

# Untersuchung der Formulierung von Leistungsflussrestriktionen auf die Rechenzeit einer Engpassmanagement-Simulation

Lukas Hein<sup>(\*)</sup>, Matthias Preuß, Tobias Sous, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft  
(IAEW, RWTH Aachen), Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, +49 241 80 96721,  
l.hein@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

**Kurzfassung:** Für die Untersuchung einer Vielzahl an Fragestellungen über das zukünftige Energiesystem werden zeiteffiziente Methoden für die Modellierung des Engpassmanagements (EM) im elektrischen Übertragungsnetz benötigt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden verschiedene Formulierungsansätze der Leistungsflussrestriktionen in einer EM-Simulation für die (n-0)-Betrachtung (ohne kritische Ausfallsituationen) verglichen und hinsichtlich ihrer Rechenzeit ausgewertet. Es erwiesen sich die Formulierungen der Winkeldifferenzen und Maschengleichungen im Vergleich zur Formulierung über Power Transfer Distribution Factors (PTDF) am zeiteffizientesten. Zusätzlich untersucht diese Arbeit den Einfluss auf die benötigte Rechenzeit für die EM-Simulation mit einer (n-1)-Betrachtung (mit kritischen (n-1)-Ausfallsituationen). Es zeigt sich, dass die Rechenzeit bereits bei einer geringen Anzahl an betrachteten kritischen Ausfallsituationen signifikant ansteigt. Im Weiteren ist zu validieren, ob bspw. die Formulierung der Maschengleichung durch geschickte Wahl der unabhängigen Maschen zusätzlich optimiert werden kann.

**Keywords:** Engpassmanagement, Redispatch, Optimierung, Rechenzeit, PTDF

## 1 Einleitung und Motivation

Die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen, die auf eine nachhaltige Energieversorgung bei gleichzeitiger Wahrung der Systemsicherheit und -stabilität abzielen, führen zu einem signifikanten Wandel des elektrischen Energieversorgungssystems. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) geschieht aufgrund der Abhängigkeit vom Dargebot häufig lastfern. Durch die Zunahme der Einspeisung dieser Anlagen resultiert ein erhöhter Transportbedarf für das Übertragungsnetz. Verbunden mit dem verzögerten Netzausbau in Deutschland und dem zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel steigt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Netzengpässen [1]. Dies führt zu einer steigenden Relevanz des Engpassmanagements (EM).

Zur Abbildung des EM und zur Bestimmung der optimalen Engpassbehebungsmaßnahmen (EBM) werden häufig mathematische Modelle genutzt. Die Komplexität solcher Modelle steigt bedingt durch die steigende Anzahl an Akteuren und Beschränkungen. Aktuelle Fragestellungen wie beispielsweise die Planung des Netzausbaus [2] oder die Validierung von Gebotszonen [3] nutzen iterative Verfahren. Zur Beantwortung dieser Fragestellungen bildet die EM-Simulation einen Teil dieser iterativen Verfahren. Aus der iterativen Vorgehensweise folgt eine häufige sequentielle Ausführung der EM-Simulation und somit eine hohe Anforderung an die Zeiteffizienz. In einem EM-Modell gilt es die EBM so

zu optimieren, dass die Leistungsflüsse über die Betriebsmittel im Rahmen der technischen Grenzwerte liegen. Zur Abbildung der Leistungsflüsse dienen die Leistungsflussgleichungen. Die Formulierung der Leistungsflussgleichungen kann dabei einen Einfluss auf die Rechenzeit haben. In der Literatur werden verschiedene Implementierungsmöglichkeiten vorgestellt. Eine detaillierte Betrachtung der Implementierungsmöglichkeiten und deren Vergleich anhand eines konsistenten Modells wurde bereits in [4] durchgeführt. Das Ziel dieses Papers liegt daher in der Validierung der Erkenntnisse sowie der Erweiterung des Modells aus [4] um (n-1)-Ausfallbetrachtungen und Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen), da diese speziell im EM zukünftig relevanter werden.

## 2 Analyse und Modellbildung

In diesem Kapitel werden zunächst die technischen Grundkonzepte und deren Implementierung im Modell dargestellt.

