

# PLANUNG ELEKTRISCHER ÜBERTRAGUNGSNETZE UNTER BERÜCKSICHTIGUNG NETZBETRIEBLICHER FLEXIBILITÄTEN

Marco Franken\*, Alexander B. Schrief\*, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW),  
RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland, +49241/8097698,  
m.franken@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

**Kurzfassung:** Die Dekarbonisierung der Energieversorgungssysteme und der damit verbundene Ausbau der erneuerbaren Energien stellt die elektrischen Übertragungsnetze vor neue Herausforderungen. Daher wird in diesem Beitrag ein Verfahren zur Planung elektrischer Übertragungsnetze unter Einbezug von Maßnahmen zur Höherauslastung bestehender Trassen sowie betrieblicher Flexibilitäten vorgestellt. Neben der Umbeseilung bestehender Stromkreise mit Leitern höherer Stromtragfähigkeit liegt der Fokus auf der Platzierung und dem Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch konventioneller Kraftwerke sowie Einspeisemanagement erneuerbarer Energien. Durch die modellendogene und simultane Auswahl von netzplanerischen und netzbetrieblichen Maßnahmen zur Engpassbehebung können gegenseitige Interdependenzen berücksichtigt und somit kostenmäßige Einsparpotentiale abgeleitet werden. Im Vergleich zu klassischen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der Drehstromtechnik kann durch die untersuchten Technologien und Flexibilitäten die Summe aus Investitions- und Betriebskosten zur Wahrung der Systemsicherheit um bis zu 43,1 % reduziert werden.

**Keywords:** Engpassmanagement, Netzbetrieb, Netzbetriebliche Flexibilitäten, Netzplanung

## Nomenklatur

### Mengen

$K$	Menge an Knoten $k$
$L_0, L$	Menge an bestehenden Stromkreisen $l_0$ / auszubauenden Stromkreisen $l$
$L_{0,k}, L_k$	Menge an bestehenden Stromkreisen $l_0$ / auszubauenden Stromkreisen $l$ , die Knoten $k$ mit anderen Knoten verbinden
$I, J$	Menge an konventionellen Kraftwerken $i$ / erneuerbaren Energien Anlagen $j$
$G$	Menge an Erzeugungseinheiten $g$ ( $G = I \cup J$ )
$I_k, G_k$	Menge an konventionellen Kraftwerken $i$ / Menge an Erzeugungseinheiten $g$ , die an Knoten $k$ angeschlossen sind
$U$	Menge an Netznutzungsfällen (NNF) $u$

### Funktionen

$IC, OC$  Investitionskosten / Betriebskosten

### Parameter

$M$  Hinreichend groß zu wählende Konstante

$a$	Jährlicher Diskontierungszinssatz
$c_l^{AC}$	Investitionskosten für neuen Stromkreis $l$
$c_{l_0}^{PST}$	Investitionskosten für neuen Phasenschiebertransformator (PST) in Serie zu Stromkreis $l_0$
$c_{l_0}^{REW}$	Investitionskosten für Umbeseilung von Stromkreis $l_0$
$c_j^{PP}$	Grenzkosten von konventionellem Kraftwerk $j$
$c^{RES}$	Kostensatz für Einspeisemanagement erneuerbarer Energien
$c_r$	Kostensatz für Lastabwurf
$c^{OP}$	Anteil der jährlichen Betriebskosten an Investitionskosten pro Betriebsmittel
$w_{CM,u}$	Faktor zur NNF-spezifischen Gewichtung von Betriebskosten
$\bar{f}_{l_0}^{AC}, \bar{f}_l^{AC}$	Maximale Übertragungskapazität von Stromkreis $l_0$ / von Stromkreis $l$
$\gamma_{l_0}^{AC}, \gamma_l^{AC}$	Admittanz von Stromkreis $l_0$ / von Stromkreis $l$
$\theta_{max}^{PST}$	Maximaler Phasenwinkel von PST
$g_g^{max}, g_g^{min}$	Installierte Leistung / Mindestleistung von Erzeugungseinheit $g$

### Entscheidungsvariablen

$y_l^{AC}$ ,	Binäre Variable, die den Status von Stromkreis $l$ angibt
$y_{l_0}^{PST}$	Binäre Variable, die den Status von PST in Serie zu Stromkreis $l_0$ angibt
$y_{l_0}^{REW}$	Binäre Variable, die den Umbeseilungsstatus von Stromkreis $l_0$ angibt
$\theta_{k,u}, \theta_{l_f/t,u}$	Spannungswinkel an Knoten $k$ / an Start-/Endknoten von Stromkreis $l$ in NNF $u$
$g_{k,u}, g_{g,u}$	Leistungserzeugung an Knoten $k$ / durch Erzeugungseinheit $g$ in NNF $u$
$d_{k,u}$	Last an Knoten $k$ in NNF $u$
$r_{k,u}^d$	Lastabwurf an Knoten $k$ in NNF $u$
$f_{l_0,u}^{AC}, f_{l,u}^{AC}$	Leistungsfluss auf Stromkreis $l_0$ / auf Stromkreis $l$ in NNF $u$
$\theta_{l_0,u}^{PST}$	Phasenwinkel von PST in Serie zu Stromkreis $l_0$ in NNF $u$
$\Delta p_{g,u}^+, \Delta p_{g,u}^-$	Leistungserhöhung / Leistungseinsenkung von Erzeugungseinheit $g$ im Rahmen des Engpassmanagements in NNF $u$

