

# NETZWERKREDUKTIONSVERFAHREN ZUR BESCHLEUNIGUNG WEITRÄUMIGER ENERGIESYSTEMOPTIMIERUNGSMODELLEN

Claire LAMBRIEX\*, Albert MOSER

IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Tel.: 0241/80-92475, c.lambriex@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Die aktuellen Entwicklungen im Energiesystem zur Erreichung der Klimaziele führen zu einem Anstieg der Komplexität des Systems. Dies führt zu einer erhöhten mathematischen Komplexität der Modelle, die solche Systeme abbilden sollen. Da Energiesystemoptimierungsmodelle vielfach zur Entscheidungsunterstützung in der Energiewirtschaft und -politik verwendet werden, werden modellbasierte Beschleunigungstechniken benötigt. Die Netzreduktion ist eine Art der Modellreduktion, bei der das betrachtete Netz durch ein Ersatznetz mit geringerer Komplexität ersetzt wird. Da bestehende Netzwerkreduktionsverfahren entweder für weiträumige Energiesystemmodelle ungeeignet sind oder das elektrische Verhalten von Netzen nicht korrekt abbilden, wird in diesem Beitrag ein neues Netzwerkreduktionsverfahren entwickelt. Dieses Netzwerkreduktionsverfahren kombiniert Eigenschaften von zwei verschiedenen Arten von Netzwerkreduktionsverfahren. In den exemplarischen Untersuchungen wird gezeigt, dass dieses Netzwerkreduktionsverfahren das physikalische Verhalten des Netzes gut abbildet und dennoch für die weiträumige Energiesystemanalyse geeignet ist.

**Keywords:** Energiesystemmodellierung, Netzwerkreduktion, Modellbeschleunigung, Modellreduktion

## 1 Motivation

Mehr als drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (EU) werden heute durch die Erzeugung und den Verbrauch von Energie verursacht [7]. Eine Dekarbonisierung des Energiesektors ist deswegen zur Erreichung der Klimaschutzziele des EU Green Deals notwendig. Die für die Dekarbonisierung der Stromerzeugung erforderliche Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien führt zu einer Zunahme der räumlichen Verteilung der Anlagen. Darüber hinaus führen die Deregulierung und die beabsichtigte Schaffung eines gemeinsamen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zu einer Zunahme der Anzahl der Akteure und Komponenten in den Stromnetzen und -märkten. Neben der zunehmenden Dezentralisierung und Deregulierung im Stromsektor, führt die Kopplung des Stromsektors mit dem Verkehrs- und Wärmesektor zu einer Zunahme der Komplexität des Energiesystems.

Zur Entscheidungsunterstützung in der Energiewirtschaft und in der Energiepolitik werden vielfach Energiesystemoptimierungsmodelle verwendet. Durch die zunehmende Komplexität der zu modellierenden Systeme nimmt auch die mathematische Komplexität von Energiesystemoptimierungsmodelle zu, die insbesondere mit einer Verlängerung der benötigten Rechenzeiten und Erhöhung des Speicherbedarfs einhergeht. Um diese Modelle trotz steigender Komplexität in angemessener Rechenzeit lösen zu können, werden unterschiedliche modellbasierte Beschleunigungstechniken verwendet.

Modellbasierte Beschleunigungstechniken lassen sich in Modellreduktion, Heuristiken (verschachtelte Ansätze) und mathematisch exakte Zerlegungstechniken einteilen. Eine Möglichkeit der Modellreduktion ist die räumliche Aggregation von Netzen. Dies bedeutet eine Aggregation von Netzknoten und Leitungen, so dass die Anzahl dieser Komponenten reduziert wird. In einem Stromnetz besteht bei der Netzwerkreduktion die Herausforderung, den physikalisch bedingten Leistungsfluss korrekt abzubilden. Ziel der Netzwerkreduktion ist somit die Vereinfachung des Netzes durch ein Ersatznetz mit geringer räumlicher Ausdehnung aber gleichem physikalischen Verhalten. Bestehende Netzwerkreduktionsverfahren haben einige Nachteile, die die Analyse weiträumiger Energiesysteme erschweren oder das physikalische Verhalten vernachlässigen. Die Modellierung eines großen Betrachtungsbereichs bei möglichst genauer Abbildung des elektrischen Verhaltens des Stromnetzes wird durch die aktuellen Entwicklungen des Energiesystems zur Beantwortung zukünftiger Forschungsfragen immer wichtiger. In diesem Paper wird deswegen ein Netzwerkreduktionsverfahren zur Beschleunigung weiträumiger Energiesystemoptimierungsmodellen entwickelt und die Ergebnisse mit zwei bestehende Netzwerkreduktionsverfahren verglichen. [12]

## **2 Vergleich bestehender Netzwerkreduktionsverfahren**

### **2.1 Netzwerkreduktion mit Interessengebiet**

Bei verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren wird ein Teil des Netzes, der außerhalb eines Interessengebiets liegt, auf wenige Netzknoten und Leitungen reduziert. Solche Verfahren werden bei Fragestellungen angewandt, bei denen nur ein Teil des Energieversorgungssystems von Interesse ist. Dies kann beispielsweise aufgrund von Eigentumsgrenzen und den damit verbundenen Verantwortungsbereichen von Übertragungsnetzbetreiber der Fall sein. Aus der Sicht der Energiesystemanalyse kann das System dann in einem Interessengebiet, oft als internes Netz bezeichnet, und einer Umgebung, auch als externes Netz bezeichnet, unterteilt werden.

Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen dem internen und dem externen Netz ist es zum Beispiel bei Lastfluss- oder Kurzschlussanalysen des internen Netzes notwendig, das externe Netz zu berücksichtigen. Wegen der Größe des Systems und der damit verbundenen langen Rechenzeit kann das Netz jedoch nicht in seiner Gesamtheit betrachtet werden. Das externe Netz wird daher bei dieser Art von Netzwerkreduktionsverfahren durch ein Netzäquivalent ersetzt. Beispiele für solche Netzwerkreduktionsverfahren sind das Ward- oder REI-Netzwerkreduktionsverfahren [4], [13]. Abbildung 1 zeigt das Prinzip einer Netzwerkreduktion mit Interessengebiet.

