im Folgenden werden das Verfahren zur Berechnung von Kenngrößen zur Resource Adequacy und der Verfahrensansatz zur Ermittlung von Ausfalljahren für Untersuchungen zur Resource Adequacy näher erläutert.

#### 3.1 Probabilistisches Verfahren zur Berechnung von Kenngrößen zur Resource Adequacy

Das probabilistische Verfahren zur Berechnung von Kenngrößen zur Resource Adequacy basiert auf einer Monte-Carlo-Simulation (vgl. Abbildung 1). Hierbei werden Simulationen von Zufallsexperimenten zur Berechnung von voneinander unabhängigen Stichprobenwerten durchgeführt. Bei einer ausreichend hohen Anzahl an Zufallsexperimenten konvergiert gemäß dem Gesetz der großen Zahlen das arithmetische Mittel der Stichprobenwerte gegen den Erwartungswert dieser.

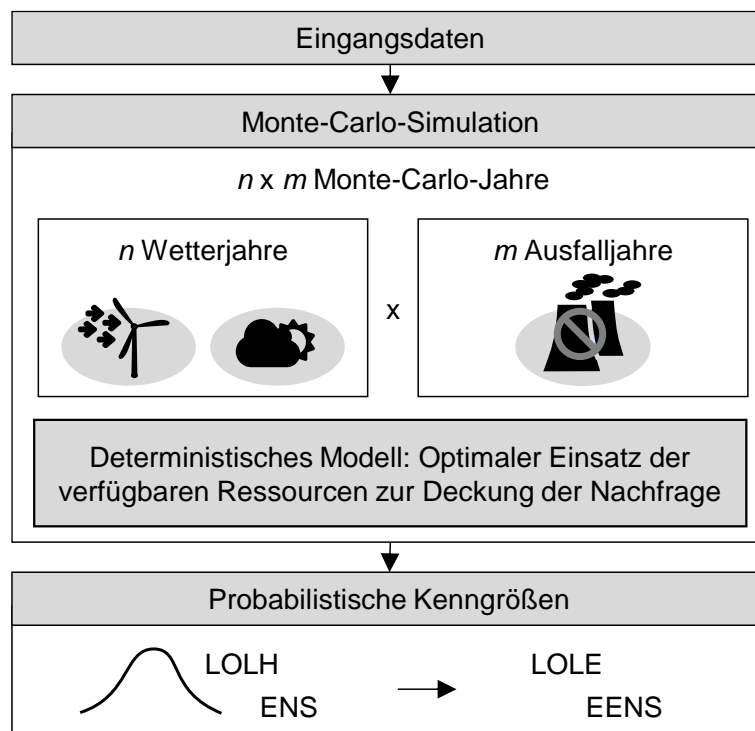


Abbildung 1: Probabilistisches Verfahren zur Berechnung von Kenngrößen zur Resource Adequacy

Im Rahmen der Simulationen zur Resource Adequacy sind diese Zufallsexperimente Kombinationen aus Wetter- und Ausfalljahren (Monte-Carlo-Jahre). Wetterjahre beinhalten klimaabhängige Unsicherheiten, wie z.B. die Einspeisung aus erneuerbaren Energieanlagen, Zuflüsse für hydraulische Anlagen, Zwangseinsätze aufgrund von KWK-Verpflichtungen und die Nachfrage nach elektrischer Energie. Ausfalljahre beschreiben die Nicht-Verfügbarkeit von (Erzeugungs-)Anlagen aufgrund von ungeplanten Ausfällen (z. B. Störungen) oder geplanten Nicht-Verfügbarkeiten (z. B. Revisionen). Für jedes Monte-Carlo-Jahr wird anschließend ein deterministisches Optimierungsproblem gelöst, bei dem der optimale Einsatz der verfügbaren Ressourcen zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie bestimmt wird. Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation liefern die notwendige Verteilung der

Stichprobenwerte für die Berechnung der probabilistischen Kenngrößen zur Resource Adequacy:

- Expected Energy not Served (EENS) und
- Loss of Load Expectation (LOLE).

Im Folgenden wird das deterministische Modell näher erläutert.