## 1 Motivation und Hintergrund

Der Entschluss zur Förderung des weltweiten Klimaschutzes erfordert eine Dekarbonisierung der Energiesysteme. Die Transformation von fossil geprägten hin zu nachhaltigen Energiesystemen bedingt hierbei eine zunehmende Substitution zentraler, konventioneller Kraftwerke durch regenerative, zumeist lastfern allokierte sowie dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen. Infolgedessen nimmt der Transport elektrischer Energie über große Distanzen zu, wodurch die Beanspruchung des elektrischen Übertragungsnetzes signifikant gesteigert wird. Um diesem gestiegenen Bedarf an Übertragungskapazitäten nachzukommen, ist der Ausbau des elektrischen Übertragungsnetzes unabdingbar. Aufgrund zeitintensiver Genehmigungsverfahren und fehlender gesellschaftspolitischer Akzeptanz verzögert sich jedoch die Umsetzung der geplanten Netzausbaumaßnahmen. Folglich bedarf es Technologien, die sowohl eine verbesserte Nutzung bestehender Übertragungskapazitäten ermöglichen als auch eine erhöhte gesellschaftspolitische Akzeptanz aufweisen, um zeitnah umgesetzt werden zu können. Hierzu zählen zum einen leistungsflusssteuernde Komponenten

wie Phasenschiebertransformatoren (PST), die eine Steuerung von Leistungsflüssen innerhalb vermaschter Drehstromnetze erlauben. Zum anderen kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen mit erhöhter Stromtragfähigkeit die Übertragungskapazität bestehender Trassen erhöht werden [1].

In Zeiten, in denen zukünftige innovative Ansätze wie moderne Systemführungskonzepte oder Netzbooster diskutiert und erarbeitet werden, gilt es innerhalb der Netzplanungsprozesse eine vollständige Engpassfreiheit zukünftiger Netzstrukturen nicht ausschließlich mit Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu erreichen [2]. Vielmehr sind bedarfsgerechte Strukturen zu identifizieren, deren Systemsicherheit unter Einbezug betrieblicher Flexibilitäten gewahrt werden kann. Eine vollständig engpassfreie Auslegung mittels Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen würde kostenintensive Betriebsmittel erfordern, die lediglich die letzten verbleibenden, nur in einzelnen Belastungssituationen auftretenden Engpässe beheben. Somit gilt es den Grad zu bestimmen, bis zu welchem auftretende Engpässe mit Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen effizient behoben werden können bzw. den Grad ab welchem der Einsatz betrieblicher Flexibilitäten die kosteneffizientere Lösung darstellt.

Die effizientere Nutzung bestehender Trassen und vorhandener Übertragungskapazitäten sowie der Einbezug von Engpassmanagementmaßnahmen in die Netzplanung sind zwar in Teilen eine Reaktion auf die Verzögerungen und fehlende Akzeptanz gegenüber der Umsetzung neuer Trassen, dennoch bieten diese Alternativen Potentiale zur Reduktion der gesamtsystemischen Kosten. Um eine geeignete Bewertung der einzelnen Alternativen vornehmen zu können, bedarf es mathematischer Verfahren, die eine detaillierte Abbildung der einzelnen Technologien ermöglichen. Gleichzeitig gilt es die Interdependenzen zwischen Netzausbau- und Netzbetrieb sachgerecht abzubilden, um Synergien zu erfassen und jene Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren, deren Investitionskosten geringer ausfallen als die Engpassmanagementkosten, die bei einer Nicht-Realisierung entstehen.

## **2 Methodisches Vorgehen**

Für die Ermittlung effizienter Netzausbaumaßnahmen sowie bedarfsgerecht ausgelegter Netzstrukturen wird in diesem Beitrag ein Modell zur Netzplanung vorgestellt, das auf einer simultanen Optimierung von Netzausbau und Netzbetrieb basiert. Innerhalb des Technologieportfolios wird zwischen dem Bau neuer Stromkreise (AC-Stromkreise) als Ausbau- oder Verstärkungsmaßnahme, der Umbeseilung bereits installierter Stromkreise, dem Bau neuer Transformatoren und der Installation neuer PST unterschieden. Die Optimierung des Netzbetriebs umfasst neben der Ermittlung geeigneter Arbeitspunkte für PST die Bestimmung effizienter Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch konventioneller Kraftwerke oder Einspeisemanagement erneuerbarer Energien. Das dargelegte Verfahren ermöglicht somit eine modellendogene Abwägung zwischen der Investition in neue Betriebsmittel, die sich über mehrere Jahrzehnte amortisieren, und dem betrieblichen Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen, die von der netznutzungsfallspezifischen Versorgungsaufgabe und dem resultierenden Transportbedarf abhängen. Die Ermittlung effizienter Ausbau- und Engpassmanagementmaßnahmen erfolgt auf Basis von Last- und Erzeugungszeitreihen, die durch vorgelagerte Prozesse wie beispielsweise einer Marktsimulation ermittelt werden.