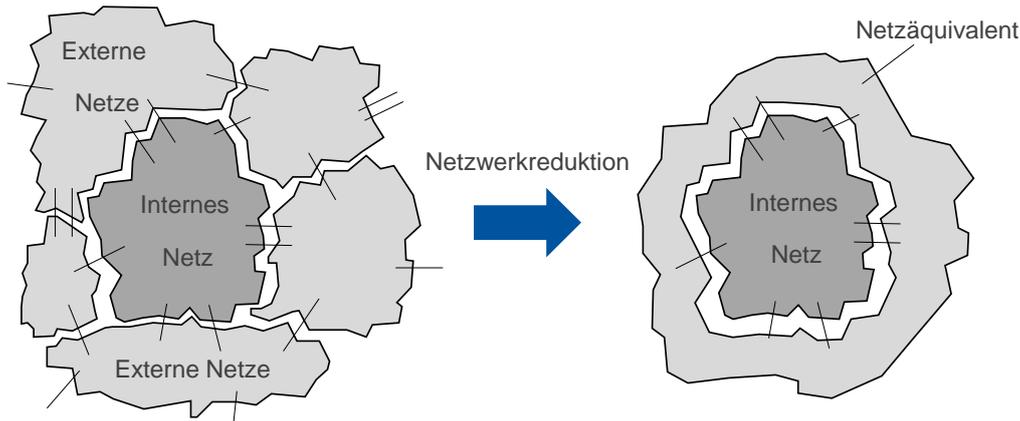


Abbildung 1: Prinzip der Netzwerkreduktion mit Interessengebiet

Nachteil solcher Netzwerkreduktionsverfahren ist, dass nur die Leistungsflüsse im internen Netz abgebildet werden können und eine Untersuchung von Leistungsflüssen bzw. mögliche Netzengpässen im externen Netz nicht möglich ist. Außerdem sind diese Verfahren nur geeignet, das statische Verhalten des Netzes in einem Betriebspunkt abzubilden.

## 2.2 Netzwerkreduktion durch Clustering

Eine Art von Netzwerkreduktionsverfahren, das zur Analyse weiträumiger Energiesysteme verwendet geeignet ist, besteht in das Clustern von Netzknoten. Die Clusteranalyse ist eine multivariate Analyseverfahren zur Ähnlichkeitsanalyse von Datenmengen. Im Allgemeinen ist das Ziel, einer Grundgesamtheit in Gruppen (Cluster) zu unterteilen, deren Objekte ähnliche Eigenschaften aufweisen. Dabei soll einerseits die Homogenität innerhalb der Cluster, andererseits die Heterogenität zwischen den Clustern maximiert werden. [8]

Bei der Netzwerkreduktion durch Clustering werden die Netzknoten in solche Cluster unterteilt. Das Maß an Homogenität der Knoten kann anhand verschiedener Kriterien bestimmt werden. Beispiele für Kriterien sind geografische Distanz, elektrische Distanz, Windgeschwindigkeit, Bedarfsprofil und solare Einstrahlung. Es können zudem verschiedene Verfahren zur Bestimmung der Cluster verwendet werden, darunter das K-Means Verfahren, das K-Medoid Verfahren oder hierarchische Clusterverfahren. Die Anzahl der Cluster ist ebenfalls variabel und muss aus einem Kompromiss zwischen der längeren Rechenzeit bei einer großen Anzahl von Clustern und einer geringeren Genauigkeit bei einer kleinen Anzahl von Clustern bestimmt werden. [1]

Nach der Bestimmung der Cluster wird für jeden Cluster ein Knoten erstellt, der die Gesamtheit der Netzknoten innerhalb des Clusters repräsentiert. Alle Erzeuger, Speicher und Lasten, die mit den ursprünglichen Knoten in einem Cluster verbunden waren, werden dann nach Technologietyp zu dem entsprechenden repräsentativen Knoten aggregiert. Die Leitungen zwischen den Clustern werden durch eine einzige Leitung ersetzt, deren Kapazität durch die Summe der Kapazität der ersetzten Leitungen und deren Impedanz durch die äquivalente Impedanz der parallelen Leitungen gegeben ist. Die Lastflüsse innerhalb eines Clusters werden somit trotz deren Einfluss auf der Lastfluss zwischen den Clustern vernachlässigt. In Abbildung 2 ist das Prinzip einer Netzwerkreduktion durch Clustering dargestellt. [9]

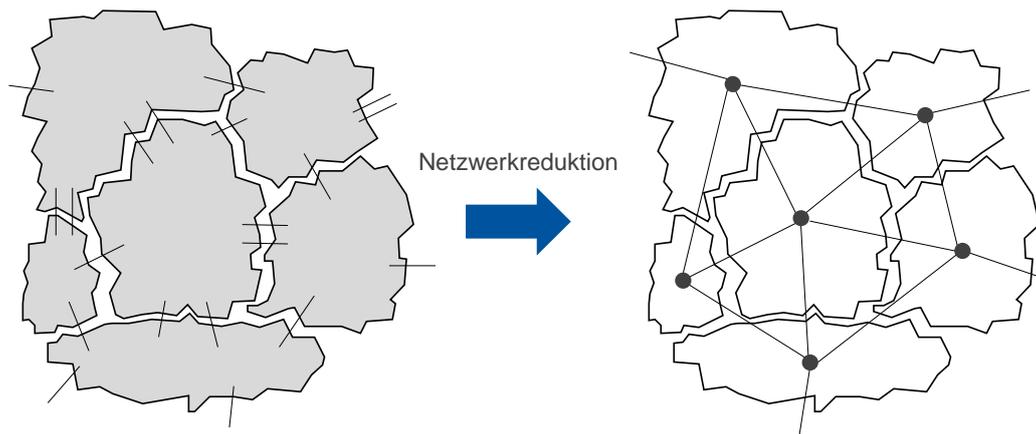


Abbildung 2: Prinzip der Netzwerkreduktion durch Clustering

Mittels Netzwerkreduktionsverfahren durch Clustering können weiterhin Lastflüsse zwischen Clustern im externen Netz abgebildet werden. Bei der Parametrierung der Ersatzleitungen des Netzes werden die Leitungen innerhalb der Cluster jedoch vernachlässigt, weswegen das physikalische Verhalten des mit diesem Verfahren ermittelten Ersatznetzes nicht dem des ursprünglichen Netzes entspricht.

### 3 Methodik

Im Rahmen dieses Beitrags wird ein Netzreduktionsverfahren entwickelt, das Eigenschaften der Ward-Netzwerkreduktion und eine Netzwerkreduktion durch Clustering kombiniert. Um das neue Netzwerkreduktionsverfahren bewerten zu können, wird es mit den beiden bestehenden Verfahren anhand der Ergebnisse eines Energiesystemoptimierungsmodells verglichen. Zunächst wird die mathematische Formulierung der bestehenden Netzwerkreduktionsverfahren erläutert und anschließend wird auf das neue Netzwerkreduktionsverfahren eingegangen. Danach wird das für die Bewertung verwendete Energiesystemoptimierungsmodell beschrieben und schließlich auf das Bewertungsverfahren eingegangen.

#### 3.1 Mathematische Formulierung bestehender Netzwerkreduktionsverfahren

Da die Netzwerkreduktion durch den physikalisch bedingten Lastfluss vor allem im Stromsystem eine Herausforderung darstellt, berücksichtigt das in diesem Paper zur Bewertung des Netzwerkreduktionsverfahrens verwendete Energiesystemoptimierungsmodell nur das Stromsystem. Das Modell wird genauer beschrieben in Absatz 3.3. Es handelt sich um eine Betriebsoptimierung des Systems, das als Knoten-Zweig-Modell modelliert wird. Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher sind an Netzknoten angeschlossen. Die Knoten sind mit Zweigen, welche Leitungen und andere Betriebsmittel darstellen, verbunden. Im Folgenden wird die Menge der Knoten mit  $N$  und die Menge der Zweige mit  $L$  bezeichnet. Da im Modell nur das Übertragungsnetz betrachtet wird, kann der Lastfluss annähernd als Gleichstromlastfluss modelliert werden [3].

