

EINFLUSS DES UNIT-COMMITMENTS IM REDISPATCH

Jonas Eickmann, Jens Priebe, Albert Moser

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, 0241/80-96711, je@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Kurzfassung: Die starke Zunahme an Redispatchkosten im Jahr 2015 verdeutlicht, dass die Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerkseinsatz auch wirtschaftlich immer relevanter werden. Vor diesem Hintergrund stellt sich bei der Simulation der elektrischen Energieversorgung zukünftiger Zeitpunkt die Frage, in welchem Detailgrad Redispatchmaßnahmen zur Erlangung belastbarer Resultate simuliert werden müssen. Ein Teil dieser Frage ist dabei, ob eine Berücksichtigung von zeitkoppelnden und ganzzahligen Restriktionen erforderlich ist. Zur Beantwortung dieser Frage wird ein Verfahren zur Simulation der Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb um ganzzahlige Kraftwerkseinschaltentscheidungen sowie die Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und –stillstandszeiten erweitert und der Einfluss dieser Restriktionen auf die resultierenden Redispatchmaßnahmen in einem exemplarischen Untersuchungszenario evaluiert.

Keywords: Redispatch, Unit-Commitment, SCOPF

1 Hintergrund

Anzahl und Umfang an Redispatchmaßnahmen, die im Jahr 2015 zur Entlastung des deutschen Übertragungsnetzes erforderlich waren, zeigen deutlich auf, dass das Übertragungsnetz der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nicht mehr vollständig gewachsen ist. Stattdessen müssen insbesondere in Zeiten mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen umfängliche Eingriffe in den konventionellen Kraftwerkseinsatz durchgeführt werden [1]. Bei diesen Eingriffen werden zunehmend auch die Abschaltung sowie die Anfahrt von Kraftwerksblöcken erforderlich.

Für die Simulation der Redispatchmaßnahmen in zukünftigen Szenarien des Elektrizitätsversorgungssystems, die bisher rechenzeitbedingt entweder nur linear oder ohne Berücksichtigung der Unit-Commitments durchgeführt wird, bedeutet dies, dass eine Erweiterung der bestehenden Simulationsverfahren erforderlich ist [2].

Ziel dieses Beitrags ist daher die Vorstellung eines Verfahrens, welches die zeitkoppelnde Simulation der Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb unter Berücksichtigung aller verfügbaren Maßnahmen ermöglicht, und dabei auch ganzzahlige Kraftwerkseinschaltentscheidungen berücksichtigt.

2 Modellbildung

Basis des entwickelten Verfahrens ist eine Modellierung der Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb als zeitkoppelndes und gemischt-ganzzahliges Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Problem, das in [3] dokumentiert ist. Die Modellierung umfasst dabei die Einhaltung von Strom- und Spannungsgrenzen im Normalbetrieb sowie nach Betriebsmittelausfällen. Zur Behebung von Grenzwertverletzungen stehen

Topologieschaltmaßnahmen, die Stufung von Phasenschiebertransformatoren und Kompensationselementen, der Einsatz von HGÜ sowie Eingriffe in die Last- und Einspeisesituation zur Verfügung. Die Eingriffe in die Last- und Einspeisesituation umfassen Maßnahmen des Einspeisemanagements und der Lastabschaltung, insbesondere aber auch den Redispatch konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung zulässiger Leistungsänderungsgeschwindigkeiten.

Im Rahmen dieses Beitrags werden eine explizite Berücksichtigung von Kraftwerkseinschaltentscheidungen und eine Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten ergänzt.

$b_k(\Omega^t) \geq b_k(\Omega^{t-\zeta}) - b_k(\Omega^{t-\zeta-1}) \quad \forall \zeta \in \{n \in \mathbb{N} n < T_{betr.min}\}$	1
$b_k(\Omega^t) \leq b_k(\Omega^{t-\zeta}) - b_k(\Omega^{t-\zeta-1}) + 1 \quad \forall \zeta \in \{n \in \mathbb{N} n < T_{still.min}\}$	2

3 Verfahren

Zur Lösung des beschriebenen SCOPF-Problems für große Übertragungsnetzmodelle, wie sie zur Simulation des deutschen Übertragungsnetzes als Teil des europäischen Synchronverbundes erforderlich sind, wird das modulare ZKNOT-Optimierungsframework eingesetzt. Dieses basiert auf einer sukzessiv linearen Lösung des SCOPF-Problems unter Verwendung von Reduktions-, Approximations- und Prädiktionsmechanismen. Eine Dokumentation des im Optimierungsframeworks verwendeten Lösungsverfahrens ist in [3] zu finden.