Das Problem der Netzplanung wird als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (GGLP) formuliert und zielt auf eine Minimierung der Summe aus Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) ab. Die entsprechende Zielfunktion ist in (2.1) dargestellt. Um einen sachgerechten Vergleich von Investitionskosten für Netzausbaumaßnahmen und Betriebskosten für Engpassmanagementmaßnahmen zu ermöglichen, werden die Betriebskosten in der Zielfunktion über ihren entsprechenden Kapitalwert erfasst. Da der wirtschaftliche Abschreibez Zeitraum von Betriebsmitteln in der Regel mehrere Jahrzehnte umfasst und die technische Nutzungsdauer diesen Zeitraum sogar vielfach übersteigt [3], wird der Kapitalwert in der Zielfunktion als ewige Rente abgebildet. Die in (2.2) aufgezeigten Investitionskosten setzen sich aus den Kosten für neue Drehstromsysteme, jenen für neue PST und jenen für Umbeseilungsmaßnahmen zusammen. Die Modellierung der Kosten für neue Drehstromsysteme umfasst eine stromkreisspezifische Kostenerfassung, die die Kosten für neue Leiterseile, jene für neue Masten bzw. neues Gestänge und jene für neue Schaltfelder berücksichtigt. Somit ist eine Differenzierung von Drehstrommaßnahmen in Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen möglich [4]. Die Betriebskosten, welche in (2.3) dargestellt sind, setzen sich aus Betriebskosten der installierten Betriebsmittel, die sich als betriebsmittelunabhängiger Prozentsatz der Investitionskosten ergeben, sowie Engpassmanagementkosten zusammen. Die Engpassmanagementkosten umfassen Kosten für den Redispatch konventioneller Kraftwerke, Einspeisemanagement erneuerbarer Energien und Lastabwurf. Durch die Einführung des Parameters  $w_{CM,u}$  werden die Betriebskosten, die auf Basis repräsentativer Netznutzungsfälle (NNF) ermittelt werden, auf einen vollständigen Jahreslauf hochgerechnet.

$$\min IC + \frac{1}{\alpha} OC \quad (2.1)$$

$$IC = \left( \sum_{l \in L} c_l^{AC} y_l^{AC} + \sum_{l_0 \in L_0} c_{l_0}^{PST} y_{l_0}^{PST} + \sum_{l_0 \in L_0} c_{l_0}^{REW} y_{l_0}^{REW} \right) \quad (2.2)$$

$$OC = c^{OP} IC + \sum_{u \in U} w_{CM,u} \left( \sum_{i \in I} c_i^{PP} (\Delta p_{i,u}^+ - \Delta p_{i,u}^-) + \sum_{j \in J} c^{RES} \Delta p_{j,u}^- + \sum_{k \in K} c_r r_{k,u}^d \right) \quad (2.3)$$

Zur Modellierung der Leistungsflüsse wird innerhalb des Optimierungsproblems auf DC-Leistungsflussgleichungen zurückgegriffen, die über die in (2.4) bis (2.6) aufgezeigten Kirchhoffschen Gesetze abgebildet werden. Gleichung (2.4) bilanziert die an jedem Knoten eingehende und ausgehende Leistung unter Berücksichtigung aller abgehenden Stromkreise, aller angeschlossenen Erzeugungseinheiten und Lasten sowie aller wirksamen Engpassmanagementmaßnahmen. Die Einspeisung erneuerbarer Energien richtet sich nach den dargebotsabhängigen Potentialen und die Fahrpläne konventioneller Kraftwerke werden auf Basis einer Marktsimulation bestimmt. Mittels der Gleichungen (2.5) und (2.6) werden die Leistungsflüsse auf bestehenden und neuen Stromkreisen determiniert. In die Bestimmung der Leistungsflüsse ist die einzuprägende Phasenverschiebung der zu platzierenden PST miteinzubeziehen. Zugleich wird der Einfluss der zusätzlichen Impedanz von PST zur Reduktion der Modellkomplexität vernachlässigt. In der dargestellten Formulierung wird zudem angenommen, dass PST nur in Serie zu bereits installierten Stromkreisen platziert werden können. Die Integration der Ausbaumentscheidungen neuer Drehstromsysteme erfolgt über eine disjunktive Formulierung, sodass Restriktionen für Ausbaukandidaten nur im Falle einer

Investition limitierend wirken, vgl. Formulierung in (2.6). Der Phasenwinkel am Referenzknoten wird zu Null angenommen.

$$\sum_{l \in L_k} f_{l,u}^{AC} + \sum_{l_0 \in L_{0,k}} f_{l_0,u}^{AC} + g_{k,u} + \sum_{i \in I_k} \Delta p_{i,u}^+ = d_{k,u} + \sum_{g \in G_k} \Delta p_{g,u}^- - r_{k,u}^d, \quad \forall k \in K, \forall u \in U \quad (2.4)$$

$$f_{l_0,u}^{AC} - \gamma_{l_0}^{AC} (\theta_{l_0,f,u} - \theta_{l_0,t,u} - \theta_{l_0,u}^{PST}) = 0, \quad \forall l_0 \in L_0, \forall u \in U \quad (2.5)$$

$$|f_{l,u}^{AC} - \gamma_l^{AC} (\theta_{l,f,u} - \theta_{l,t,u})| \leq M(1 - y_l^{AC}), \quad \forall l \in L, \forall u \in U \quad (2.6)$$