### 2.1 Engpassmanagement in Deutschland

Das EM umfasst alle Maßnahmen, die getroffen werden, um die Überlastung eines Betriebsmittels zu verhindern (präventiver Einsatz) oder zu beheben (kurativer Einsatz). Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §13 Abs. 1 der Bundesrepublik Deutschland werden die EBM in drei Gruppen unterteilt:

1. Netzbezogene EBM
2. Marktbezogene EBM
3. Zusätzliche Reserven

Die netzbezogenen EBM umfassen dabei alle EBM, die durch den Übertragungsnetzbetreiber ohne zusätzliche Kosten angewiesen werden können. Hierzu zählen EBM, die, beispielsweise durch Schalthandlungen, zu einer Änderung der Netztopologie führen. Ebenso wird die Verwendung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln, wie HGÜ-Leitungen oder Phasenschiebertransformatoren, zu den netzbezogenen EBM gezählt.

Unter marktbezogenen EBM werden alle Maßnahmen verstanden, die zu einer veränderten Einspeisung gegenüber dem Strommarktergebnis führen, wie beispielsweise Redispatch oder Countertrading. Die Auflösung von Netzengpässen erfolgt im Zuge des Redispatch durch die Anpassung der Einspeiseleistung von konventionellen Erzeugungsanlagen. Seit Einführung des Redispatch 2.0 ist die Abregelung von EE-Anlagen in Deutschland ebenfalls in den Redispatch-Prozess integriert [5]. Die Abregelung von EE-Anlagen solle jedoch nur erfolgen, wenn dadurch ein Vielfaches an Redispatch-Volumen durch konventionelle Kraftwerke ersetzt werden kann. Als Vielfaches definiert EnWG §13 Abs. 1a einen Wert zwischen fünf und fünfzehn [5]. Da innerhalb Europas bisher keine allgemeine Vorgabe für das EM existiert, dürfen die EBM keinen Einfluss auf die internationalen Austausche haben. Aus diesem Grund soll die Nettobilanz der eingespeisten Leistung pro Marktgebiet beim Redispatch unverändert bleiben. Das bedeutet jede positive Anpassung der Einspeiseleistung hat eine negative Anpassung gleichen Umfangs innerhalb des gleichen Marktgebiets zur Folge und umgekehrt.

Die dritte Gruppe wird als zusätzliche Reserve bezeichnet. Dazu zählen nicht betriebsbereite oder stillgelegte Kraftwerke, welche von den Netzbetreibern als systemrelevant eingestuft wurden und mit entsprechender Vorlaufzeit für das EM zur Verfügung stehen. [1]

## 2.2 Modellbildung

Die Modellierung des EM erfolgt durch ein lineares Optimierungsproblem. Die Zielfunktion beschreibt dabei die Kosten der EBM, die aufzuwenden sind, um alle Netzengpässe aufzulösen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht gilt es die Gesamtkosten zu minimieren.

Die Modellierung des Redispatch erlaubt die Anpassung der Einspeiseleistung von konventionellen Anlagen sowohl in positive als auch in negative Richtung. Die technischen Leistungsgrenzen aller Anlagen müssen auch nach einer Leistungsanpassung durch Redispatch eingehalten werden. Die Kosten für konventionelle Kraftwerke basieren auf realitätsnahen Grenzkosten. Bei EE-Anlagen ist lediglich eine Abregelung von Leistung möglich. Die Grenzen für abregelbare Leistung ergeben sich aus der eingespeisten Leistung und dem Anteil fernmeldetechnisch abregelbarer Anlagen. Beide Informationen sind Teil der Eingangsdaten für das Modell. Die im EnWG geforderten Priorisierung der konventionellen Anlagen gegenüber EE-Anlagen wird über die Kostenparametrierung der EE-Anlagen umgesetzt. Hierzu werden für die Abregelung von EE-Anlagen die 10-fachen Grenzkosten des teuersten konventionellen Kraftwerks angesetzt.

### 2.2.1 Leistungsflussrestriktionen

In einem mit Wechselstrom betriebenen Stromnetz ergeben sich die Leistungsflüsse anhand physikalischer Gesetzmäßigkeiten gemäß den Leitungsimpedanzen. Zur Abbildung dieser Zusammenhänge in einem mathematischen Modell werden Nebenbedingungen genutzt. Die Wechselstrom Leistungsflussgleichungen enthalten trigonometrische Funktionsterme, die nicht linear sind und nur durch iterative Verfahren wie das Newton-Raphson-Verfahren zu lösen sind [6]. Daher ist die Anwendung im Rahmen eines rechenzeitoptimierten linearen Modells ungeeignet.