Die Berücksichtigung von Kraftwerkseinsatzentscheidungen innerhalb des Optimierungsproblems erfordert eine Erweiterung dieses Verfahrensansatzes um eine explizite Berücksichtigung von Ganzzahligkeiten. Eine kontinuierliche Optimierung mit anschließender Rundung ist nicht zulässig.

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems und die lokalen Anreize durch das Leistungsflussproblem führen jedoch dazu, dass viele Einschaltentscheidungen durch einen geeigneten Relaxierungsmechanismus bereits korrekt bestimmt werden können. Dazu ist es erforderlich die Relaxierung so durchzuführen, dass die Menge technisch nicht möglicher Betriebszustände im Optimierungsergebnis minimiert wird.

3.1 Relaxierung der Betriebsbereiche

Im Rahmen des betrachteten Modells existieren zwei wesentliche Freiheitsgrade, die ihrerseits von der Wirkleistungseinspeisung der Erzeugungseinheit abhängig sind. Dies sind die Blindleistungseinspeisung im Normalbetrieb sowie die korrektive Wirkleistungseinspeisung nach Betriebsmittelausfällen. Beide Freiheitsgrade können von thermischen Kraftwerken nur

vorgehalten werden, wenn sie sich im Betrieb befinden. Eine Vorhaltung im Stillstand ist nicht möglich.

Eine Relaxierung der Betriebszustandsvariablen durch Vernachlässigung der Mindestleistung führt daher zu einer großen Menge technisch nicht möglicher Betriebszustände, für die keine eindeutige Einsatzentscheidung gefolgert werden kann.

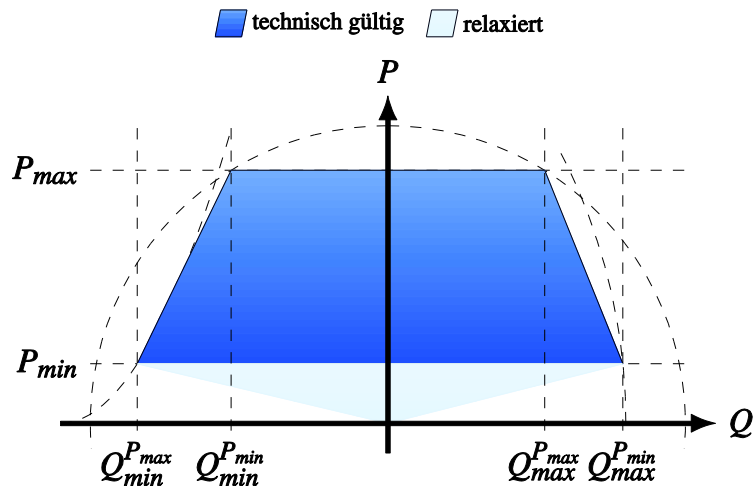


Abbildung 1: Relaxierung der Synchrongenerator-Leistungsgrenzen

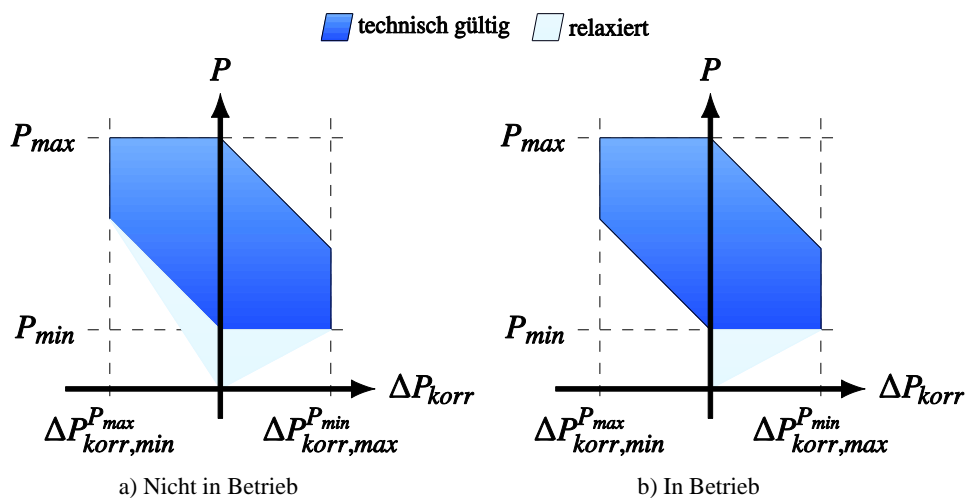


Abbildung 2: Relaxierung der Grenzen der korrektiven Veränderung der Wirkleistungseinspeisung