Die Leistungsflüsse auf installierten und neuen Drehstromsystemen werden durch (2.7) und (2.8) gemäß der maximalen Übertragungskapazität limitiert. Zudem kann durch die Umbeseilung bestehender Stromkreise mit Leiterseilen höherer Stromtragfähigkeit die Übertragungskapazität gesteigert werden. Die mathematische Formulierung erfolgt unter Verwendung der korrespondierenden Investitionsentscheidung über (2.7). Um die Komplexität der Modellformulierung und somit den Rechenaufwand zu begrenzen, wird angenommen, dass die Admittanzen durch die Umbeseilung der bestehenden Stromkreise unverändert bleiben. Somit sind durch die Integration von Umbeseilungsmaßnahmen in das Optimierungsproblem keine Rückwirkungen auf (2.5) zu verzeichnen. Des Weiteren werden im Falle einer Umbeseilung alle Stromkreise der gleichen Spannungsebene innerhalb der gleichen Trasse umbeseilt.

$$|f_{l_0,u}^{AC}| \leq \bar{f}_{l_0}^{AC} + (\bar{f}_{l_0}^{REW} - \bar{f}_{l_0}^{AC}) y_{l_0}^{REW}, \quad \forall l_0 \in L_0, \forall u \in U \quad (2.7)$$

$$|f_{l,u}^{AC}| \leq \bar{f}_l^{AC} y_l^{AC}, \quad \forall l \in L, \forall u \in U \quad (2.8)$$

Die Limitierung der betrieblichen Flexibilität der PST erfolgt durch (2.9) auf die aus dem maximalen Stellbereich resultierende maximale Phasenverschiebung eines PST. Zudem wird angenommen, dass PST in Serie zu allen parallelen Stromkreisen der gleichen Spannungsebene innerhalb einer Trasse platziert und diese im gleichen Arbeitspunkt betrieben werden.

$$|\theta_{l_0,u}^{PST}| \leq \theta_{max}^{PST} y_{l_0}^{PST}, \quad \forall l_0 \in L_0, \forall u \in U \quad (2.9)$$

Zur Modellierung von Engpassmanagementmaßnahmen wird innerhalb von Netzbetriebssimulationen in der Regel auf gemischt ganzzahlige Unit-Commitment-Ansätze unter Einbezug von Netzrestriktionen und Systembilanzgleichungen zurückgegriffen [5]. Aufgrund der Langfristigkeit von Netzplanungsprozessen wird der Detailgrad innerhalb des vorgestellten Netzplanungsverfahrens reduziert und Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch konventioneller Kraftwerke oder Einspeisemanagement erneuerbarer Energien über eine lineare Formulierung in das Optimierungsproblem integriert. Die Limitierung der entsprechenden betrieblichen Flexibilitätspotentiale ergibt sich aus technischen Parametern wie der maximalen sowie minimalen Leistung der entsprechenden Erzeugungseinheiten und für konventionelle Kraftwerke aus den mittels einer Marktsimulation determinierten Fahrplänen sowie für erneuerbare Energien aus den verfügbaren dargebotsabhängigen Einspeisepotentialen, vgl. (2.10) bis (2.13). Das Potential des Lastabwurfs ist in (2.13) dargestellt und ergibt sich aus der knoten- und netznutzungsfallspezifischen Last und dient zur Wahrung der Lösbarkeit des Optimierungsproblems.

$$0 \leq \Delta p_{i,u}^+ \leq g_i^{max} - g_{i,u}, \quad \forall i \in I, \forall u \in U \quad (2.10)$$

$$0 \leq \Delta p_{i,u}^- \leq g_{i,u} - g_i^{min}, \quad \forall i \in I, \forall u \in U \quad (2.11)$$

$$0 \leq \Delta p_{j,u}^- \leq g_{j,w}, \quad \forall j \in J, \forall u \in U \quad (2.12)$$

$$0 \leq r_{k,u}^d \leq d_{k,w}, \quad \forall k \in K, \forall u \in U \quad (2.13)$$

Die Modellierung der Ausbaubauentscheidungen erfolgt über binäre Entscheidungsvariablen, die in (2.14) bis (2.16) definiert sind.

$$y_l^{AC} \in \{0, 1\}, \quad \forall l \in L \quad (2.14)$$

$$y_{l_0}^{PST} \in \{0, 1\}, \quad \forall l_0 \in L_0 \quad (2.15)$$

$$y_{l_0}^{REW} \in \{0, 1\}, \quad \forall l_0 \in L_0, \quad (2.16)$$

Insgesamt ermöglicht das vorgestellte Optimierungsproblem die integrierte Auswahl der geeignetsten Technologie hinsichtlich Ausbau und Betrieb zur Wahrung der Systemsicherheit.