Erfüllt das betrachtete Netz definierte Anforderungen lassen sich die nichtlinearen, trigonometrischen Leistungsflussgleichungen durch Vereinfachungen als lineare Terme nähern. Die folgenden drei Anforderungen müssen dafür erfüllt sein [7]:

- Für jede Leitung  $l \in \text{Leitungen } L$  sind die ohmschen Leitungswiderstände  $R_l$  gegenüber den Leitungsreaktanzen  $X_l$  vernachlässigbar klein ( $R_l < X_l$ ). Leitungsverluste werden somit vernachlässigt.
  - Das Spannungsprofil über jeden Knoten  $i \in \text{Knoten } N$  im Netz ist flach. Die Spannungsamplituden sind bei Verwendung des Per-Unit-Systems näherungsweise einheitlich ( $|U_i| \approx 1 \text{ p.u.}$ ).
  - Die Winkeldifferenzen der Knotenspannungen von benachbarten Knoten  $i$  und  $j$  sind klein, wodurch die trigonometrischen Funktionen linearisiert werden können ( $\sin(\delta_i - \delta_j) \approx \delta_i - \delta_j$  und  $\cos(\delta_i - \delta_j) \approx 1$ ).

Sind die Anforderungen erfüllt lässt sich der Wirkleistungsfluss  $P_l$  auf einer Leitung zwischen dem Knoten  $i$  und  $j$  als Formel (2.1) ausdrücken.

$$P_l = \frac{|U_i||U_j|}{X_l}(\delta_i - \delta_j) \quad (2.1)$$

$|U_i|$  und  $|U_j|$  beschreiben die Amplitudenspannungen an den Anfangs- und Endknoten einer Leitung und  $\delta_i$  und  $\delta_j$  die Phasenwinkel an diesen Knoten [7]. Für das europäische

Übertragungsnetz können die beschriebenen Anforderungen als erfüllt betrachtet werden und die linearisierten Leistungsflussgleichungen liefern eine gute Näherungslösung des Wirkleistungsflusses [8].

Basierend auf der Wirkleistungsflussgleichung (2.1) lassen sich drei unterschiedliche Formulierungen zur Abbildung der Leistungsflüsse ableiten, die in

Tabelle 1 zusammengefasst sind. Physikalisch beschreiben alle drei Formulierungsansätze dieselbe Gesetzmäßigkeit und sollten zum gleichen Ergebnis führen.

Die erste Variante ist die Nutzung einer Matrix mit Power Transfer Distribution Faktoren, kurz PTDF-Matrix. Die PTDF-Matrix ergibt sich aus der Netztopologie und den Leitungsreaktanzen und beschreibt einen linearen Zusammenhang zwischen der Leistungseinspeisung an Knoten  $i$  und den Wirkleistungsflüssen auf der Leitung  $l$ . Die Größe der Matrix wird durch die Anzahl der Leitungen und Knoten bestimmt. Ein Eintrag der Matrix  $ptdf_{l,i}$  beschreibt somit die Auswirkung der Einspeisung am Knoten  $i$  auf den Leistungsfluss auf Leitung  $l$ . Hieraus ergibt sich für jede Leitung des betrachteten Netzes eine Nebenbedingung im Modell aus der PTDF-Matrix. [7]

Die zweite Variante ist die Betrachtung von Winkeldifferenzen. Dazu wird Formel (2.1) als Nebenbedingung im Modell für jede Leitung implementiert [9]. Während sich bei Verwendung der PTDF-Matrix die Nebenbedingungen als simple Matrixmultiplikationen darstellen, handelt es sich bei Betrachtung der Winkeldifferenzen um ein zu lösendes Gleichungssystem. Die Matrix der Nebenbedingungen ist bei Betrachtung der Winkeldifferenzen jedoch dünner besetzt als bei der PTDF-Matrix.

Die dritte Variante ist die Betrachtung von geschlossenen Maschen unter Einhaltung der Kirchhoffschen Maschenregel. Diese besagt, dass die Summe aller Spannungen entlang einer geschlossenen Masche null sein muss. Der Spannungsabfall entlang einer Leitung ist bei Verwendung des Per-Unit Systems proportional zum Produkt aus Leitungsreaktanz  $X_l$  und Leistungsfluss  $P_l$ . Um den Zustand eines Netzes vollständig und korrekt zu bestimmen bedarf es der Betrachtung aller linear unabhängigen Maschen eines Netzes. Die Ermittlung der Maschen wird im Rahmen dieser Arbeit mit Hilfe eines Spannbaums des Netzes festgelegt<sup>1</sup> [10]. Für ein Netz mit  $N$  Knoten und  $L$  Leitungen ist die Anzahl der Maschen respektive der Nebenbedingungen eindeutig und beträgt  $N - (L - 1)$ . Die Auslegung der Maschen hängt hingegen vom Spannbaum ab, da im Verfahren die Reihenfolge der zu schließenden Maschen zufällig erfolgt. Da es nicht möglich ist geschlossene Maschen über Stickleitungen zu bilden, ist für jede Stickleitung eine zusätzliche Nebenbedingung notwendig. Im schlimmsten Fall besitzt das Optimierungsproblem  $L$  Nebenbedingungen. Die Beschreibung der linear unabhängigen Maschen erfolgt in der Modellerstellung durch eine Matrix  $C$ , die für jede Masche eine Zeile besitzt, wobei die Einträge  $\{-1, 0, 1\}$  abhängig von der beschriebenen Masche sein können. [11] Tabelle 1 fasst alle Formulierungen noch einmal zusammen.