##### 3.1.1 Ward-Netzwerkreduktionsverfahren

Bei der Ward-Netzreduktion wird, wie in Absatz 2.1 beschrieben, lediglich das externe Netz durch ein vereinfachtes Äquivalent ersetzt. Alle Knoten und Zweige im ausgewählten internen

Netz bleiben wie im Originalnetz erhalten. Die Knoten des Netzes werden somit in interne Knoten ( $I \subset N$ ), Kuppelknoten ( $K \subset N$ ) und externe Knoten ( $E \subset N$ ) aufgeteilt. Die internen Knoten sind die Knoten im internen Netz. Kuppelknoten sind Knoten aus dem externen Netz, die über einen Zweig direkt mit einem internen Knoten verbunden sind. Externe Knoten sind alle anderen Knoten des externen Netzes. Das Netzäquivalent des externen Netzes besteht aus den Kuppelknoten und Ersatzleitungen zwischen diesen Knoten. Verbraucher, Einspeisungen und Speicher des externen Netzes werden auf die Kuppelknoten verteilt und nachfolgend als Ersatzspeisungen bezeichnet. Zur Ermittlung der Ersatzleitungen und Ersatzspeisungen des Netzäquivalents, wird die Lastflussgleichung ( $\vec{S} = 3 \cdot \text{diag}(\vec{U}) \cdot \underline{Y}^* \cdot \vec{U}^*$ ) zunächst nach den unterschiedlichen Knotentypen sortiert. [11]

$$\begin{pmatrix} \vec{S}_E \\ \vec{S}_K \\ \vec{S}_I \end{pmatrix} = 3 \cdot \text{diag} \begin{pmatrix} \vec{U}_E \\ \vec{U}_K \\ \vec{U}_I \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{Y}_{EE} & \underline{Y}_{EK} & 0 \\ \underline{Y}_{KE} & \underline{Y}_{KK} & \underline{Y}_{KI} \\ 0 & \underline{Y}_{IK} & \underline{Y}_{II} \end{pmatrix}^* \cdot \begin{pmatrix} \vec{U}_E \\ \vec{U}_K \\ \vec{U}_I \end{pmatrix}^* \quad (3.1)$$

Darin ist  $\vec{S}$  der Scheinleistungsfluss,  $\vec{U}$  der Vektor der komplexen Knotenspannungen und  $\underline{Y}$  die Knotenadmittanzmatrix des Netzes. Aufgrund der Definition der Knotentypen gibt es keine direkten Verbindungen zwischen dem internen und dem externen Netz, so dass diese Untermatrizen per Definition 0 sind. Die Knotengleichungen der internen und Kuppelknoten können von den Knotengleichungen der externen Knoten entkoppelt werden. Dabei wird die Wirkung des externen Netzes durch die zusätzlichen Einspeisungen  $\Delta\vec{S}_K$  an den Kuppelknoten und durch die zusätzlichen Leitungen  $\Delta\underline{Y}_{KK}$  zwischen den Kuppelknoten berücksichtigt.

$$\begin{pmatrix} \vec{S}_K + \Delta\vec{S}_K \\ \vec{S}_I \end{pmatrix} = 3 \cdot \text{diag} \begin{pmatrix} \vec{U}_K \\ \vec{U}_I \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{Y}_{KK} + \Delta\underline{Y}_{KK} & \underline{Y}_{KI} \\ \underline{Y}_{IK} & \underline{Y}_{II} \end{pmatrix}^* \cdot \begin{pmatrix} \vec{U}_K \\ \vec{U}_I \end{pmatrix}^* \quad (3.2)$$

Für die Ersatzelemente des Ward-Ersatznetzes gilt [11]:

$$\Delta\vec{S}_K = -\underline{Y}_{KE} \cdot \underline{Y}_{EE}^{-1} \cdot \vec{S}_E \quad (3.3)$$

$$\Delta\underline{Y}_{KK} = -\underline{Y}_{KE} \cdot \underline{Y}_{EE}^{-1} \cdot \underline{Y}_{EK} \quad (3.4)$$

Aus den Nebendiagonalelementen der Matrix  $\Delta\underline{Y}_{KK}$  können dann die Admittanzen der Ersatzleitungen abgeleitet werden. Weil der Lastfluss vereinfacht als Gleichstromlastfluss modelliert wird, können die Einträge der Admittanzmatrizen durch deren Realteil (Suszeptanz  $B$ ) ersetzt werden.

$$\Delta B_{KK} = -B_{KE} \cdot B_{EE}^{-1} \cdot B_{EK} \quad (3.5)$$

Die Ermittlung der Ersatzleitungen des Ward-Ersatznetzes erfordert lediglich Kenntnisse über die Netztopologie und die Impedanzen der Betriebsmittel. Die Ableitung der Ersatzspeisungen erfordert zusätzlich Informationen über den Betriebszustand des externen Netzes. Das Ward-Ersatznetz ist für jeden Betriebszustand unterschiedlich und beschreibt lediglich das stationäre Verhalten des Netzes.

Da in den Untersuchungen dieses Papers der Betrieb optimiert werden soll, sind die Kraftwerkseinspeisungen und die möglicherweise durch Abregelung angepasste

Einspeisungen aus erneuerbaren Energien jeder Stunde nicht vorgegeben. Um das Ward-Netzreduktionsverfahren trotzdem anwenden zu können, werden nicht die aktuellen Einspeisungen  $\tilde{P}_E$ , sondern die Kapazitäten  $P_{max}$  der Erzeugungsanlagen und der Speicher der externen Knoten auf den Kuppelknoten aufgeteilt.

$$\Delta P_{max,K} = -B_{KE} \cdot B_{EE}^{-1} \cdot P_{max,E} \quad (3.6)$$

Da die Stromverbräuche an jeder Netzknoten in jeder Stunde dem Modell als Eingangsdaten vorgegeben werden, kann das Ward-Verfahren auf die Verbräuche normal angewendet werden.

Durch die Verteilung der Anlagenkapazitäten kann das Netzäquivalent ohne Kenntnis der stündlichen Einspeisungen und Entnahmen ermittelt werden. Damit kann das Verfahren nicht nur für Lastflusssimulationen mit vorgegebener Transportaufgabe, sondern auch für Einsatzoptimierungen eingesetzt werden. Dies geht jedoch mit einer erhöhten Abweichung des Verhaltens des Netzäquivalents vom Verhalten des Originalnetzes einher. Durch die Aufteilung der Anlagen besteht im Modell weiterhin einen Freiheitsgrad für die stündlichen Einspeisungen und Entnahmen von denen der physikalischen Lastfluss des internen Netzes abhängig ist. Der Lastfluss im Ersatznetz kann daher vom Lastfluss im Originalnetz abweichen.