Die Komplexität von Netzausbaufragestellungen hängt maßgeblich von der Anzahl potentieller Ausbaukandidaten ab. Diese ergeben sich im Allgemeinen unter Vernachlässigung externer Einflussfaktoren aus allen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zweier Knoten der gleichen Spannungsebene. Zur Reduktion der Lösungskomplexität wird die Menge potentieller Ausbaukandidaten im Rahmen dieses Beitrags limitiert. Hierzu wird das Optimierungsproblem zunächst unter Nutzung einer LP-Relaxation der binären Ausbaubauentscheidungen gelöst. Durch die Relaxation ist es möglich, dass einzelne Kandidaten lediglich anteilmäßig umgesetzt werden. All jene Kandidaten, die bei der Lösung der LP-Relaxation vollständig oder anteilmäßig umgesetzt werden, dienen als potentielle Kandidaten für die Lösung des GGLP. Um die Güte der Menge der potentiellen Ausbaukandidaten zu erhöhen, kann die LP-Relaxation mehrfach iterativ durchgeführt werden. Innerhalb jeder Iteration werden jene Kandidaten, die in einer vorherigen Iteration bereits als Ausbaukandidat identifiziert wurden, vom Ausbauportfolio ausgeschlossen.

### 3 Exemplarische Ergebnisse

Mit dem skizzierten Verfahren soll der Bedarf an Netzausbaumaßnahmen anhand eines synthetischen Netzmodells quantifiziert werden, dessen Struktur und dessen Charakteristika sich am deutschen Übertragungsnetz orientieren [6]. Hierzu werden zunächst das Netzmodell und die zugrundeliegenden Kostenannahmen dargelegt. Anschließend werden exemplarische Ergebnisse präsentiert und der Einfluss untersucht, den PST auf der einen und Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement auf der anderen Seite zur Reduktion der gesamtsystemischen Kosten liefern können.

### 3.1 Szenariorahmen und Kostenannahmen

In diesem Beitrag wird das vorgestellte Verfahren auf ein synthetisches Netzmodell angewendet, welches 120 Knoten auf der 220 kV und 380 kV Spannungsebene umfasst [6]. Der Szenariorahmen des Netzmodells beinhaltet stündlich aufgelöste Erzeugungs- und Lastzeitreihen für verschiedene zukünftige Planungshorizonte. Die Struktur und die Allokation der Erzeugungseinheiten und Lasten orientiert sich an den Charakteristika des deutschen Übertragungsnetzes, sodass ein signifikanter Transportbedarf zwischen den verschiedenen Regionen des Netzmodells besteht. Zur exemplarischen Anwendung des vorgestellten Verfahrens werden fünf NNF herangezogen, deren Überlastungen die wesentliche Allokation und Ausprägung der Engpässe des hinzugehörigen Jahreslaufs widerspiegeln.

Zur Abbildung der Systemsicherheit wird auf das 70 %-Kriterium zurückgegriffen, das eine vereinfachte Methode zur Abbildung der (n-1)-Sicherheit darstellt [7]. Mittels des 70 %-Kriteriums werden alle Betriebsmittel, die im Grundzustand zu 70 % oder höher ausgelastet sind, als überlastet klassifiziert. Die maximale Auslastung einer jeden Leitung über alle betrachteten NNF hinweg ist in Abbildung 1 dargestellt.

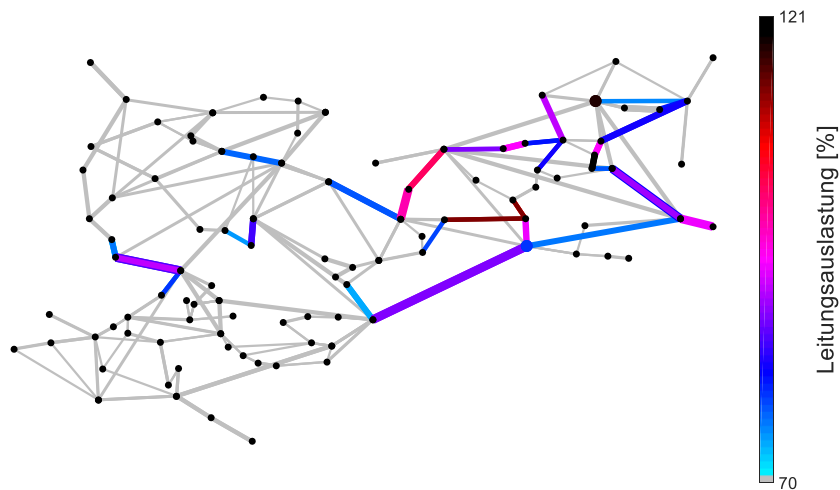


Abbildung 1: Maximale Leitungsauslastung innerhalb der betrachteten Netznutzungsfälle

Die Investitionskosten der einzelnen Ausbautechnologien sind differenziert nach den jeweiligen Spannungsebenen in Tabelle 1 dargestellt. In Abhängigkeit der pro Trassenkorridor bereits installierten Stromkreise ist ein neues Gestänge oder eine Erweiterung des bestehenden Gestänges erforderlich. Folglich führt die Erschließung neuer Korridore zu höheren Investitionskosten als die Verstärkung bestehender. Innerhalb der betrachteten Ausbauoptionen wird zwischen Gestänge für zwei und Gestänge für vier Stromkreise unterschieden. Sowohl die Errichtung neuer Stromkreise als auch jene neuer PST erfordert die Installation zusätzlicher Schaltfelder.