---

<sup>1</sup> Der Spannbaum beschreibt einen reduzierten Graphen, in dem es von jedem Knoten genau einen Weg zu jedem anderen Knoten im Graphen gibt. Durch Hinzufügen von Kanten können unabhängige Maschen identifiziert werden.

Tabelle 1: Untersuchte Formulierungen der Leistungsflussrestriktionen

PTDF-Matrix	Winkeldifferenzen	Maschengleichungen
$\vec{P}_L = PTDF^{L \times N} \cdot \vec{P}_N$	$P_l = \frac{ U_i  U_j }{X_l} (\delta_i - \delta_j)$ $\forall \text{ Leitungen}$	$\sum_{l \in L} C X_l P_l = 0$ $\forall \text{ linear unabhängigen Maschen}$
$\vec{P}_L$ : Vektor mit Leistungsflüssen $\vec{P}_N$ : Vektor mit Knoteneinspeisung $PTDF^{L \times N}$ : PTDF-Matrix	$P_l$ : Leistungsfluss auf Leitung $ U_i $ : Spannungsamplitude $\delta_i$ : Phasenwinkel $X_l$ : Leitungsreaktanz	$P_l$ : Leistungsfluss auf Leitung $C$ : Matrix zur Beschreibung unabhängiger Maschen $X_l$ : Leitungsreaktanz

## 2.2.2 Einbindung von Ausfallsituationen

Im Rahmen der „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und der System Operation Guideline ist gefordert, dass das Übertragungsnetz (n-1)-sicher ausgebaut und betrieben wird. Die Verordnung definiert, dass ein Netz (n-1)-sicher ist, wenn der Betrieb des Netzes auch unter Ausfall eines Betriebsmittels weiter gewährleistet werden kann ohne dabei technische Grenzwerte zu überschreiten. Aus diesem Grund ist es unabdingbar, dass auch die (n-1)-Sicherheit im EM berücksichtigt wird. [12, 13]

Grundsätzlich gilt es für die (n-1)-Sicherheit alle (n-1)-Fälle zu berücksichtigen. Im Rahmen dieser Arbeit soll jedoch nur eine Auswahl an Ausfällen betrachtet werden, um den Einfluss auf die Rechenzeit zu bestimmen. Hierzu werden jeweils die kritischsten Ausfälle berücksichtigt. Zur Bestimmung der kritischen Ausfälle wird die Auslastung im Grundlastfall durch eine linearisierte Wirkleistungsflussberechnung bestimmt. Diese verwendet das Strommarktergebnis als Eingangsdatum. Basierend auf den Wirkleistungsflüssen werden die Betriebsmittel als kritische Ausfälle identifiziert, welche die höchste Auslastung im Grundlastfall aufweisen.

Im Rahmen dieser Arbeit sind die Formulierungen der Ausfälle für die Leistungsflussrestriktionen zu bewerten. Für die Formulierung über die PTDF ist es möglich über äquivalente Faktoren den Einfluss eines Ausfalls auf die übrigen Leitungen zu ermitteln. Hierzu werden Line Outage Distribution Factors (LODF) genutzt, die zusätzlich zur PTDF-Formulierung im Modell berücksichtigt werden. Für die Formulierungen über die Maschengleichungen und die Winkeldifferenzen muss jeweils das gesamte Modell erneut aufgebaut werden, wobei dann jeweils das ausgefallene Betriebsmittel nicht berücksichtigt wird<sup>2</sup>. Hierdurch kann die Größe des Optimierungsproblems signifikant zunehmen.

<sup>2</sup> Bei der Formulierung über die Maschengleichungen müssen für jeden kritischen Ausfall die unabhängigen Maschen neu bestimmt werden.