### 3.1.2 Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren

Beim Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren werden die Knoten des Netzes, wie in Absatz 2.2 beschrieben, in Cluster unterteilt. Das Gruppieren der Knoten zu Cluster ist nicht Schwerpunkt dieses Papers und wird deswegen nicht weiter diskutiert. Für die durchgeführte Untersuchungen wurden die in [1] bestimmten Cluster verwendet. Im Folgenden wird die Menge der Cluster mit  $C$  bezeichnet.

Die Knoten innerhalb eines Clusters  $C_k$  werden zu einem Knoten  $k$  zusammengeführt. Der Verbrauch aller Stromverbraucher eines Clusters wird aufaddiert und an dem Knoten  $k$  angeschlossen.

$$P_{k,Verbrauch} = \sum_{i \in C_k} P_{i,Verbrauch} \quad \forall C_k \in C \quad (3.7)$$

Die Kapazitäten aller Erzeugungsanlagen und Speicher innerhalb eines Clusters werden im Ersatznetz an dem neuen Knoten  $k$  angeschlossen.

$$P_{max,k} = P_{max,i} \quad \forall i \in C_k \quad (3.8)$$

Die Lastflüsse innerhalb eines Clusters werden vernachlässigt. Der Leistungsaustausch zwischen zwei Cluster  $i$  und  $j$  findet über die Leitungen zwischen den beiden Clustern statt. Obwohl der Lastfluss über diese Leitungen auch von den Leitungen innerhalb der Cluster abhängig ist, haben die Leitungen zwischen den Clustern einen entscheidenden Einfluss auf der Lastfluss zwischen den Clustern. Die Ersatzleitung zwischen zwei Cluster  $i$  und  $j$  wird deswegen ermittelt, indem alle Leitungen zwischen diesen Clustern im Originalnetz zusammengeführt werden. Dazu werden die Suszeptanzen und Übertragungskapazitäten dieser Leitungen aggregiert. Die Suszeptanz der neuen Leitung zwischen den Clustern  $i$  und

$j$  kann dann durch die Addition der Suszeptanzen aller Leitungen zwischen den beiden Clustern ( $SL_{ij}$ ) berechnet werden. Die maximale Übertragungskapazität der Ersatzleitungen kann durch Addition der Übertragungskapazitäten der Leitungen zwischen den Clustern berechnet werden.

$$B_{i,j} = \sum_{l \in SL_{i,j}} B_l \quad \forall i, j \in C \quad (3.9)$$

$$P_{max,i,j} = \sum_{l \in SL_{i,j}} P_{max,l} \quad \forall i, j \in C \quad (3.10)$$

Wegen der Vernachlässigung der Lastflüsse innerhalb der Cluster entspricht das physikalische Verhalten des durch das Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren ermittelte Ersatznetzes nicht genau dem des ursprünglichen Netzes.

### 3.2 Neues Netzwerkreduktionsverfahren

Um sowohl die Vorteile des Ward-Netzwerkreduktionsverfahrens als auch die Vorteile des Cluster-Netzwerkreduktionsverfahrens ausnutzen zu können, wird in dieses Paper eine Kombination der beiden Verfahren entwickelt. Beim neuen Netzwerkreduktionsverfahren bleibt das interne Netz einschließlich Verbindungen zu Kuppelknoten analog zum Ward-Verfahren erhalten. Das externe Netz wird durch das Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren vereinfacht. Die Herleitung des Übergangs zwischen dem internen und dem externen Netz im Ersatznetz wird nachfolgend erläutert.

Im Folgenden werden die Cluster in interne Cluster mit internen Knoten ( $C_{intern}$ ), Kuppelcluster mit mindestens einem in Unterabschnitt 3.1.1 definierten Kuppelknoten  $C_{kuppel}$ , Nachbarcluster mit mindestens einer direkten Verbindung zu einem Kuppelcluster ( $C_{Nachbar}$ ) und externe Cluster ( $C_{extern}$ ) unterteilt. Der Übergang vom internen zum externen Netz erfolgt über die Kuppelknoten und Nachbarcluster. Die Zweige des Übergangsbereichs werden anhand des Ward-Netzwerkreduktionsverfahrens ermittelt. Die Menge der Kuppelknoten wird um repräsentative Knoten  $r_k \in R$  für jeden Cluster des externen Netzes erweitert ( $K' = K \cup R$ ), so dass das externe Netz nicht komplett bis auf den Kuppelknoten reduziert wird. In Abbildung 3 sind die verschiedenen Kategorien der Cluster und die repräsentativen Knoten der externen und Nachbarcluster dargestellt anhand eines Beispielnetzes.

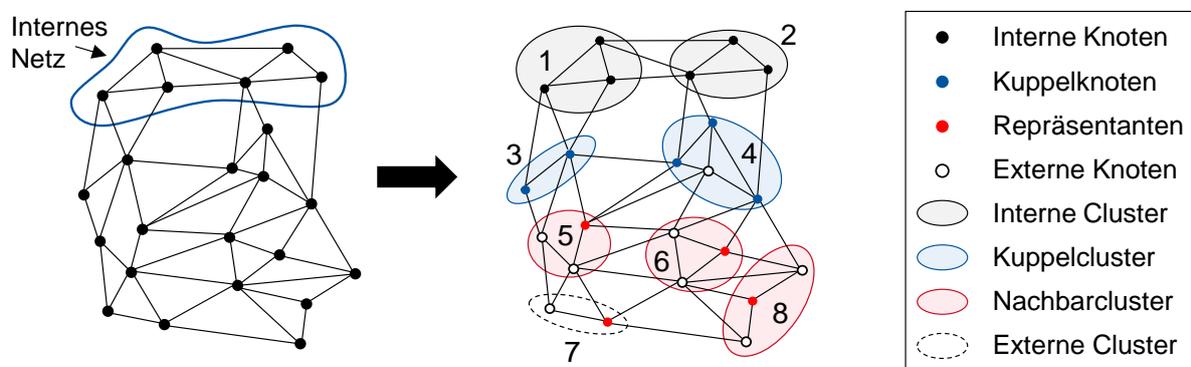


Abbildung 3: Aufteilung der Netzknoten im neuen Netzwerkreduktionsverfahren in einem Beispielnetz

Die Suszeptanzen der Ersatzleitungen zwischen allen Knoten der Menge  $K'$  werden nach Formel 3.5 des Ward-Verfahrens ermittelt.

$$\Delta B_{K'K'} = -B_{K'E} \cdot B_{EE}^{-1} \cdot B_{EK'} \quad (3.11)$$

Da das externe Netz beim neuen Netzwerkreduktionsverfahren durch dessen Ersatznetz der Cluster-Netzwerkreduktion ersetzt wird, wird ein Teil des entstandenen Ward-Ersatznetzes entfernt. Lediglich der Übergang der wirklichen Kuppelknoten  $K$  zum externen Netz ist von Bedeutung. In Abbildung 4 ist das Ergebnis des Ward-Netzwerkreduktionsverfahren mit den Cluster-Repräsentanten als vorgegebene zusätzliche Kuppelknoten. In der rechten Abbildung ist der irrelevante Teil des Ward-Ersatznetzes entfernt worden.