### **Deterministisches Modell**

Das deterministische Modell umfasst ein lineares Optimierungsproblem. Das Ziel des Optimierungsproblems ist die Ermittlung des optimalen Einsatzes der Ressourcen des Elektrizitätsversorgungssystem zur Minimierung der Nachfrageunterdeckung als Teil einer Gesamtkostenminimierung.

Folgende Freiheitsgrade stehen dem Modell zur Verfügung:

- Dispatch von Kraftwerken und Speichern,
- Abregelung der Erzeugung,
- Import und Export zwischen Marktgebieten,
- Flexibilität der Nachfrage und
- die nicht gedeckte Nachfrage nach elektrischer Energie (ENS – Energy not Served).

Darüber hinaus definiert das Modell die folgenden Nebenbedingungen, die erfüllt werden müssen:

- Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie je Marktgebiet
- Restriktionen des grenzüberschreitenden Handels (NTC oder FBMC)
- Technische Restriktionen von konventionellen Kraftwerken, hydraulischen (Pump-)Speicherkraftwerken, Batteriespeichern, etc.
- Kontinuitätsbedingungen von Speichertechnologien
- Restriktionen von Flexibilitäten auf der Nachfrageseite
- Vorzuhaltende Regelreserve

Aufgrund der hohen Anzahl der zu betrachtenden Kombinationen von Ausfall- und Wetterjahren, die deterministisch optimiert werden müssen, sind Vereinfachungen des Modells notwendig. Daher wird eine Aggregation der Kraftwerke und Speicher pro Typ innerhalb eines Marktgebietes vorgenommen.

### **3.2 Verfahren zur Ermittlung von Ausfalljahren**

Zur Ermittlung von Ausfalljahren wird im Folgenden ein mehrstufiges Verfahren vorgestellt (vgl. Abbildung 2). Im ersten Schritt werden hierzu die aggregierten Kraftwerke und Speicher auf Basis typischer Anlagengrößen disaggregiert. Im Anschluss findet für jede dieser disaggregierten Anlagen eine Ermittlung von sowohl geplanten als auch ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten statt (vgl. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Nachfolgend werden die ermittelten Zeitreihen aus geplanten und ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten je disaggregierte Anlage kombiniert. Im letzten Schritt werden dann die Nicht-Verfügbarkeits-Zeitreihen der disaggregierten Anlagen zu Nicht-Verfügbarkeits-Zeitreihen der aggregierten Kraftwerke und Speicher aggregiert.

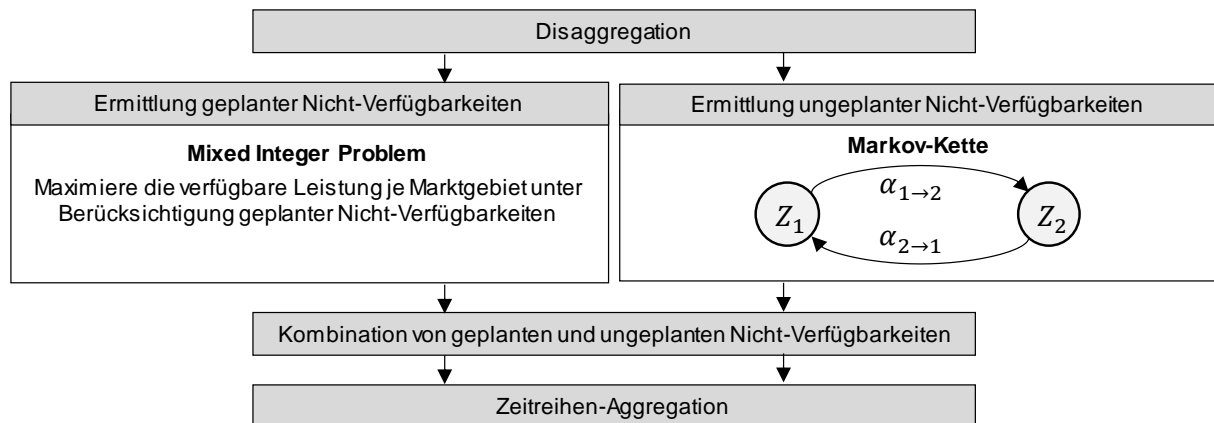


Abbildung 2: Verfahrensansatz zur Ermittlung von Ausfalljahren

Im Folgenden werden die Verfahren zur Ermittlung von geplanten und ungeplanter Nicht-Verfügbarkeiten vorgestellt.

