



# Berücksichtigung von lastflusstuernden Betriebsmitteln in der Bewertung und Planung von Übertragungsnetzen

## Consideration of Load Flow Controlling Operating Resources regarding the Evaluation and Planning of Transmission Networks

### Kurzfassung

In europäischen Übertragungsnetzen steigt der Bedarf an lastflusstuernden Betriebsmitteln, da die dargebotsabhängige Erzeugung elektrischer Energie und die grenzüberschreitenden Handelsflüsse zunehmend zu einer hohen und in kurzen Zeitabständen auftretenden Variation der Netznutzung führen. Zu diesem Zweck werden insbesondere Phasenschieber-Transformatoren (PST) eingesetzt. In diesem Beitrag wird der methodische Ansatz eines neu entwickelten Verfahrens zur automatisierten Bestimmung optimaler Stufenstellungen von PST vorgestellt. Das zweistufige Optimierungsverfahren versucht mit hoher Priorität Überlastungen zu beseitigen und mit geringerer Priorität zulässig ausgelastete Zweige zur Verlustreduktion möglichst gering auszulasten. Eine exemplarische Untersuchung stellt die Bewertung eines Netznutzungsfalles, der mit Hilfe einer Marktsimulation erzeugt wurde, mit fester Stufung von PST der Bewertung einer optimierten PST-Betriebsweise gegenüber. Es wird gezeigt, dass erst die optimierten Stufenstellungen eine sinnvolle Netznutzung ermöglichen und somit übliche vereinfachte Annahmen für betriebliche Netznebenbedingungen innerhalb einer Marktsimulation für eine realistische Netzbewertung nicht ausreichen.

### Abstract

In European transmission networks, the supply-dependent generation of electric energy and cross-border trade flows increasingly lead to a high and within shortest time occurring change in the network usage. As a result the demand for load flow controlling operating resources is increasing. For this purpose phase shifting transformers (PST) are particularly used. This paper presents a methodological approach of a newly developed process for an automated determination of PSTs' optimal tap-changer position. This two-step optimization process tries to remove congestions in the network with the highest priority. Admissible utilized network branches will be relieved by the process to reduce system losses with lower priority. An exemplary study based on a network use case, which is derived from a market simulation, compares the evaluation of the network considering fixed tap positions of PSTs with the evaluation taking optimized tap positions of PSTs into account. It will be shown that only the optimized tap positions allow a reasonable network usage. Usually in market simulations applied network constraints are thus not sufficient to make realistic evaluations of the network.

## 1 Einleitung

Die hohe installierte Leistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (EE) in Europa führt zu zeitlich stark unterschiedlichen Einspeisemustern im europäischen Übertragungsnetz, die einen weiteren Netzausbaubedarf sowie einen steigenden Bedarf Lastflusstuerung verursachen. Aus diesem Grund sowie signifikant zunehmenden grenzüberschreitenden Handelsflüssen werden verstärkt lastflusstuernde Betriebsmittel, insbesondere auch Phasenschieber-Transformatoren (PST) eingesetzt. Die Steuerung der PST ist damit ein zunehmend wichtiger Freiheitsgrad und muss auch bei der Beantwortung unterschiedlicher strategischer Frage-

stellungen zur Entwicklung des europäischen Übertragungsnetzes berücksichtigt werden.

Die Prognose zukünftig zu erwartender Netznutzungsfälle (NNF) kann unter anderem mit Hilfe einer Marktsimulationsrechnung durchgeführt werden. Damit auf Grundlage eines NNF eine realistische Bewertung der Netzbelastung erfolgen kann, muss die Netzbetriebsführung in geeigneter Form abgebildet werden, wobei hier insbesondere auch die Stufenstellungen der PST auf einen sinnvollen Wert festzulegen sind.

Vorgenannter Aspekt ist auch vor dem Hintergrund zu betrachten, dass sich die übliche Vorgehensweise zur Beantwortung von Fragestellungen im zu-





künftigen Übertragungsnetz immer weiter weg von der Betrachtung einzelner weniger Netznutzungsfälle (NNF) hin zu einer umfassenden Bewertung aller zu erwartenden NNF entwickelt (z. B. auch in [1]). Im Zuge derartige Massenrechnungen mit einer hohen Fluktuation der Netzbelastung kann eine häufige Aktualisierung der Stufenstellungen von PST notwendig sein.

Die vorliegende Ausarbeitung beschreibt daher ein Verfahren, das eine objektiv optimierte Einstellung der Stufenstellungen von PST vornimmt, um diese im Zuge weiterführender Netzanalyse als realistische Bewertungsbasis verwenden zu können.

## 2 Analyse der Aufgabenstellung

### 2.1 Optimierungsziele

Die Planung von elektrischen Übertragungsnetzen hat unter anderem das Ziel, zukünftige Systemzustände zu bewerten und gegebenenfalls Maßnahmen zu identifizieren, die einen zulässigen Systemzustand gewährleisten. Zulässige Systemzustände werden dabei gewöhnlich durch die Erfüllung des (n-1)-Kriteriums unter Einhaltung aller relevanten Grenzwerte beschrieben. Neben der bloßen Herstellung zulässiger Systemzustände können auch wirtschaftlich optimale Unterzustände, die sich zum Beispiel durch minimale Netzverluste auszeichnen, Ziel der Netzplanung sein.