Der Betriebsbereich ist daher so zu relaxieren, dass er kontinuierlich und konvex ist, gleichzeitig aber auch keine Bereitstellung von Blindleistung und korrektiver Wirkleistung aus dem Stillstand zulässt. Entsprechende Relaxierungen der Betriebsgrenzen sind in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt. Diese haben den Vorteil, dass sie für die Anwendung in der Linearen Programmierung dadurch optimiert ist, dass alle Ecken der Betriebsdiagramme technisch gültige Zustände darstellen. Für die Relaxierung der Grenzen der korrektiven Wirkleistungsbereitstellung werden verschiedene Betriebsbereiche gewählt, je nachdem ob sich die Erzeugungseinheit initial im Betrieb oder im Stillstand befindet. Da das Optimum der Linearen Optimierung stets in einer Ecke des Lösungsraums liegt, steigern die gewählten Relaxierungen die Wahrscheinlichkeit,

dass das Optimum des Linearen Problems technisch gültig ist, auch wenn nicht alle Ecken der Betriebsbereiche Ecken des Lösungsraums sind.

Praktisch kann durch diese Relaxierung im linearen Problem abgebildet werden, dass ein Kraftwerk bis zur Mindestleistung gefahren werden muss, um maximale Blindleistung bereitstellen zu können. Eine Bestimmung von spannungsbedingten Kraftwerksanfahrten ist folglich möglich. Äquivalentes gilt für die Anfahrt zur korrekativen Veränderung der Wirkleistungseinspeisung nach dem Eintreten von Betriebsmittelausfällen.

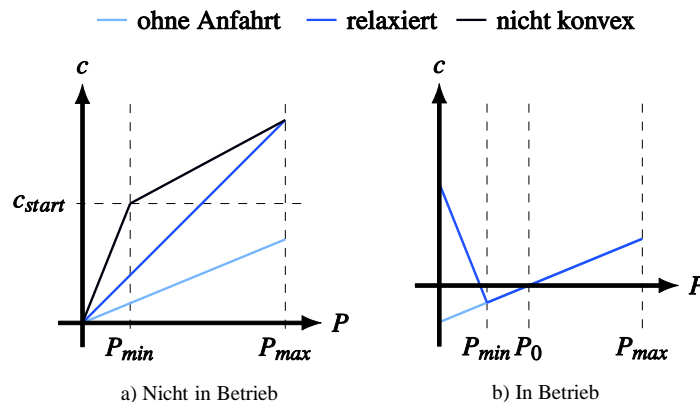


Abbildung 3: Relaxierung der Anfahrtkosten

Aus dem erweiterten Betriebsdiagramm der korrekativen Wirkleistungsbereitstellung in Betrieb befindlicher Erzeugungseinheiten ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Zielfunktionsbeiträge der verschiedenen Variablen zur Wahrung eines konvexen Lösungsraums. Diese werden im Allgemeinen durch die Ausgestaltung der Zielfunktionsbeiträge, wie in Abbildung 3 dargestellt, erfüllt. Für nicht in Betrieb befindliche Erzeugungseinheiten werden die Grenzkosten um den Quotienten aus Startkosten und Nennleistung erhöht, da der Lösungsraum bei direkter Abbildung der Anfahrtkosten nicht mehr konvex wäre. Bei in Betrieb befindlichen Einheiten wird für das Unterschreiten der Minimalleistung der Quotient aus Startkosten und Minimalleistung für die zu einem späteren Zeitpunkt notwendige Anfahrt aufgeschlagen. Bei Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten werden die Startkosten anteilig zur jeweiligen Mindestzeit berücksichtigt. Diese Abbildungen stellen nur eine Näherung der diskreten Anfahrtkosten dar und können zu Abweichungen von der optimalen Lösung führen. Diese Abweichungen sind für die Simulation der operativen Engpassbehebung jedoch unerheblich.