### 3.2.1 Ermittlung geplanter Nicht-Verfügbarkeiten

Die Ermittlung geplanter Nicht-Verfügbarkeiten erfolgt auf Basis eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems je betrachtetes Marktgebiet. Das Ziel des Optimierungsproblems ist die Maximierung der verfügbaren Leistung je Marktgebiet in dem Intervall mit der geringsten verfügbaren Leistung  $p^{min,verfuegbar}$  (vgl. (1)).

Folgende Freiheitsgrade stehen dem Optimierungsproblem zur Verfügung:

- Die Zustandsvariable  $x_{i,t}$  beschreibt, ob Anlage  $i$  im Zeitpunkt  $t$  in Betrieb ( $x_{i,t} = 1$ ) oder nicht in Betrieb ( $x_{i,t} = 0$ ) ist (vgl. (6)).
- Die Hilfsvariable  $p^{min,verfuegbar}$  dient zur Formulierung der Zielfunktion (vgl. (7)).

Die Zustandsvariable  $x_{i,t}$  stellt hierbei das zentrale Ergebnis des Optimierungsproblems dar. Bei der Ermittlung der Anlagenzustände müssen folgende Nebenbedingungen berücksichtigt werden:

- Jede Anlage  $i$  darf im Betrachtungszeitraum maximal den ganzen Betrachtungszeitraum abzüglich der Länge der geplanten Nicht-Verfügbarkeit  $D_i^{geplant}$  in Betrieb sein (vgl. (2)).
- Jede Anlage  $i$  muss bei dem Übergang von Betrieb in Nicht-Betrieb die nächsten  $D_i^{geplant}$  Zeitschritte in Nicht-Betrieb verweilen (vgl. (3) und (4)).
- Die Hilfsvariable  $p^{min,verfuegbar}$  ist kleiner als die in jedem Zeitschritt noch verfügbare Leistung (vgl. (5)).

Im Folgenden ist das vollständige Optimierungsproblem formuliert:

$$\max \quad p^{min,verfuegbar} \tag{1}$$

$$s. t. \quad \sum_{t=1}^T x_{i,t} \leq T - D_i^{geplant} \quad \forall i \in I \tag{2}$$

$$\left( \sum_{t'=t}^{t+D_i^{geplant}-1} x_{i,t'} \right) + (1 + x_{i,t} - x_{i,t-1}) \cdot B \leq 0 \quad \begin{array}{l} \forall i \in I, \\ \forall t \in \{n \in \mathbb{Z} \mid 2 \leq n \leq T\} \end{array} \quad (3)$$

$$\left( \sum_{t'=1}^{D_i^{geplant}} x_{i,t'} \right) + x_{i,1} \cdot B \leq 0 \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$p^{min,verfügbar} - \sum_{i \in I} (x_{i,t} \cdot P_i^{inst}) \leq 0 \quad \forall t \in \{n \in \mathbb{Z} \mid 1 \leq n \leq T\} \quad (5)$$

$$x_{i,t} \in \{0,1\} \quad (6)$$

$$p^{min,verfügbar} \geq 0 \quad (7)$$

Des Weiteren ist die Berücksichtigung einer Nebenbedingung zur Abbildung von saisonalen Abhängigkeiten der geplanten Nicht-Verfügbarkeiten möglich (vgl. (8)). Hierbei darf die Summe der nicht-verfügbaren Leistung im Teilbetrachtungsbereich  $T'$  nicht größer als die gesamte Summe der nicht-verfügbaren Leistung im Betrachtungsbereich multipliziert mit dem Reduktions-Faktor  $\alpha$ .

$$\sum_{t \in T'} \sum_{i \in I} ((1 - x_{i,t}) \cdot P_i^{inst}) \leq \alpha \cdot \sum_{i \in I} D_i^{geplant} \cdot P_i^{inst} \quad (5)$$

### 3.2.2 Ermittlung ungeplanter Nicht-Verfügbarkeiten

Die Ermittlung ungeplanter Nicht-Verfügbarkeiten basiert auf Markov-Ketten. Mit Hilfe von Markov-Ketten lassen sich hierbei Zustände mittels Eintrittsübergangswahrscheinlichkeiten zwischen Zuständen ermitteln. Hierbei sind die Zustände jeweils nur von den vorherigen Zuständen abhängig jedoch nicht von deren Vergangenheit.