Betriebsmittelspezifische Charakteristika und thermische Stromtragfähigkeiten basieren auf den in [2] und [6] dargelegten Parametern. Der betriebliche Freiheitsgrad der Phasenverschiebung der PST wird zu  $\pm 30^\circ$  angenommen [8]. Die jährlichen Betriebskosten der installierten Betriebsmittel betragen 0,8 % der Investitionskosten [9]. Der jährliche Diskontierungszinssatz wird zu 4 % gesetzt [3]. Die im Rahmen des Engpassmanagements angenommenen Kosten für Einspeisemanagement entsprechen in Anlehnung an das im Jahr 2019 verabschiedete Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) dem fünffachen der

durchschnittlichen Grenzkosten konventioneller Kraftwerke [10]. Um die initiale Menge potentieller Ausbaukandidaten zu limitieren, werden nur jene Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zweier Knoten der gleichen Spannungsebene als Ausbaukandidat herangezogen, deren Entfernung eine maximale Länge von 100 km nicht überschreitet (maximale Distanz des Netzmodells zwischen zwei Knoten der gleichen Spannungsebene beträgt etwa 600 km).

Tabelle 1: Technologieportfolio inklusive hinzugehöriger Kostenparameter nach [2]<sup>1</sup>

Betriebsmittel	Spannungsebene	Investitionskosten
AC Stromkreisauflage/Umbeseilung	220 kV	0,40 Mio. €/km
	380 kV	0,50 Mio. €/km
AC Stromkreisauflage/Umbeseilung mit Hochtemperaturleitern	220 kV	0,48 Mio. €/km
	380 kV	0,60 Mio. €/km
Gestänge für zwei AC Stromkreise	220 kV, 380 kV	1,2 Mio. €/km
Gestänge für vier AC Stromkreise	220 kV, 380 kV	1,5 Mio. €/km
Transformator	220 kV / 380 kV	12,5 Mio. €
Phasenschiebertransformator	220 kV	10 Mio. €
	380 kV	30 Mio. €
Schaltfeld	220 kV, 380 kV	4 Mio. €

### 3.2 Simulationsergebnisse

Die kosteneffizientesten Netzausbau- und Engpassmanagementmaßnahmen, die sich für die untersuchte Versorgungsaufgabe unter den herangezogenen Parametern und Annahmen ergeben, sind in Abbildung 2 dargestellt. Zur Wahrung der Systemsicherheit werden Maßnahmen aller zur Verfügung stehenden Technologien bzw. Flexibilitätspotentiale herangezogen. Insgesamt werden sieben neue Drehstromsysteme mit einer Stromkreislänge von etwa 383,4 km installiert, die sich auf sechs Trassenkorridore verteilen, wobei einer dieser Korridore neu erschlossen wird. Zudem erfolgt der Bau von drei Transformatoren sowie vier PST. Sechs Stromkreise auf der 220 kV Spannungsebene werden auf einer Gesamtlänge von etwa 225,7 km umbeseilt. Im Rahmen des Engpassmanagements wird ein Volumen von etwa 42,0 GWh abgerufen. Unter Einbezug der Betriebskosten beträgt der Kapitalwert aller ausgewiesenen Maßnahmen 822,4 Mio. €. Auf den Anteil für klassische Drehstromsysteme (ohne die Kosten für Umbeseilungsmaßnahmen) entfällt mit etwa 63,3 % der größte Anteil der entstehenden Kosten.

Engpassmanagementmaßnahmen werden als betriebliche Flexibilität insbesondere dazu eingesetzt, um Engpässe zu beheben, die nur in einzelnen NNF auftreten und weniger stark ausfallen. Redispatch konventioneller Kraftwerke (Konv. KW in Abbildung 2) dient hierbei vor allem zum bilanziellen Ausgleich des Einspeisemanagements erneuerbarer Energien (EisMan in Abbildung 2). Die betriebliche Flexibilität der installierten PST ermöglicht die Entlastung der überlasteten 220 kV Stromkreise durch Verschiebung der Leistungsflüsse auf die überlagerte 380 kV Spannungsebene. Die Umbeseilung von Stromkreisen erfolgt innerhalb solcher Trassen, in denen die Installation eines weiteren parallelen Stromkreises zur Behebung der

<sup>1</sup> Sofern entsprechende Kosten der angegebenen Quelle nicht direkt entnommen werden können, werden diese auf Basis existierender Informationen hergeleitet. Die Kosten für PST werden auf die erforderlichen Leistungsklassen umgerechnet.



Engpässe nicht ausreicht und die Installation zweier Stromkreise aufgrund der Aufrüstung der Masten höhere Investitionskosten verursacht als die Umbeseilung der beiden existierenden Stromkreise. Zudem sind die zusätzlichen Übertragungskapazitäten, die durch zwei neue Stromkreise im Vergleich zur Umbeseilung zweier bestehender Stromkreise mit Leitern höherer Stromtragfähigkeit geschaffen werden, zur Behebung der Engpässe nicht erforderlich.