3.2 Ganzzahlige Einsatzoptimierung

Die Relaxierung der Betriebsbereiche maximiert die Wahrscheinlichkeit, dass das Resultat des linearen Problems auch das ganzzahlige Optimierungsproblem löst, kann dies jedoch nicht sicherstellen. Insbesondere für ganzzahlige zeitkoppelnde Restriktionen wie Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, die im linearen Modell nicht abgebildet sind, muss dies zusätzlich gewährleistet werden.

Da der Lösungsraum des ganzzahligen Optimierungsproblems eine Teilmenge des relaxierten Lösungsraums darstellt, ist ein Optimum des relaxierten Problems, das auch im Lösungsraum des ganzzahligen Optimierungsproblems enthalten ist, gleichzeitig das Optimum des ganzzahligen Problems. Daher müssen ganzzahlige Variablen, deren kontinuierlich relaxiertes

Optimum im Lösungsraum des ganzzahligen Optimierungsproblems liegt, nicht explizit ganzzahlig modelliert werden. Dies führt bei der Optimierung von Kraftwerkseinsatzentscheidungen zu zwei unterschiedlichen Gründen für die Notwendigkeit einer explizit ganzzahligen Modellierung.

Einerseits kann es im relaxierten Problem zu einer Verletzung der ganzzahligen Lösungsräume durch eine Wirkleistungseinspeisung zwischen Stillstand und Mindestleistung kommen. Dies kann effizient durch eine ganzzahlige Modellierung der Anfahrtsentscheidung für die betroffenen Erzeugungseinheiten und Zeitpunkte sowie eine Lösung des ganzzahligen Problems mittels Branch-and-Bound Verfahren bearbeitet werden. In der entwickelten Modellierung ist bei adäquater Relaxierung die Größe des zu bearbeitenden Lösungsbaums handhabbar.

Anders ist dies bei der Verletzung von Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten. Bei einer Verletzung dieser Nebenbedingungen führt eine ganzzahlige Modellierung aller möglichen Einschaltentscheidungen zu einer Größe des Lösungsbaums, die nicht mehr handhabbar ist. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ein heuristisches Verfahren zur vereinfachten Berücksichtigung der Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten entwickelt. Innerhalb dieses Verfahrens werden für Erzeugungseinheiten, für die eine ganzzahlige Modellierung erforderlich ist, nicht für jede Last- und Einspeisesituation getrennte Einsatzvariablen verwendet, sondern die Ganzzahligkeitsentscheidung, wie in Abbildung 4 dargestellt, für Zeiträume modelliert.

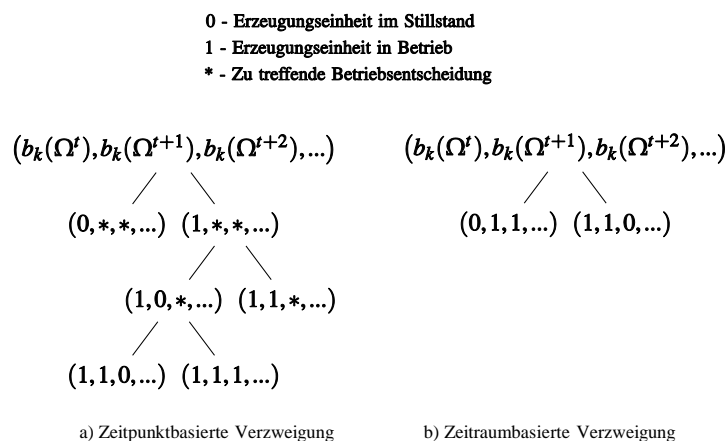


Abbildung 4: Verzweigungsstrategien

Dazu werden im ersten Schritt alle technisch gültigen Abfolgen von Betriebszuständen generiert. Diese decken den vollständigen Lösungsraum ab. Eine heuristische Reduktion entsteht im nachfolgenden Schritt durch die Identifikation und Beschränkung auf diejenigen Abfolgen, die ausgehend von der Lösung des relaxierten Problems und der Ableitung der Zielfunktion in diesem Punkt die geringste Erhöhung der Zielfunktion ΔC_{dis} erwarten lassen.