Zur Ermittlung der ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten werden hierzu bis zu drei Zustände definiert:

- 1: Betrieb
- 0: Ausfall
- 2: Teil-Ausfall

Die Eintrittsübergangswahrscheinlichkeiten lassen sich aus der Ausfallrate sowie der Wiederinbetriebnahmerate, welche sich wiederum auf Basis der durchschnittlichen Verfügbarkeit sowie der durchschnittliche Ausfalldauer ermitteln lassen, ermitteln. Das Verfahren ist schematisch in Abbildung 3 abgebildet.

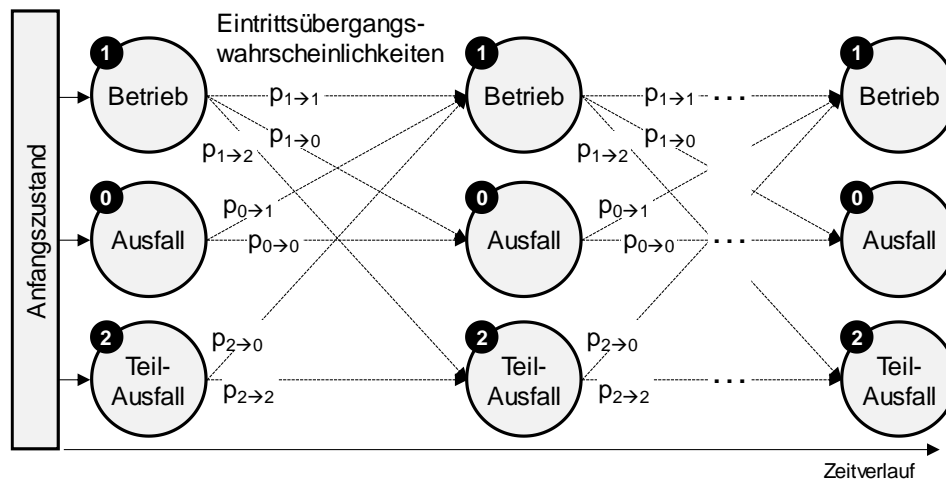


Abbildung 3: Verfahren zur Ermittlung ungeplanter Ausfälle

Das Verfahren zur Ermittlung der ungeplanten Ausfälle lässt sich des Weiteren um die Definition einer minimalen und / oder maximalen Ausfalldauer erweitern. Diese Erweiterung muss bei der Ermittlung der Eintrittsübergangswahrscheinlichkeiten berücksichtigt werden und lässt als Folge nur eine geringere Streuung um die erwartete Ausfalldauer zu.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Untersuchungsgegenstand

Im Rahmen dieser Studie wurde ein exemplarisches Szenario für das Fokusjahr 2030 untersucht. Der Betrachtungsbereich erstreckt sich auf die ENTSO-E Region (ohne Türkei, Island, Ukraine und Zypern). Die installierten Erzeugungskapazitäten und Brennstoffpreise basieren auf den veröffentlichten Gebotszonen-scharfen Szenario-Daten aus [5]. Einspeisezeitreihen von Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energiequellen, hydraulische Zuflüsse sowie Nachfragezeitreihen umfassen insgesamt 35 Wetterjahre und basieren auf der Pan-European Climate Database [6]. Die Handelsbeschränkungen zwischen Marktgebieten werden auf Basis von Nettotransferkapazitäten (NTC) modelliert und basieren ebenfalls auf [5]. Um die Komplexität des Problems zu reduzieren, wurden sämtliche Erzeugungsanlagen aggregiert betrachtet.