Ein bei der Netzplanung zu beachtender Grenzwert ist die limitierte Übertragungsfähigkeit von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren, im Folgenden als Netzzweige zusammengefasst.

Aufgrund der sich ändernden Transportaufgabe der Übertragungsnetze kommt es vermehrt zu Überlastungen von Netzzweigen. Daneben können die Leistungsflüsse im vermaschten Netz ungünstig verteilt sein und großräumige Kreisflüsse mit entsprechend hohen Netzverlusten entstehen. Aus diesem Grund ist die Netzplanung zunehmend mit Fällen konfrontiert, in denen die Leistungsflüsse prognostizierter Systemzustände gesteuert werden müssen. Darüber hinaus kann die erwartete Netznutzung in kurzer zeitlicher Abfolge variieren. Bei der Planung elektrischer Übertragungsnetze müssen daher oftmals eine große Menge erwarteter Systemzustände sequenziell verarbeitet werden.

Zur Nachbildung einer realistischen Netzbetriebsführung im Rahmen von Netzplanungsaufgaben soll das entwickelte Optimierungsverfahren die Arbeitspunkte leistungsflusssteuernder Betriebsmittel auf einen optimalen Arbeitspunkt festlegen, um die nachfolgenden Ziele zu erreichen: Das Verfahren

soll mit höchster Priorität Überlastungen von Netzzweigen soweit wie möglich vermindern. Um Netzverluste zu verringern und unnötige Kreisflüsse zu vermeiden, sollen als nachrangiges Ziel der Optimierung die Zweigauslastungen von nicht überlasteten Zweigen reduziert werden. Ferner ist es erforderlich, Zweigauslastungen bei Ausfallsimulationen im Rahmen einer Überprüfung des (n-1)-Kriteriums zu überwachen, um eventuell auftretende Zweigüberlastungen nach einem Ausfall präventiv soweit möglich zu vermeiden.

Um die Bewertung vieler Systemzustände im Rahmen einer Massenrechnung überhaupt erst zu ermöglichen, ist die Rechenzeit des Verfahrens ausreichend gering zu halten,

### 2.2 Stellgrößen

Diese Ausarbeitung konzentriert sich auf Phasenschieber-Transformatoren (PST) als lastflusssteuernde Betriebsmittel. Stellbare PST speisen eine Zusatzspannung mit der Phasenlage  $\pm 90^\circ$  in das elektrische Netz ein. Die Zusatzspannung ist in einer bestimmten Bandbreite in diskreten Stufen einstellbar. Die Veränderung dieser sogenannten Querspannung erlaubt eine nahezu ausschließliche Beeinflussung des Wirkleistungsflusses auf den Netzzweigen [2].

Das Optimierungsverfahren soll die in Kapitel 2.1 beschriebenen Ziele erreichen, indem eine optimale Stufenstellung der zur Verfügung stehender PST ermittelt wird.

### 2.3 Randbedingungen

In den eng vermaschten elektrischen Übertragungsnetzen kann unter vereinfachenden, jedoch praxisnahen Annahmen von einer Entkopplung des Wirk- und Blindleistungsflusses ausgegangen werden [2]. Da ausschließlich die Stufensteller von PST der Optimierung als Freiheitsgrad zur Verfügung stehen und damit nur der Wirkleistungsfluss im Netz verändert werden kann, sind für das Optimierungsverfahren nur die Stromgrenzen der Netzzweige relevant.

Die begrenzte Stromtragfähigkeit von Netzzweigen wird jedoch bereits in den Optimierungszielen berücksichtigt, indem eine priorisierte Reduktion von Zweigüberlastungen angestrebt wird (siehe Kapitel 2.1). Somit unterliegt die Optimierung, abgesehen von den Stellbereichsgrenzen der PST, keinen Randbedingungen.

Würden die Stromgrenzen als Randbedingungen in die Optimierung eingehen, würde das Verfahren in bestimmten Fällen keine zulässige Lösung finden, z. B. wenn die Stufenstellungsänderung aller PST





nicht ausreicht um alle Zweigüberlastungen vollständig zu beseitigen. Das vorrangige Optimierungsziel, Überlastungen von Netzzweigen so weit wie möglich zu reduzieren, würde somit verfehlt.