### 2.2.3 Einbindung von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen

Zukünftig soll der Einsatz von netzbezogenen EBM wie HGÜ-Leitungen (siehe Kapitel 2.1) einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Engpässe liefern. Aus diesem Grund sind diese auch mit in der EM-Simulation zu berücksichtigen. Die Modellierung der HGÜ-Leitungen erfolgt hierbei durch virtuelle Einspeisung oder Last am Anfangs- bzw. Endknoten der HGÜ-Leitung [14]. Die modelltechnische Abbildung ist in Abbildung 1 visualisiert. Die Modellierung der HGÜ-Leitungen erfolgt unabhängig von der verwendeten Formulierung der Leistungsflussrestriktionen. Dies lässt darauf schließen, dass die Einbeziehung der HGÜ-Leitungen den Vergleich der Formulierungen nicht beeinflussen wird.

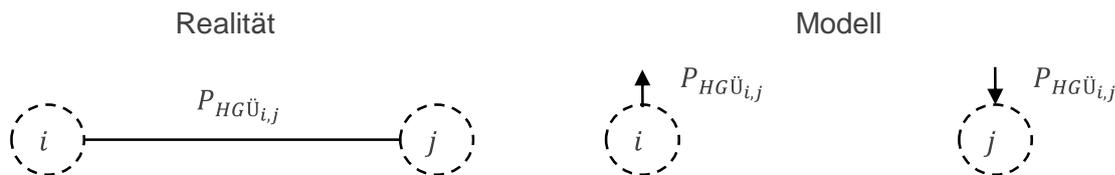


Abbildung 1: Modelltechnische Abbildung von HGÜ-Leitungen in einer EM-Simulation

## 3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die beschriebenen Modelle auf ein Übertragungsnetzmodell angewendet, hinsichtlich mit den Ergebnissen aus [4] verglichen und der Einfluss von HGÜ-Leitungen und Ausfallbetrachtungen bewertet. Hierzu wird zunächst in Kapitel 3.1 das Untersuchungsszenario beschrieben. In Kapitel 3.2 wird das Untersuchungsprogramm dieser Arbeit vorgestellt und abschließend die Ergebnisse dieser Arbeit in Kapitel 3.3 präsentiert.

### 3.1 Untersuchungsszenario

Für die Untersuchungen dieser Arbeit wird das kontinentaleuropäische Übertragungsnetz des IAEW verwendet. Das betrachtete Übertragungsnetz spiegelt den Ausbaustand des Wechselspannungsnetzes für das Jahr 2037 wider und ist in Abbildung 2 dargestellt. Insgesamt sind 4263 Knoten und 5993 Leitungen der 220-kV- und 380-kV-Spannungsebene berücksichtigt. Die EM-Simulation wird für Deutschland durchgeführt, wodurch sich die betrachtete Anzahl der Leitungen auf 912 Leitungen reduziert.

Für die Strommarktsimulation, die als Basis für die EM-Simulationen herangezogen wird, ist das Szenario B für das Jahr 2037 aus dem genehmigten Netzentwicklungsplan Strom unterstellt [15].

### 3.2 Untersuchungsprogramm

Das Untersuchungsprogramm dieser Arbeit gliedert sich in zwei Teilbereiche. In einem ersten Teil werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Formulierungen hinsichtlich ihrer Konsistenz überprüft und die Erkenntnisse des Papers [4] validiert. Hierbei werden zunächst die Ausfallbetrachtungen nicht berücksichtigt. Im zweiten Teil der Untersuchungen werden Ausfallbetrachtungen in der EM-Simulation mitberücksichtigt.

Für das EM wird das Ergebnis einer Strommarktsimulation unterstellt. In einem ersten Schritt wird daher eine Marktsimulation durchgeführt, welche die ersten 24 Stunden des Jahres betrachtet. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der Formulierungen geht das gleiche Strommarktergebnis als Eingangsdatum in alle drei Modelle ein. Die Formulierungen der Leistungsflussrestriktionen wurden jeweils für die 24 Stunden zeitlich entkoppelt simuliert.

Die Simulationen werden dabei auf dem High Performance Cluster der RWTH Aachen durchgeführt. Als Solver wird die kommerzielle Software Gurobi verwendet, welcher automatisch eine Thread-Parallelisierung durchführt.