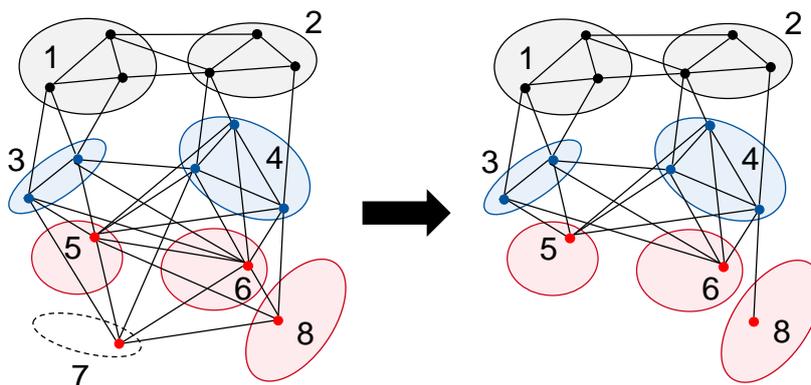


Abbildung 4: Ergebnis des Ward-Netzwerkreduktionsverfahren mit Repräsentanten als zusätzliche Kuppelknoten vor (links) und nach (rechts) Entfernung des irrelevanten Teils

Anschließend wird den Leitungen von Knoten innerhalb eines Nachbarclusters zu den Kuppelknoten eine maximale Übertragungskapazität zugewiesen, die sich durch Multiplikation mit einem Schlüssel  $s_{x,y}$  aus der Übertragungskapazität zwischen den Clustern der Cluster-Netzwerkreduktion errechnet. Dieser Schlüssel wird mit Hilfe der durch das Ward-Verfahren ermittelte Suszeptanzen der verschiedenen Leitungen zwischen den Clustern bestimmt nach:

$$s_{x,y} = \frac{B_{x,y}^{Ward}}{\sum_{sl \in SL_{i,j}} B_{sl}^{Ward}} \quad \forall x \in C_i \in C_{Kuppel}, \forall y \in C_j \in C_{Nachbar} \quad (3.12)$$

$$P_{sl,x,y}^{max} = s_{x,y} \cdot P_{sl,i,j}^{max,cluster} \quad \forall x \in C_i \in C_{Kuppel}, \forall y \in C_j \in C_{Nachbar} \quad (3.13)$$

Die aus dem Ward-Verfahren ermittelten Leitungen zwischen den Kuppelknoten untereinander wird keine maximale Übertragungskapazität zugewiesen. Der Lastfluss über diese Leitungen wird jedoch durch die Kapazitäten der davor und danach liegenden Leitungen beschränkt. Abbildung 5 zeigt das Ergebnis des neuen Netzwerkreduktionsverfahrens für das Beispielnetz. Die Leitungen sind in der Abbildung nach den Verfahren gekennzeichnet, die für deren Ermittlung verwendet wurde.

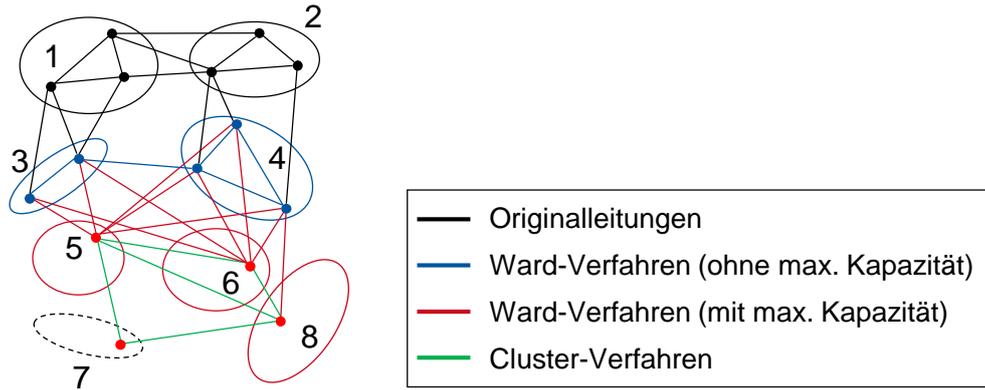


Abbildung 5: Ergebnis Ersatznetz des Beispielnetzes anhand des neuen Netzwerkreduktionsverfahrens

### 3.3 Energiesystemoptimierungsmodell

Für die Untersuchungen in diesem Paper werden die verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren auf das in [10] formulierte Energiesystemoptimierungsmodell angewendet. Da der Fokus bei der Netzwerkreduktion auf dem Stromnetz liegt, wird die Kopplung mit dem Gasnetz hier nicht betrachtet. Gaskraftwerke werden als Stromeinspeisungen und Power-to-Gas-Anlagen als Stromverbraucher modelliert. Das Optimierungsmodell ist somit eine Betriebsoptimierung des Stromsystems mit als Ziel ein kostenminimaler Dispatch.

Im System gibt es konventionelle Kraftwerke ( $KW$ ) und Erzeugungsanlagen auf Basis dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien ( $EE$ ). Der kostenminimale Dispatch des Systems wird in der Zielfunktion für jeden Zeitpunkt  $t$  aus dem Produkt der Erzeugungsleistungen der thermischen Kraftwerke  $P_{kw,t} \in \mathbb{R}_+$  mit ihren spezifischen linearen Grenzkosten  $c_{kw} \in \mathbb{R}_+$  berechnet und über den Gesamtbetrachtungszeitraum  $T$  minimiert.

$$\min \left( \sum_{t \in T} \left( \sum_{kw \in KW} c_{kw} \cdot P_{kw,t} \right) \right) \quad (3.14)$$

Die Erzeugungsleistung der konventionellen Kraftwerke ist nach oben durch die installierte Leistung der Anlage begrenzt. Mindestleistungen werden im Modell vernachlässigt.

$$0 \leq P_{kw,t} \leq P_{kw}^{max} \quad \forall kw \in KW, \forall t \in T \quad (3.15)$$

Die Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen ( $EE$ ) wird dem Modell exogen vorgegeben. Die Einspeisung kann jedoch in jeder Stunde vollständig abgeregelt werden. Die Abregelung wird mittels einer zusätzlichen Variablen modelliert.

$$P_{ee,t}^{abr} \in \mathbb{R}_+ \quad 0 \leq P_{ee,t}^{pot} - P_{ee,t}^{abr} \leq P_{ee,t}^{pot} \quad \forall ee \in EE, \forall t \in T \quad (3.16)$$

Der Stromverbrauch der Endverbraucher ( $SV$ ) ist ebenfalls für jede Stunde im Modell fest vorgegeben, so dass dies kein Freiheitsgrad darstellt.

$$P_{sv,t} \in \mathbb{R}_+ \quad P_{sv,t} = P_{sv,t}^{Bedarf} \quad \forall sv \in SV, \forall t \in T \quad (3.17)$$