Zur Abbildung der Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken wurden insgesamt 200 Ausfalljahre auf Basis des in 3.2 vorgestellten Verfahrens ermittelt. Hierbei wurden folgende Varianten des Verfahrens untersucht:

1. Nicht-Verfügbarkeiten lediglich aufgrund ungeplanter Nicht-Verfügbarkeiten
2. Nicht-Verfügbarkeiten lediglich aufgrund ungeplanter Nicht-Verfügbarkeiten unter Berücksichtigung einer minimalen Ausfalldauer
3. Nicht-Verfügbarkeiten aufgrund ungeplanter und geplanter Nicht-Verfügbarkeiten
4. Nicht-Verfügbarkeiten aufgrund ungeplanter und geplanter Nicht-Verfügbarkeiten unter Berücksichtigung von saisonalen Abhängigkeiten geplanter Nicht-Verfügbarkeiten (Faktor 15 %)

Im Rahmen der Untersuchungen werden hierbei Nicht-Verfügbarkeiten von thermischen Kraftwerken berücksichtigt. Eine Übersicht der Ausfallparameter sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Ausfallparameter, in Anlehnung an [5]

Energieträger	Ø-Verfügbarkeit	Min. Ausfalldauer	Ø-Ausfalldauer	Ausfalldauer (geplant)
Kernenergie	95 %	84 h	168 h	54 Tage
Braunkohle	90 %	12 h	24 h	27 Tage
Steinkohle	90 %	12 h	24 h	27 Tage
Erdgas	92 %	12 h	24 h	27 Tage
Sonstige	90 %	12 h	24 h	27 Tage

## 4.2 Exemplarische Ergebnisse

Der Einfluss der unterschiedlichen Ausprägungen des Verfahrens zur Ermittlung von Ausfalljahren im Kontext von Untersuchungen zur Resource Adequacy werden anhand der Kenngröße Loss of Load Expectation (LOLE) quantifiziert. Abbildung 4 zeigt hier die LOLE-Werte je Marktgebiet für die unterschiedlichen Sensitivitäten.