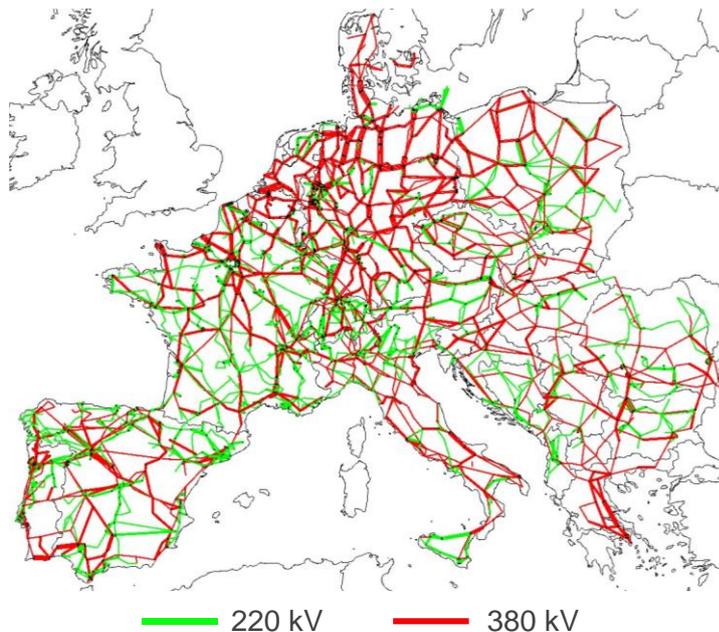


Abbildung 2: Verwendetes kontinental europäisches AC-Netzmodell

### 3.3 Auswertungen

#### Validierung und Ergebnisbestätigung

Um einen Vergleich der Rechenzeiten zwischen den Formulierungen durchzuführen, ist es zunächst notwendig zu gewährleisten, dass die Simulationen zum gleichen Ergebnis für die EM-Simulation führen, da alle Formulierungen dieselben physikalischen Gesetzmäßigkeiten abbilden. Der Vergleich der optimierten Arbeitspunkte als Ergebnis der EM-Simulationen ergibt, dass die Abweichung zwischen den Formulierungen der Leistungsflussrestriktionen im Bereich weniger Prozente liegt, die auf numerische Ungenauigkeiten zurückzuführen ist. Aus diesem Grund kann angenommen werden, dass die Ergebnisse hinreichend genau übereinstimmen und daher ein Vergleich der Rechenzeit zulässig ist.

Aus den Simulationen werden die benötigten Zeiten für den Aufbau des Optimierungsmodells und für die Optimierung ausgegeben. In Abbildung 3 sind die Rechenzeiten als Box Plots visualisiert. Es zeigt sich, dass die Rechenzeiten teilweise variieren können. So schwankt die Optimierungszeit bei der Formulierung mit Winkeldifferenzen zwischen 4 und 8 Sekunden pro Zeitschritt, wobei insgesamt 24 einzelne Stunden betrachtet wurden. Jedoch ist ebenfalls erkennbar, dass 25 % der Stunden eine Optimierungszeit von weniger als 5,2 Sekunden und 75 % weniger als 6,9 Sekunden benötigen. Für die Formulierung über Maschengleichungen

zeigt sich, dass der maximale Wert der Optimierungszeit bei knapp 4 Sekunden liegt und auch 75 % der Werte geringer sind als 3,6 Sekunden. Im Vergleich zu der Formulierung über die PTDF-Matrix benötigen die Formulierungen über die Maschengleichungen und die Winkeldifferenzen signifikant weniger Aufbauzeit und Optimierungszeit. Insgesamt bestätigt sich folglich das Ergebnis aus [4], dass die Formulierung über Maschengleichungen und Winkeldifferenzen rechenzeittechnisch am effizientesten sind.