$$\Delta c_{dis,k} = \sum_{s_0^t \in \Omega_0} \begin{cases} 0 & \text{falls } b_{dis,k}(s_0^t) = b_k(s_0^t) \\ \frac{\partial o(\vec{\chi})}{\partial P_k} \cdot (P_{min,k} - P_k(s_0^t)) & \text{falls } b_{dis,k}(s_0^t) = 1 \wedge b_k(s_0^t) < 1 \\ \frac{\partial o(\vec{\chi})}{\partial P_k} \cdot (s_0^t) & \text{falls } b_{dis,k}(s_0^t) = 0 \wedge b_k(s_0^t) > 0 \end{cases}$$

Durch eine Beschränkung auf eine geringe Anzahl an betrachteten Abfolgen von Betriebszuständen N_{dis} je Erzeugungseinheit, die jeweils die geringsten prognostizierten Zielfunktionsänderung $\Delta C_{dis,k}$ aufweisen, kann der Umfang des Lösungsbaums auf eine handhabbare Größe reduziert werden. Weiterhin werden nur Abfolgen von Betriebszuständen berücksichtigt, die eine maximal um Faktor χ_{dis} größere erwartete Zielfunktionsänderung $\Delta C_{dis,k}$ aufweisen als die beste Betriebszustandsabfolge des jeweiligen Kraftwerks. Zusammenfassend ist in Abbildung 5 der resultierende Verfahrensablauf der Lösung des zeitkoppelnden gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems dargestellt.

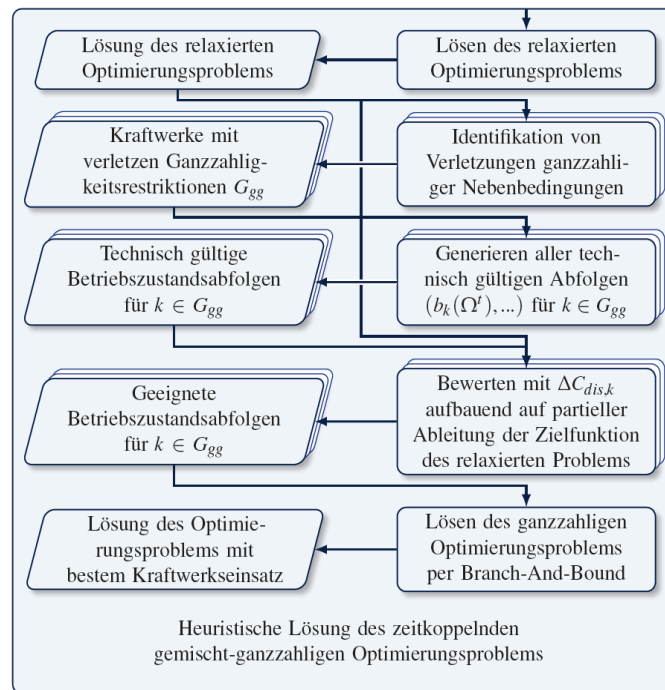


Abbildung 5: Heuristische Lösung des gemischt-ganzzahligen Unit-Commitment Problems

4 Exemplarische Untersuchungen

Abschließend werden die Eigenschaften der entwickelten Verfahrenserweiterung auf Basis eines zukünftigen Szenarios der elektrischen Energieversorgung untersucht. Hierzu wird aufbauend auf dem Szenario B 2024 des deutschen Netzentwicklungsplans 2014 [4] untersucht, welchen Einfluss ganzzahlige Kraftwerkseinschaltentscheidungen auf die Menge an erforderlichem Redispatch und die Zusammensetzung der Redispatchmengen nach Primärenergieträger haben. Die Untersuchungen basieren dabei auf einer Simulation der Kraftwerkseinsätze aufbauend auf [5] sowie einer Modellierung des Übertragungsnetzes auf Grundlage öffentlicher Daten [6] und werden jeweils in stündlicher Auflösung durchgeführt.

Das beschriebene Szenario ermöglicht die Untersuchung der operativen Engpassbehebung im Übertragungsnetzbetrieb für ein zukünftiges Szenario mit einem nahezu engpassfrei ausgebauten Netz. Eine zentrale Fragestellung für die Planung und den Betrieb zukünftiger Elektrizitätsversorgungssysteme ist jedoch auch, welchen Einfluss ein weniger stark ausgebautes Übertragungsnetz auf die operative Engpassbehebung und die Netzsicherheit hat. Um dies zu untersuchen, wird neben dem einführend beschriebenen Netzzustand, der nachfolgend als *Ausgebaut* bezeichnet wird, auch ein geschwächter Netzzustand untersucht. Dazu wird angenommen, dass die HGÜ des Korridor C bis zum Jahr 2024 nicht fertiggestellt

werden können. Damit entfallen insgesamt 3 HGÜ mit einer gesamten Übertragungskapazität von 6 GW. Um den Einfluss von Wartungen und Instandhaltungen abzubilden, wird darüber hinaus angenommen, dass die HGÜ des Korridor D im gesamten Betrachtungszeitraum wartungsbedingt nicht verfügbar ist. Dieser Netzzustand wird als *Geschwächt* bezeichnet und ist ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt.