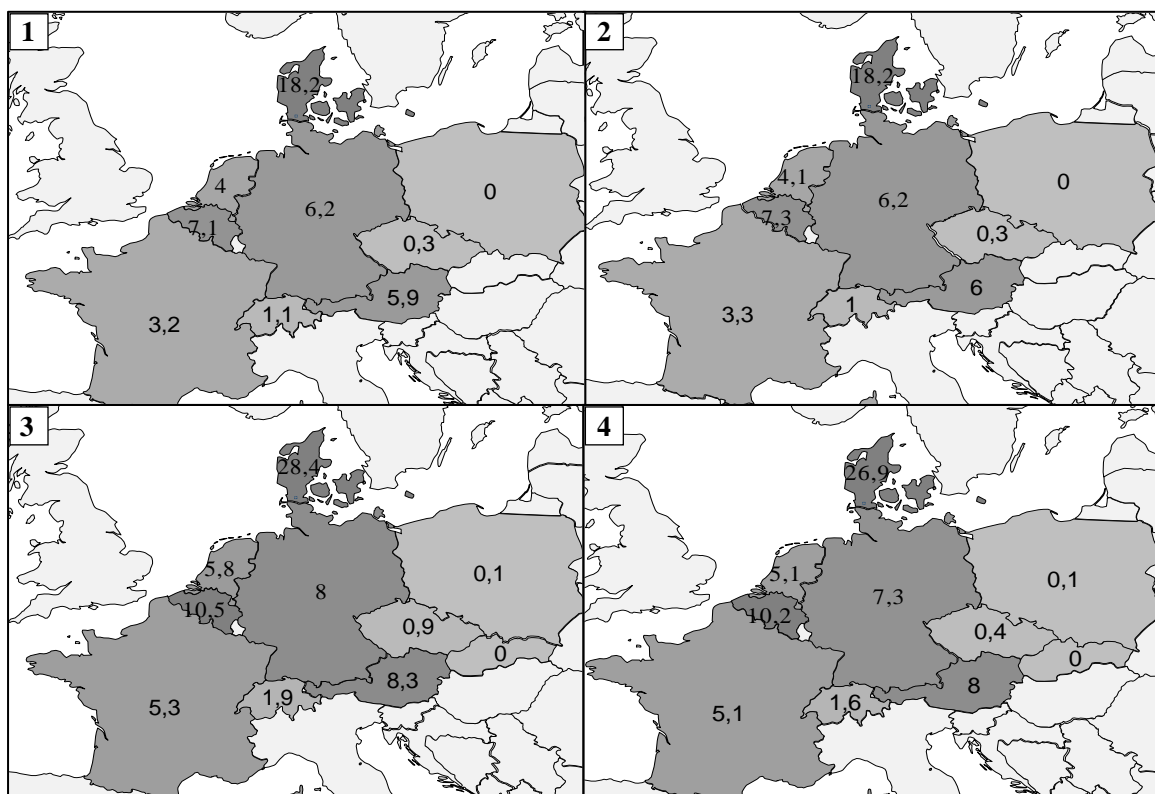


Abbildung 4: LOLE-Werte für die unterschiedlichen Untersuchungen

Es ist zu erkennen, dass die Berücksichtigung der minimalen Ausfalldauer hier keinen signifikanten Einfluss auf die Kenngrößen aufzeigt. Jedoch könnte die Reduktion der Streuung der Ausfalldauer hier zu Konvergenz der probabilistischen Kenngrößen beitragen.



Dementgegen führt die Berücksichtigung der geplanten Nicht-Verfügbarkeiten zu einer erkennbaren Erhöhung des LOLE – insbesondere in den Ländern, in denen bereits Stunden mit nicht gedeckter Nachfrage vorliegen. Eine realitätsnahe Abschätzung der saisonalen Abhängigkeiten von geplanten Nicht-Verfügbarkeiten (geplante Nicht-Verfügbarkeiten vermehrt in den Sommermonaten) reduziert den Einfluss und sollte demnach berücksichtigt werden.

## 5 Zusammenfassung

Zentrales Eingangsdatum bei Untersuchungen zur Resource Adequacy stellen die Nicht-Verfügbarkeiten der Ressourcen des Elektrizitätsversorgungssystems dar. Ziel dieser Arbeit war es, ein Verfahren zur Ermittlung von Zeitreihen der Nicht-Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen aufgrund von geplanten und ungeplanten Ausfällen zu entwickeln. Ein weiteres Ziel war die Untersuchung und Quantifizierung des Einflusses unterschiedlicher Ausprägungen des Verfahrens auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde hierzu ein mehrstufiges Verfahren zur Ermittlung von Ausfalljahren für Untersuchungen zur Resource Adequacy entwickelt. Im Anschluss wurden der Einfluss unterschiedlicher Ausprägungen dieses Verfahrens auf die Kenngrößen zur Resource Adequacy untersucht und quantifiziert. Hierbei wurde festgestellt, dass eine Berücksichtigung einer minimalen Ausfalldauer keinen signifikanten Einfluss auf die Kenngrößen zu Resource Adequacy hat, aber gegebenenfalls zur Konvergenz der probabilistischen Kenngrößen beitragen kann. Zudem konnte quantifiziert werden, dass der Einfluss ungeplanter Nicht-Verfügbarkeiten die Kenngrößen beeinflusst. Hierbei sollten jeden mögliche saisonale Effekte berücksichtigt werden.

## 6 Referenzen

- [1] Baumanns, P., „Berechnung probabilistischer Kenngrößen zur Resource Adequacy in der europäischen Energiewende“, Aachen, Germany, 2019.
- [2] ACER, “Methodology for the European resource adequacy assessment (ERAA)”, 2020C.
- [3] [6] Consentec and r2b energy consulting, “Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung (Security of supply in Germany and its neighbouring countries: international monitoring and evaluation)”, 2015.
- [4] EICOM, System Adequacy 2020, 2017.
- [5] ENTSO-E, “European Resource Adequacy Assessment 2022”, 2022
- [6] ENTSO-E, Pan-European Climatic Database 2021, 2021.