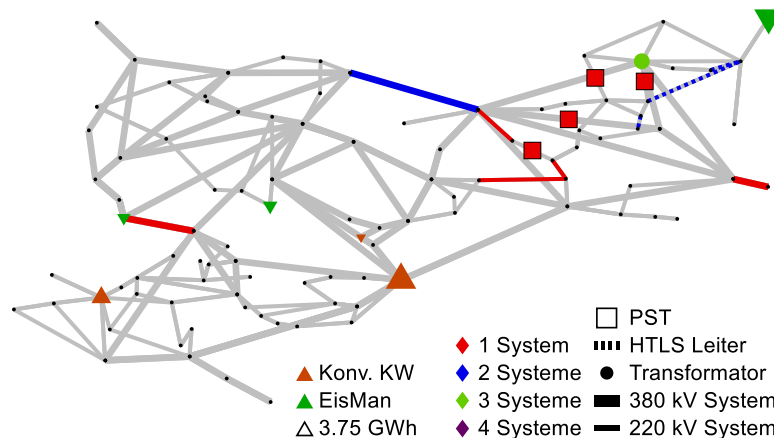


Abbildung 2: Kosteneffizienteste Netzausbau- und Engpassmanagementmaßnahmen

### 3.3 Sensitivitätsanalysen hinsichtlich des Technologieportfolios und verfügbarer Engpassmanagementmaßnahmen

Zur Bewertung der kostenmäßigen Einsparpotentiale, die sich aus der Berücksichtigung der einzelnen Technologien ergeben, werden im Folgenden verschiedene Sensitivitäten hinsichtlich der netzplanerischen und betrieblichen Freiheitsgrade untersucht. Ausgehend von dem Fall, in dem das Technologieportfolio lediglich die Installation neuer Stromkreise und Transformatoren umfasst, werden die Umbeseilung bestehender Drehstromsysteme und die Errichtung von PST sowie das Zurückgreifen auf Engpassmanagementmaßnahmen sukzessive als Freiheitsgrad in verschiedenen Kombinationen aufgenommen. Die sich für die einzelnen Kombinationen ergebenden Kapitalwerte sind in Abbildung 3 dargestellt.

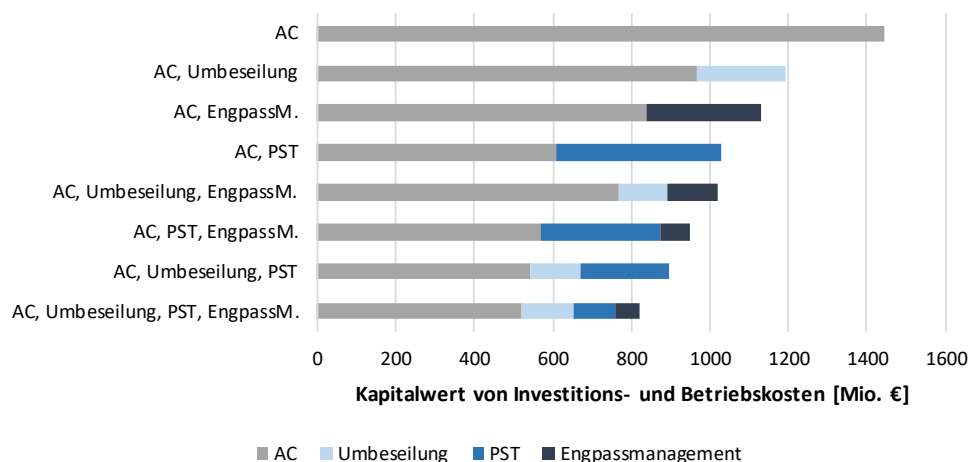


Abbildung 3: Kapitalwerte der Investitions- und Betriebskosten für verschiedene Kombinationen betrieblicher Freiheitsgrade mit verfügbarem Technologieportfolio

Erwartungsgemäß führt die alleinige Installation von neuen Stromkreisen und neuen Transformatoren zu den höchsten Kosten, welche sich durch die hier analysierten Ausbautechnologien und betrieblichen Flexibilitäten um etwa 43,1 % reduzieren lassen. Der Anteil und somit der Nutzen, den die untersuchten betrieblichen Flexibilitäten zur Reduktion der Investitions- und Betriebskosten liefern können, nimmt mit zunehmendem Umfang des übrigen Technologieportfolios ab. Der Beitrag von Umbeseilungsmaßnahmen zur Reduktion der gesamten Kosten ist hingegen nahezu unabhängig vom übrigen Technologieportfolio.