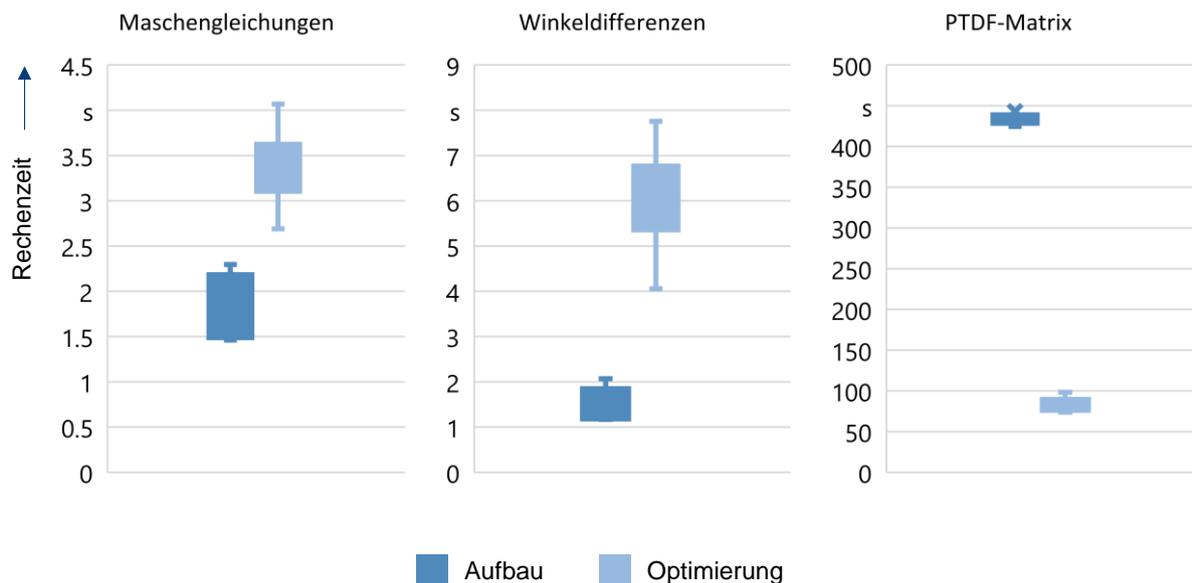


Abbildung 3: Rechenzeit für EM-Simulation für unterschiedliche Formulierungen der Leistungsflussrestriktionen

Da die Zeit zum Aufbau des Optimierungsproblem mit der PTDF-Matrix signifikant größer ist, wird in den folgenden Untersuchungen vornehmlich der Effekt für die Winkeldifferenz- und die Maschengleichungen-Formulierung validiert.

### Sensitivität der Ausfallbetrachtungen

In diesem Abschnitt wird der Einfluss untersucht, der sich durch das Hinzunehmen von kritischen Ausfallsituationen (CNEC<sup>3</sup>) auf die Optimierungszeit ergibt, wenn die Formulierung mit Maschengleichungen oder Winkeldifferenzen durchgeführt wird. Analog zur Abbildung 3 sind in Abbildung 4 die Box Plots zu den Optimierungszeiten für die Formulierung über Maschengleichungen und Winkeldifferenzen dargestellt. Zusätzlich ist der Effekt auf die Optimierungszeit ausgewertet, der sich durch die Hinzunahme von Ausfallsituationen ergibt. Es zeigt sich, dass bereits die Berücksichtigung einer kritischen Ausfallsituation dazu führt, dass die Rechenzeit für beide Formulierungsmöglichkeiten signifikant steigt. Die betrachteten Ausfälle können zwischen den einzelnen Stunden variieren, für die beiden Formulierungen sind aber jeweils die gleichen Ausfälle berücksichtigt worden.

<sup>3</sup> Critical Network Element with a Contingency

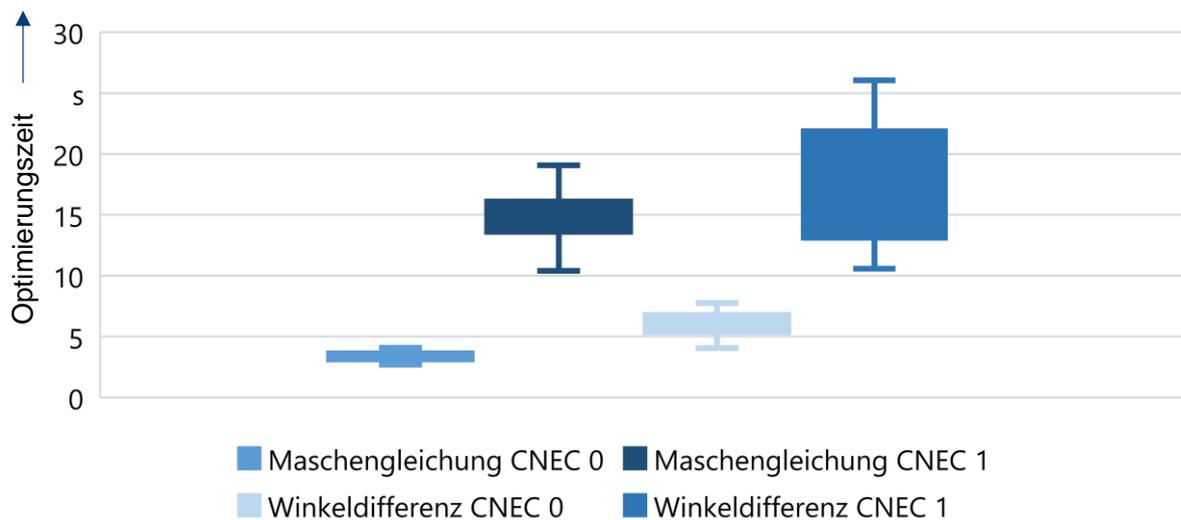


Abbildung 4: Optimierungszeiten pro simulierter Stunde bei Hinzunahme von kritischen Ausfallsituationen

## 4 Zusammenfassung und Fazit

Für die Untersuchung einer Vielzahl an Fragestellungen über das zukünftige Energiesystem werden zeiteffiziente Methoden für die Modellierung des EM im elektrischen Übertragungsnetz benötigt. Aus diesem Grund betrachtete Hörsch in [4] in ihrer Arbeit bereits den Vergleich verschiedener Formulierungen für die Leistungsflussgleichungen in einer EM-Simulation.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit konnten die Erkenntnisse von Hörsch bestätigt werden. Die Formulierung der Leistungsflussrestriktionen als Maschengleichungen oder als Winkeldifferenz stellen demnach die zeiteffizientesten Formulierungen für die (n-0)-Betrachtung (ohne kritische Ausfallsituationen) dar.