Für den Stromspeicher (*SSP*) gibt es im Modell Variablen für die Ein- und Ausspeicherleistung sowie für den Füllstand. Die Variablen sind durch die Maximalwerte des Speichers begrenzt und über die Speicherkontinuitätsgleichung miteinander verknüpft.

$$E_{ssp,t} \in \mathbb{R}_+ \quad E_{ssp}^{min} \leq E_{ssp,t} \leq E_{ssp}^{max} \quad \forall ssp \in SSP, \forall t \in T \quad (3.18)$$

$$\begin{matrix} P_{ssp,t}^{Ein}, P_{ssp,t}^{Aus} \\ \in \mathbb{R}_+ \end{matrix} \quad E_{ssp,t}^{FS} = E_{ssp,t-1}^{FS} + \left( \eta_{ssp}^{Ein} P_{ssp,t}^{Aus} - \frac{1}{\eta_{ssp}^{Aus}} P_{ssp,t}^{Aus} \right) h \quad \forall ssp \in SSP, \forall t \in T \quad (3.19)$$

Damit die Energiebilanz der Speicher über den gesamten Betrachtungszeitraum ausgeglichen ist, wird zusätzlich der Speicherfüllstand am Anfang des gesamten Betrachtungszeitraums gleich dem Füllstand am Ende des gesamten Betrachtungszeitraums gesetzt.

Der Wirklastfluss in den Freileitungen (*SL*), Transformatoren (*T*) und Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (*HGÜ*) wird ebenfalls als Variable modelliert. Da ein Wirklastfluss in beide Richtungen möglich ist, kann die Variable positive und negative Werten annehmen. Der Wirklastfluss wird durch den thermisch maximal zulässigen Wirklastfluss des jeweiligen Betriebsmittels beschränkt.

$$P_{l,t} \in \mathbb{R} \quad -P_l^{max} \leq P_{l,t} \leq P_l^{max} \quad \forall l \in SL \cup T \cup HGÜ, \forall t \in T \quad (3.20)$$

Jeder Knoten *i* im System werden die angeschlossenen Verbraucher *SV<sub>i</sub>*, Einspeisungen *KW<sub>i</sub>* und *EE<sub>i</sub>* und die Stromspeicher *SSP<sub>i</sub>* sowie die angeschlossenen Zweige *ANF<sub>i</sub>* und Endzweige *END<sub>i</sub>* zugeordnet. An jedem Knoten muss Flusserhaltung gelten, so dass die gesamte eingehende Leistung gleich der gesamten ausgehenden Leistung ist.

$$\begin{aligned} & \sum_{sv \in SV_i} P_{sv,t} + \sum_{l \in ANF_i} P_{l,t} \\ = & \sum_{ee \in EE_i} (P_{ee,t}^{pot} - P_{ee,t}^{Abr}) + \sum_{ke \in KW_i} P_{kw,t} + \sum_{l \in END_i} P_{l,t} \end{aligned} \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (3.21)$$

Der Wirklastfluss der Stromleitungen ist durch eine Nebenbedingung mit dem Phasenwinkel der Knoten verknüpft. Diese Nebenbedingung entspricht den Gleichstromlastfluss. Die Spannung wird dabei als konstant angenommen und ist exogen vorgegeben. Auch die Suszeptanzen der Leitungen *B<sub>l</sub>* werden dem Modell exogen vorgegeben.

$$P_{l,t} = \frac{U_b^2}{X_l} \cdot (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad \forall l \in SL \cup T, \forall t \in T \quad (3.22)$$

Vereinfacht wird angenommen, dass ein Betriebsmittelausfall höchstens einen zusätzlichen Wirkleistungsfluss von 20% der thermischen Grenzleistung auf einer Leitung verursacht. Zur Erfüllung des (n-1) -Kriteriums wird der Wirkleistungsfluss einer Stromleitung deswegen auf 80% des maximalen Wirkleistungsflusses begrenzt.

### 3.4 Bewertung und Vergleich

Auf der Grundlage der Ergebnisse des Optimierungsmodells werden die verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren miteinander verglichen. In einem ersten Schritt wird das in Abschnitt 3.3 beschriebene Modell verwendet, um den kostenminimalen Dispatch des Stromsystems zu bestimmen. Dabei wird jeweils einer der drei verschiedenen

Netzwerkreduktionsverfahren verwendet. In einem zweiten Schritt wird dieser Dispatch fest vorgegeben und der Leistungsfluss im Originalnetz berechnet. Dabei wird jeder als Zweig modellierter Betriebsmittel eine Schlupfvariable zugeordnet, dessen Einsatz mit Strafkosten in der Zielfunktion bestraft wird. Anschließend wird der Einsatz der Schlupfvariablen für den drei verschiedenen Netzwerkreduktionsmethoden verglichen. Ein geringer Einsatz der Schlupfvariable bedeutet, dass der mittels der Netzwerkreduktion bestimmte Dispatch wenige Verletzungen der Betriebsmittelgrenzen verursacht und somit am besten das Originalnetz abbildet.

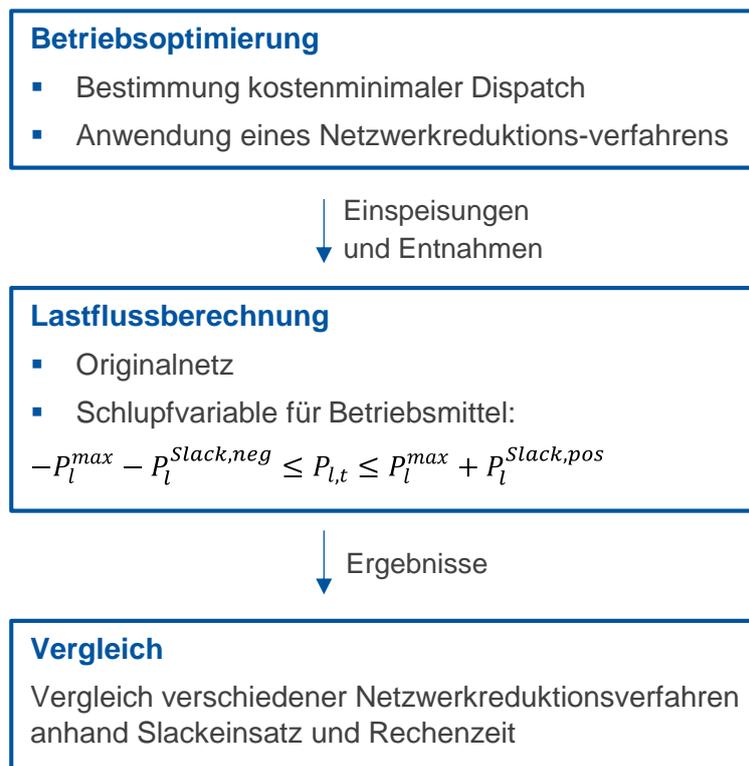


Abbildung 6: Verfahren zur Bewertung und zum Vergleich verschiedener Netzwerkreduktionsverfahren

## 4 Exemplarische Untersuchungen

### 4.1 Untersuchungsszenario

Der Betrachtungsbereich der exemplarischen Untersuchungen dieses Papers ist ein Modell der europäischen Übertragungsnetze aller dem ENTSO-E zugehörigen Ländern (außer Island). Die Datengrundlage für die Stromnetze ist ein Netzmodell des Instituts für elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) für das Jahr 2040. Das Netzmodell basiert auf [5] und [2]. Grundlage der Berechnungen ist das Szenario Global Ambition des TYNDP 2020 für das Jahr 2040 [6]. Das Szenario ist so gestaltet, dass die Klimaziele der EU für die Jahre 2030 und 2050 erreicht werden. Auf diesem Szenario basieren unter anderem die installierte Stromerzeugungskapazität und der Stromverbrauch in den betrachteten Ländern. Deutschland wird als internes Netz für die Untersuchungen ausgewählt.