Zur Bewertung der einzelnen betrieblichen Flexibilitäten wird deren Nutzen zur Reduktion der Summe aus Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der übrigen Flexibilitätpotentiale untersucht. Hierzu erfolgt jeweils die alleinige Berücksichtigung in Kombination mit klassischen Drehstromsystemen und die Untersuchung in Verbindung mit dem vollständigen Technologieportfolio. Diese Quantifizierung des Nutzens folgt dem Schema der sogenannten PINT- („Put IN one at the Time“) und TOOT-Bewertungen („Take Out One at the Time“), welche von den Übertragungsnetzbetreibern zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen herangezogen werden [3]. Hierdurch lässt sich zum einen der Nutzen quantifizieren, der sich bei einer alleinigen Berücksichtigung ergibt, und zum anderen lässt sich der Mehrwert bestimmen, der durch eine Flexibilität geliefert wird, wenn alle übrigen Flexibilitäten ebenfalls zur Verfügung stehen. Der entsprechende Beitrag einer jeden netzbetrieblichen Flexibilität ist in Tabelle 2 aufgeführt. Wie bereits aus Abbildung 3 hervorgeht, fällt der Nutzen nach der PINT-Bewertungsmethode jeweils höher aus als jener auf Basis der TOOT-Bewertungsmethode. Es ist jedoch zu erkennen, dass der Mehrwert der Platzierung und Steuerung von PST deutlich unabhängiger von der Verfügbarkeit weiterer Freiheitsgrade ist, als jener von Engpassmanagementmaßnahmen in Form von Redispatch konventioneller Kraftwerke und Einspeisemanagement erneuerbarer Energien.

Tabelle 2: Bewertung von betrieblichen Flexibilitäten nach PINT- und TOOT-Bewertungsmethode

<b>Technologie/ Betriebliche Flexibilität</b>	<b>Nutzen bei PINT-Bewertung</b>	<b>Nutzen bei TOOT-Bewertung</b>
Platzierung und Steuerung von PST	28,9 %	23,8 %
Engpassmanagementmaßnahmen	21,7 %	8,9 %

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Dekarbonisierung der Energieversorgungssysteme und der damit verbundene Ausbau der erneuerbaren Energien stellt die Energieversorgungssysteme und insbesondere das elektrische Übertragungsnetz vor neue Herausforderungen. Infolgedessen bedarf es sowohl neuer als auch einer effizienteren Nutzung bestehender Übertragungskapazitäten. Hierzu gilt es neben klassischen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen zusätzliche Technologien und Flexibilitäten in die Netzplanung zu integrieren, um bestehende Trassen effizienter auszunutzen und zukünftige Investitions- und Betriebskosten zu reduzieren.

Der vorliegende Beitrag stellt ein Netzplanungsverfahren für elektrische Übertragungsnetze unter Berücksichtigung betrieblicher Flexibilitäten vor. Innerhalb des Ausbauportfolios wird zwischen klassischen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen mittels Drehstromtechnik, der Umbeseilung bestehender Stromkreise mit Leiterseilen einer höheren Stromtragfähigkeit und der Platzierung von PST differenziert. Als betriebliche Flexibilität wird zum einen die

netznutzungsfallspezifische Stufung der installierten PST und zum anderen der Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen in Form von Redispatch konventioneller Kraftwerke und Einspeisemanagement erneuerbarer Energie untersucht. Die Auswahl der effizientesten Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen erfolgt integriert, sodass maßnahmen- und technologiespezifische Interdependenzen innerhalb des Verfahrens Berücksichtigung finden und somit zusätzliche kostenmäßige Einsparpotentiale ermittelt werden können. Die exemplarische Anwendung des Verfahrens auf ein synthetisches Netzmodell zeigt einen signifikanten Einfluss von betrieblichen Flexibilitäten und Umbeseilungsmaßnahmen auf den erforderlichen Ausbaubedarf und die resultierenden Kosten. Im Vergleich zum Referenzfall kann die Summe aus Investitions- und Betriebskosten um bis zu 43,1 % gesenkt werden.

Die Ableitung von Transformationspfaden für zeitlich gestaffelte Stützjahre innerhalb des Planungshorizonts ist Gegenstand zukünftiger Untersuchungen. Hierbei können insbesondere Engpässe, die nur innerhalb einzelner Stützjahre auftreten, durch den Einsatz betrieblicher Flexibilitäten behoben werden.

## Referenzen

- [1] Agora Energiewende, „Optimierung der Stromnetze – Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone“, [Online]. Verfügbar: [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)
- [2] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, [Online]. Verfügbar: [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)
- [3] European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E), „ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“, 2015, [Online]. Verfügbar: <https://tyndp.entsoe.eu/cba/>
- [4] M. Franken, H. Barrios, A. B. Schrief und R. Puffer, „Transmission Expansion Planning Considering Detailed Modelling of Expansion Costs“, IEEE PowerTech, Mailand, 2019.
- [5] H. Natemeyer, „Modellierung der Betriebsführung elektrischer Übertragungsnetze für Netzplanungsprozesse“, Dissertation, RWTH Aachen, Aachen, 2017.
- [6] H. Barrios, A. Roehder, H. Natemeyer und A. Schnettler, „A benchmark case for network expansion methods“, IEEE PowerTech, Eindhoven, 2015.
- [7] Bundesnetzagentur, „Bedarfsermittlung 2017-2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan“, 2017, [Online]. Verfügbar: [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)
- [8] J. Verboomen, D. Van Hertem, P. H. Schavemaker, W. L. Kling und R. Belmans, „Phase shifting transformers: principles and applications,“ International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, 2005.
- [9] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV)“, 2007.
- [10] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)“, 2019.