Bei den Untersuchungen werden verschiedene Annahmen getroffen. Im Untersuchungsumfang *Basis* werden Redispatch und Einspeisemanagement in den Netznutzungsfällen unabhängig und ohne Ganzzahligkeitsentscheidungen simuliert. Eine Leistungsreduktion von Kraftwerken ist nur bis zur Mindestleistung möglich. Eine Anfahrt von Kraftwerken ist möglich, jedoch ohne Überprüfung der technischen Gültigkeit der resultierenden Arbeitspunkte. Der Untersuchungsumfang *Basis GGLP* erweitert diese Betrachtung um eine explizite Simulation von Kraftwerkseinschaltentscheidungen, so dass auch Kraftwerksabschaltungen berücksichtigt werden und sichergestellt wird, dass Kraftwerke nur mit einem gültigen Arbeitspunkt betrieben werden können. Der Untersuchungsumfang *Basis 24* ergänzt diese Betrachtung um eine zeitkoppelnde Betrachtung von 365 konsekutiven Zeiträumen à 24 Stunden, die jeweils geschlossen unter Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und –stillstandszeiten optimiert werden.

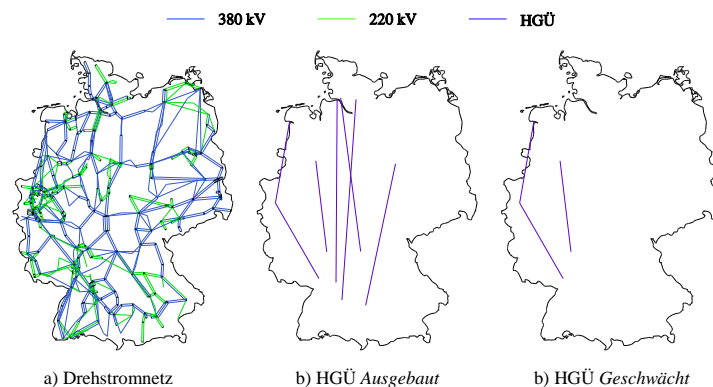


Abbildung 6: Modell des deutschen Übertragungsnetzes

Auf dieser Grundlage werden die Eigenschaften der Verfahrenserweiterung zur Bestimmung von Kraftwerkseinschaltentscheidungen analysiert. Zur Validierung des entwickelten Verfahrensteils zur heuristischen Reduktion des Lösungsraums bei Berücksichtigung zeitkoppelnder Restriktionen wird eine Parametervariation der Reduktionsparameter ausgehend von den Annahmen des Untersuchungsumfangs *Basis 24* durchgeführt. Darauf aufbauend wird der Einfluss der Kraftwerkseinschaltentscheidungen auf die Lösung des Optimierungsproblems analysiert.

Die wesentlichen Parameter der heuristischen Lösungsraumreduktion sind die Anzahl zu prüfender Betriebszustandsabfolgen N_{dis} sowie die Grenze der Plausibilitätsbegrenzung χ_{dis} . In Abbildung 7 werden für verschiedenen Anzahlen zu prüfender Betriebszustandsabfolgen N_{dis} die aufsummierten Zielfunktionswerte sowie die mittlere Anzahl bei der Simulation zu lösender Gleichungssysteme für beide Ausbaustände des Netzes gegenübergestellt.

Bei Erhöhung der Anzahl explizit bei der Optimierung berücksichtigter Betriebszustandsabfolgen N_{dis} von 1 auf 4 kommt es bei *geschwächtem* Netz zu der größten Veränderung der Lösung in Form einer leichten Reduktion des Zielfunktionswertes um 1,2 %.

Dabei wird die Redispatchmenge um 0,5 % erhöht bei einer gleichzeitigen Reduktion der Redispatchkosten um 0,2 %.