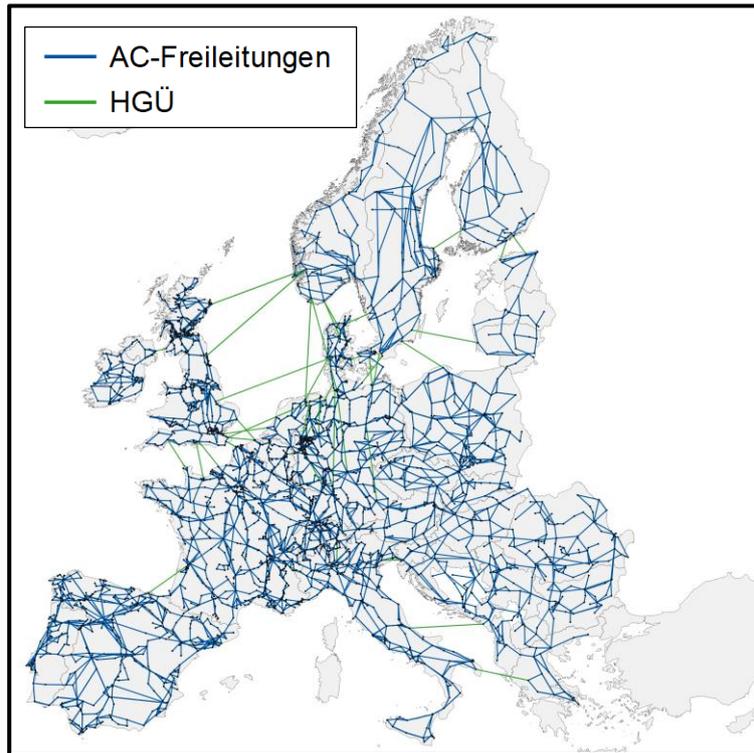


Abbildung 7: Netzstruktur des modellierten Stromnetzes

Da die Netzwerkreduktionsverfahren mit Ergebnissen des Systembetriebs im Originalnetz verglichen werden, ist es nicht möglich ein komplettes Jahr zu untersuchen. Es wird daher exemplarisch nur ein Tag optimiert.

#### 4.2 Vergleich der Netzwerkreduktionsverfahren

In Abbildung 8 sind die resultierenden Ersatznetze der Cluster- und Ward-Netzwerkreduktionsverfahren dargestellt.

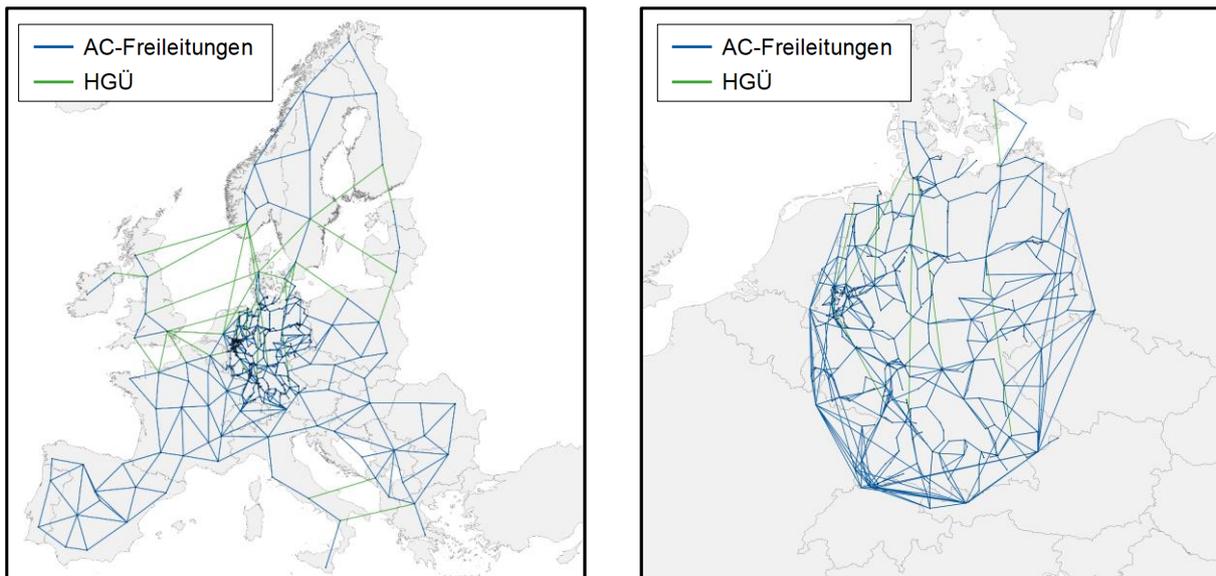


Abbildung 8: Resultierende Ersatznetze der Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren (links) und Ward-Netzwerkreduktionsverfahren (rechts)

Der Unterschied zwischen dem Ersatznetz nach Clusternetzwerkreduktion und nach dem neuen Netzwerkreduktionsverfahren ist am besten am Übergang des internen zum externen Netz zu erkennen.