Zusätzlich untersucht diese Arbeit den Einfluss kritischer Ausfallsituationen auf die benötigte Rechenzeit für die EM-Simulation. Es zeigt sich, dass die Rechenzeit bereits bei einer geringen Anzahl an betrachteten kritischen Ausfallsituationen signifikant ansteigt.

Die Ergebnisse liefern eine qualitative Aussage über die Performanz der drei verglichenen Formulierungen der Leistungsflussrestriktionen in einer EM-Simulation. Die absolut gemessenen Rechenzeiten hängen auch noch von vielen anderen Faktoren, wie beispielsweise der verwendeten Hardware, ab und sind demnach nicht allgemeingültig.

Insgesamt lässt sich folgern, dass die Formulierungen der Leistungsflussrestriktionen über Winkeldifferenzen oder Maschengleichungen effizienter als mit einer PTDF-Matrix sein können. Der Vergleich bezieht sich auf jeweils vollständig aufgebaute Optimierungsprobleme, in denen alle Leitungsnebenbedingungen aufgebaut werden müssen. Die Möglichkeit die Komplexität der Optimierungsmodelle z.B. durch geschickte Vorfilterung relevanter Nebenbedingungen zu reduzieren, wird hier nicht betrachtet. Die Formulierung über die Maschengleichungen und Winkeldifferenzen bedarf immer einer vollständigen Abbildung des gesamten Netzmodells, wohingegen die PTDF-Matrix einzelne Leitungen berücksichtigen kann. Die Wahl der geeigneten Formulierung der Leistungsflussrestriktionen kann folglich durch die geforderte Fokussierung beeinflusst werden.

## Referenzen

- [1] Risse, O.; Cyril, S.; Erlach, B.: Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem. Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, 2020 [https://www.leopoldina.org/uploads/tx\\_leopublication/2020\\_SN\\_ESYS\\_Netzengpaesse.pdf](https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_SN_ESYS_Netzengpaesse.pdf)
- [2] 50Hertz GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2\\_Entwurf\\_Teil1\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf)
- [3] Felling, T.; Solving the Bi-level Problem of a closed Optimization of Electricity Price Zone Configurations using a Genetic Algorithm, Energy Economics, 2019
- [4] Hörsch, J.; Ronellenfitsch, H.; Witthaut, D.; Brown, T.; Linear optimal power flow using cycle flows; Electric Power Systems Research Volume 158; Mai 2018; <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.034>
- [5] Energiewirtschaftsgesetz – EnWG der Bundesrepublik Deutschland
- [6] Tinney, W. F.; Hart, C. E.: Power Flow Solution by Newton's Method in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449-1460, Nov. 1967 (<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4073219>)
- [7] Van den Bergh, K.; Delaure, E.; D'haeseleer, W.: DC power flow in unit commitment Models, TME Working Paper - Energy and Environment, 2014; [https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy\\_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf](https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf)
- [8] Purchala, K.; Meeus, L.; Van Dommelen, D.; Belmans R.: Usefulness of DC power flow for active power flow analysis, *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, San Francisco, CA, USA, 2005, pp. 454-459 Vol. 1; <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1489581>
- [9] Polster, S., Renner, H.: Berechnung elektrischer Energienetze, 2017
- [10] Schmidt, L.-P.; Schaller, G.; Martius, S.: Netzwerke. Pearson Studium, München, 2009.
- [11] Hörsch, J.; Brown, T.: The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios, 2017
- [12] Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02017R1485-20210315>
- [13] Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH; Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes; April 2015; [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/planungsgrundsaeetze\\_stand\\_april\\_2015.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/planungsgrundsaeetze_stand_april_2015.pdf)
- [14] Franken, M.; Dissertation „Mehrstufige Ausbauplanung elektrischer Übertragungsnetze zur Ableitung bedarfsgerechter Transformationspfade“; Aachener Beiträge zur Energieversorgung Band 206; Februar 2021

- [15] Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>