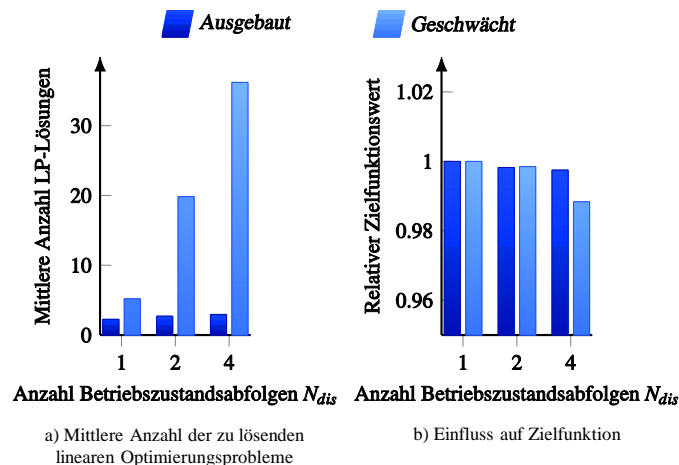


Abbildung 7: Rechenaufwand und Lösungsgüte durch heuristische Lösung des gemischt-ganzzahligen SCOPF-Problems

Dieser geringfügigen Veränderung des Berechnungsergebnisses stehen Einsparungen im Bereich der Rechenzeit gegenüber. Als Kriterium des Aufwands zur Lösung des gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems wird die Anzahl an Lösungen linearer Optimierungsprobleme je Simulation von 24 Last- und Einspeisesituationen verwendet, da sie ein Rechnerarchitektur-unabhängiges objektives Kriterium darstellt.

Die Anzahl zu lösender linearer Optimierungsprobleme ist stark vom Umfang existierender Engpässen abhängig. So sind im ausgebauten Netzzustand nur 2,3 bis 3 Optimierungsprobleme je 24 Last- und Einspeisesituationen zu lösen. Damit ist sowohl das Absolutniveau als auch die Abhängigkeit von der Anzahl zu bewertender Betriebszustandsabfolgen N_{dis} deutlich geringer als im *geschwächten* Netzzustand.

Bei *geschwächtem* Netz erhöht sich die Anzahl zu lösender Optimierungsprobleme beim Übergang von 1 zu 4 zu bewertenden Betriebszustandsabfolgen von 5,2 auf 36,2.

Wird zudem die Plausibilitätsbegrenzung χ_{dis} nicht verwendet, ist auf Grund von Ressourcenbeschränkungen der verwendeten Simulationsrechner eine Lösung des SCOPF-Problems nicht mehr für alle Last- und Einspeisesituationen möglich. Indikationen zeigen, dass der Rechenaufwand in kritischen Situationen um mehrere Größenordnungen ansteigt.

Daraus folgt, dass die entwickelten Heuristiken zur Lösungsraumreduktion eine Anwendung des Simulationsverfahrens auf realitätsnahe Problemstellungen ermöglichen, da sie geeignete Mechanismen zur Beschränkung des Komplexitätszuwachses bei steigender Menge an Engpässen besitzen. Der Einfluss dieser Mechanismen auf die Lösungsgüte wird auf Basis der vorliegenden Untersuchungen und unter Berücksichtigung der Modellannahmen als vernachlässigbar eingestuft.

Aufbauend auf diesen Funktionalitätsuntersuchungen werden die Simulationsergebnisse im Untersuchungsumfang *Basis 24h* mit den Resultaten der Untersuchungsumfänge ohne Berücksichtigung zeitkoppelnder Restriktionen im *geschwächten* Netzzustand verglichen.