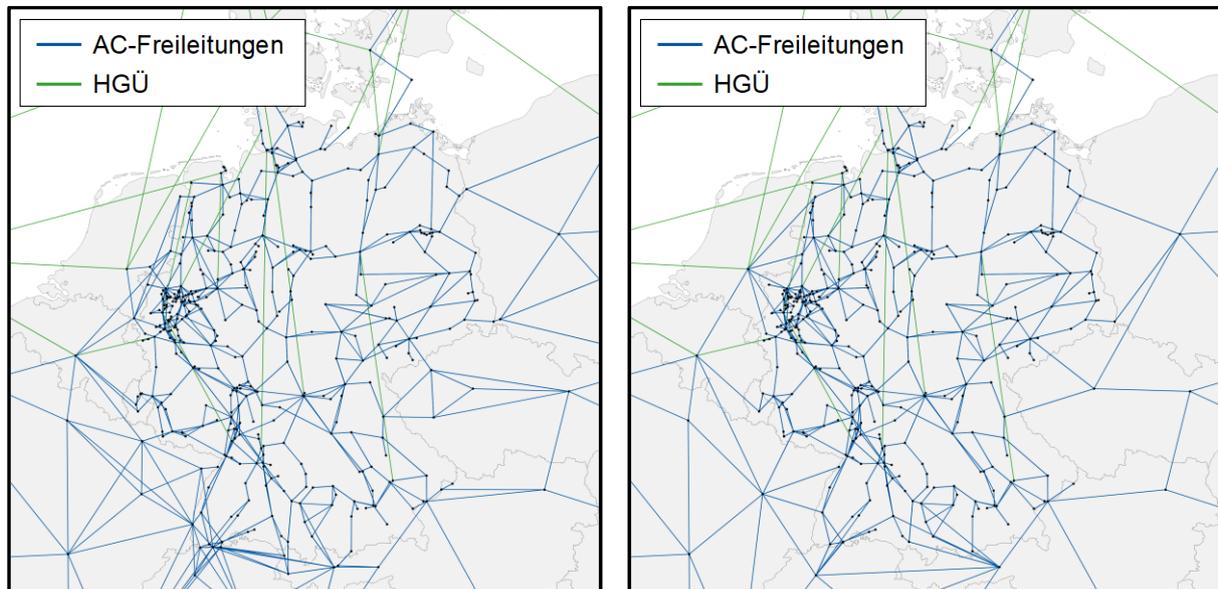


Abbildung 9: Übergang vom internen zum externen Netz im neuen Netzwerkreduktionsverfahren (links) und im Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren (rechts)

Abbildung 10 stellt einen Vergleich der Rechenzeit und der Summe des Slackeinsatzes der Betriebsmittel für den verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren dar.

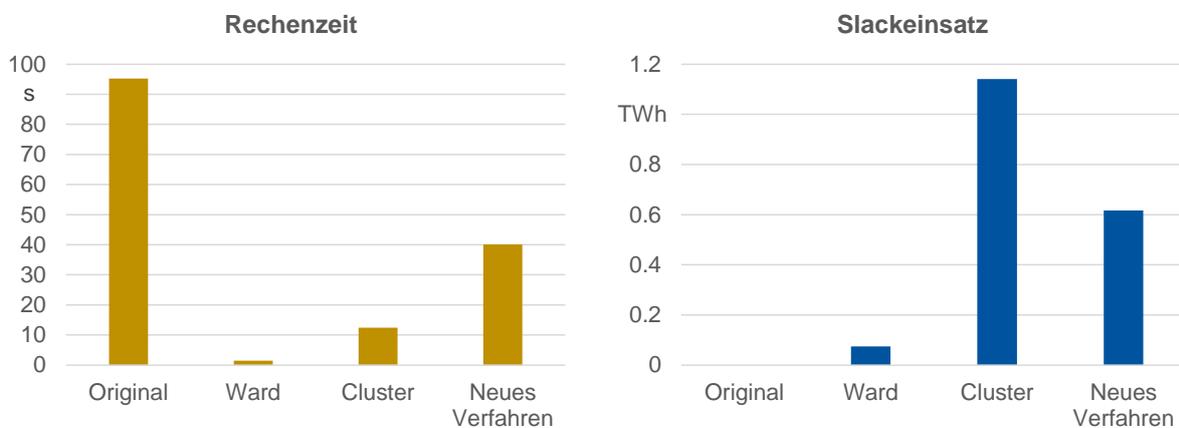


Abbildung 10: Rechenzeit und Slackeinsatz für den verschiedenen Netzwerkreduktionsverfahren

In der Abbildung ist zu erkennen, dass alle drei Netzwerkreduktionsverfahren die Rechenzeit des Modells im Vergleich zum Originalnetz verringern. Das neue Verfahren weist die längste Rechenzeit der drei Verfahren auf. Der Einsatz von Slack für Betriebsmittel ist bei der Clusternetz-Netzwerkreduktion am höchsten und bei der Ward-Netzwerkreduktion am niedrigsten. Dies zeigt, dass das Ward-Verfahren das physikalische Verhalten des Netzes am besten widerspiegelt und daher den sinnvollsten Dispatch liefert. Das neue Verfahren enthält einen höheren Slackeinsatz als das Ward-verfahren, aber einen geringeren Slackeinsatz als beim Clusterverfahren. Das neue Netzwerkreduktionsverfahren bildet das physikalische Verhalten des Stromnetzes somit nicht besser ab als das Ward-Netzwerkreduktionsverfahren,

hat aber gegenüber dem Verfahren den Vorteil, dass Leistungsflüsse im externen Netz analysiert werden können.

## 5 Fazit

In diesem Papier wurde ein neues Netzwerkreduktionsverfahren entwickelt, das zur Reduktion weiträumiger Energiesystemoptimierungsmodelle verwendet werden kann. Anhand von Untersuchungen kann gezeigt werden, dass das neue Verfahren für solche Modelle besser geeignet ist als ein Ward- oder Clusternetzwerkreduktionsverfahren. Das Ward-Netzwerkreduktionsverfahren erlaubt keine Analyse von Leistungsflüssen außerhalb eines bestimmten Interessengebietes. Das Cluster-Netzwerkreduktionsverfahren führt zu einem Dispatch, der im ursprünglichen Netz nur mit vielen Verletzungen von Betriebsmittelgrenzen erfüllt werden kann. Der mit dem neuen Netzwerkreduktionsverfahren berechnete Dispatch führt jedoch nur zu wenigen Überschreitungen der Betriebsmittelgrenzen. Das neue Netzwerkreduktionsverfahren ist somit zur Modellreduktion weiträumiger Energiesystemoptimierungsmodelle geeignet.

## 6 Referenzen

- [1] T. Anderski et. al., "European cluster model of the Pan-European transmission grid", 2012
- [2] Bundesnetzagentur, "Netzentwicklungsplan Strom 2035", 2021
- [3] V. Crastan, D. Westermann, "Elektrische Energieversorgung 3", 2018
- [4] S. Deckmann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, O. Alsac, "Studies on power system load flow equivalencing", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99 (6), pp. 2301-2310, 1980
- [5] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "ENTSO-E Transmission System Map", "13 Februar 2022. [Online]. Verfügbar: <https://transmission-system-map.entsoe.eu/>. [Letzter Zugriff am 13 Februar 2022]
- [6] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "Ten-Year Network Development Plan 2020 – Main Report", 2021
- [7] European Commission, "The European Green Deal", 2019
- [8] A. Handl, „Multivariate Analysemethoden - Theorie und Praxis multivariater Verfahren unter besonderer Berücksichtigung von S-PLUS“, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2010
- [9] J. Hörsch, T. Brown, "The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios", *14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017
- [10] L. Löhr, C. Fester, und A. Moser, „Auswirkungen von Power-to-Gas Anlagen auf nodale Preise in gekoppelten Strom- und Gasnetzen“, *16. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2020
- [11] D. Shi, "Power System Network Reduction for Engineering and Economic Analysis", 2012
- [12] Y. Scholz et.al., "Speeding up Energy System Models – a Best Practice Guide", 2020
- [13] J. B. Ward, "Equivalent Circuits for Power Flow Studies", *AIEE Trans. Power Appl. Syst.*, vol. 68, pp. 373-382, 1949.