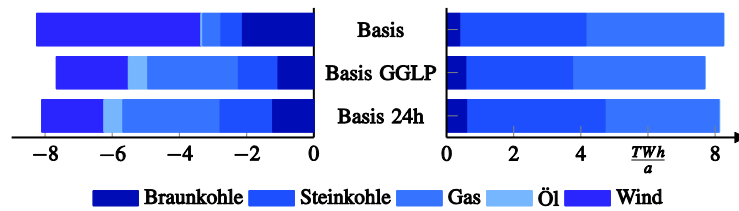


Abbildung 8: Redispatchmengen nach Primärenergieträger bei geschwächtem Netz

Die in Abbildung 8 dargestellten Redispatchmengen je Primärenergieträger zeigen den Einfluss ganzzahliger Kraftwerkseinsatzentscheidungen auf. Ist eine Abschaltung von Kraftwerken möglich, werden Einspeisereduktionen bevorzugt bei Kraftwerken mit hohen Grenzkosten durchgeführt. Dadurch wird in den Untersuchungsumfängen *Basis GGLP* und *Basis 24h* der Umfang an Maßnahmen des Einspeisemanagements und der Abregelung von Braunkohlekraftwerken reduziert und durch Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerke substituiert. So wird beispielsweise beim Übergang vom *Basis*- zum *Basis 24h*-Untersuchungsumfang die Energiemenge des simulierten Einspeisemanagements um 62 % reduziert. Im Bereich der Leistungserhöhung sind die Veränderungen weit weniger signifikant. Die Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten führt zu einer Steigerung der Leistungserhöhung von Kohlekraftwerken im Redispatch, da diese weniger flexibel modelliert sind als die anderen Kraftwerkstypen. Diese Erhöhung führt auch zu einer teilweisen Substitution der Redispatchmengen von Gaskraftwerken.

In Bezug auf die gesamte Redispatchmenge haben die verschiedenen Untersuchungsumfänge nur einen geringen Einfluss. Bei der detailliertesten Modellierung im Untersuchungsumfang *Basis 24h* liegt die bestimmte jährliche Redispatchmenge nur 1,5 % unter der Redispatchmenge des *Basis* Untersuchungsumfangs.

5 Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag wird ein Verfahrensansatz zur Berücksichtigung von Kraftwerkseinschaltentscheidungen bei der Simulation von Redispatchmaßnahmen vorgestellt. Dieser basiert auf einer Erweiterung der Kraftwerksmodelle zur Ermöglichung einer effizienten Relaxierung der ganzzahligen Entscheidungen sowie einer heuristischen Bestimmung technisch gültiger Kraftwerkseinsätze.

In den exemplarischen Untersuchungen wird aufgezeigt, dass das entwickelte Verfahren zur Anwendung auf das vorliegende, realitätsnahe Übertragungsnetzmodell geeignet ist. Die heuristischen Reduktionsparameter haben nur einen geringen Einfluss auf Lösung des Optimierungsproblems und ermöglichen so eine effiziente Bestimmung technisch gültiger Redispatchmaßnahmen.

In Bezug auf den Einfluss ganzzahliger Kraftwerkseinschaltentscheidungen auf den Redispatch zeigt sich, dass nur ein vergleichsweise geringer Einfluss auf die Redispatchmenge besteht. Im Gegensatz hierzu hat jedoch die Berücksichtigung von Kraftwerksabschaltungen einen erheblichen Einfluss auf die Zusammensetzung der Redispatchmaßnahmen nach Primärenergieträger, insbesondere bei der Berücksichtigung von Einspeisemanagement. Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten führen hingegen nur zu einer leichten Erhöhung der Redispatchmengen thermischer Dampfkraftwerke.

Für die Simulation von Redispatchmaßnahmen bei der Bewertung zukünftiger Szenarien bedeutet dies, dass die erforderliche Modellierungsgenauigkeit von den angestrebten Auswertungsgrößen abhängt. Ist eine alleinige Bestimmung der Redispatchmenge erwünscht, erscheint eine kontinuierliche Simulation hinreichend genau. Wird hingegen auch eine Zusammensetzung nach Primärenergieträger als Auswertungsgröße gewünscht, ist zumindest eine Berücksichtigung von Kraftwerksabschaltungen erforderlich. Die Erforderlichkeit einer Berücksichtigung von Mindestbetriebs- und –stillstandszeiten lässt sich auf Basis der vorliegenden Untersuchungen sowie der Unsicherheiten bei der Simulation zukünftiger Zeitpunkte durchaus in Frage stellen.

Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Redispatch-Massnahmen*. Available: <https://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm> (2016, Jan. 31).
- [2] J. Eickmann, "Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb," Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2015.
- [3] J. Eickmann, C. Bredtmann, and A. Moser, "Security-Constrained Optimization Framework for large-Scale Power Systems Including Post-Contingency Remedial Actions and Inter-Temporal Constraints," in *International Symposium on Energy System Optimization 2015*, Heidelberg, 2015.
- [4] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2014: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," Nov. 2014.
- [5] T. Mirbach, "Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Markt für elektrische Energie," Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2009.
- [6] R. Hermes, T. Ringelband, S. Prousch, and H.-J. Haubrich, "Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis," (de), *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, no. 59, pp. 76–78, 2009.