### 3 Verfahrensanalyse und Modellierung

#### 3.1 Modellierung der Stellgrößen

In guter Näherung ist die Änderung des Wirkleistungsflusses auf Netzzweigen von der Änderung einer PST-Zusatzspannung linear abhängig. Auf dieser Grundlage kann der Einfluss eines PST auf die Wirkflussänderung eines Netzzweiges  $i$  mit nachfolgender Formel beschrieben werden:

$$\Delta P_i = \sum_{k=1}^N \Delta S_k \cdot \Omega_{k,i} \quad (1)$$

$\Delta P_i$  beschreibt die Differenz zwischen dem Wirkfluss des Netzzweiges  $i$  nach Verstufung der PST und dem ursprünglichen Wirkfluss vor Verstufung.  $\Delta S_k$  bezeichnet die Änderung der Stufenstellung des PST  $k$  bei  $N$  stellbaren PST. Die Wirkflussänderung auf einem Netzzweig  $i$  bezogen auf das Verstellen des PST  $k$  um eine Stufe wird mit  $\Omega_{k,i}$  ausgedrückt und wird als Sensitivität bezeichnet. Für ein Übertragungsnetz kann eine Sensitivitätsmatrix aufgestellt werden, die den vollständigen Einfluss der PST auf alle Netzzweige beschreibt. Aufgrund des näherungsweise linearen Zusammenhangs zwischen Stellgröße und Wirkflussänderung können die Werte dieser Sensitivitätsmatrix für eine unveränderte Netztopologie bei variierenden NNF als konstant angenommen werden. Mit Hilfe der Sensitivitäten können Netzzweige, deren Wirkfluss bei einer Verstufung der PST (nahezu) unverändert bleibt, identifiziert und von der weiteren Optimierung ausgeschlossen werden.

Den mathematischen Zusammenhang zwischen der Veränderung der Stufenstellungen von PST und der richtungssensitiven Auslastung aller relevanten Netzzweige eines Übertragungsnetzes gibt Formel (2) an.

$$\mathbf{p} = \mathbf{p}_0 + \boldsymbol{\omega} \cdot \Delta \mathbf{S} \quad (2)$$

Der Vektor der zu optimierenden Zweigauslastungen ist mit  $\mathbf{p}$  bezeichnet.  $\mathbf{p}_0$  stellt den Vektor der Auslastungen der Netzzweige vor einer Änderung der PST Stufenstellungen dar. Jeder Eintrag der bezogenen Sensitivitätsmatrix  $\boldsymbol{\omega}$  beschreibt den Einfluss der Verstufung eines PST um eine Position auf die Auslastung eines Netzzweiges. Der Vektor  $\Delta \mathbf{S}$  nimmt

die Differenzen zwischen den Stufenstellungen der PST nach und vor der Optimierung auf.

#### 3.2 Auswahl des Optimierungsverfahrens

Wesentlicher Bestandteil einer Optimierungsaufgabe ist die Zielfunktion (ZF). Die ZF erlaubt die quantitative Bewertung einer möglichen Lösung. Bei der vorliegenden Optimierungsaufgabe nach Kapitel 2 muss diese Bewertung in geeigneter Form auf Grundlage der Zweigauslastungen bzw. -überlastungen des zu optimierenden Netzes erfolgen.

Eine besondere Anforderung an das zu entwickelnde Optimierungsverfahren ist ein möglichst geringer Bedarf an Rechenzeit. Verfahren zur linearen Programmierung (LP) können Optimierungsaufgaben mit linearer ZF (und linearen Nebenbedingungen) am schnellsten lösen, weshalb ein solches LP-Verfahren die zentrale Komponente des entwickelten Optimierungsverfahrens darstellt. Von LP-Verfahren kann üblicherweise die nachfolgende Struktur einer Optimierungsaufgabe gelöst werden:

$$\begin{aligned} \text{ZF: } f(\mathbf{x}) &= \mathbf{c}^T \cdot \mathbf{x} \rightarrow \min \\ \text{unter} & \\ \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} &\leq \mathbf{b} \\ \mathbf{g}_{\min} &\geq \mathbf{x} \geq \mathbf{g}_{\max} \end{aligned} \quad (3)$$

$\mathbf{x}$  bezeichnet den Vektor der Optimierungsvariablen und  $\mathbf{c}$  einen Vektor konstanter Multiplikatoren dieser Optimierungsvariablen in der Zielfunktion. In obigem Beispiel soll der Zielfunktionswert  $f(\mathbf{x})$  minimiert werden. Die Zielfunktion unterliegt Nebenbedingungen:  $\mathbf{A}$  ist die Koeffizientenmatrix des linearen Gleichungssystems der Nebenbedingungen und der Vektor  $\mathbf{b}$  die rechte Seite dieses Gleichungssystems. Die Stellbereichsgrenzen der Optimierungsvariablen sind in den Vektoren  $\mathbf{g}_{\min}$  und  $\mathbf{g}_{\max}$  zusammengefasst.

Nachfolgend wird der formelle Aufbau der beschriebenen Optimierungsaufgabe nach Kapitel 2 angelehnt an Struktur (3) hergeleitet.

#### 3.3 Mathematische Formulierung der Optimierungsaufgabe

##### 3.3.1 Minimierung der Zweigauslastung

Zunächst wird nur das nachrangige Ziel der Optimierung diskutiert, nach dem die Auslastungen der Netzzweige reduziert werden sollen. Hierbei muss beachtet werden, dass durch die Stufenstellungsänderung der PST die Flussrichtung über einen Zweig umgekehrt werden kann. Deshalb müssen die *Beträge* der Zweigauslastungen vom Optimierungsverfahren minimiert werden. Der Wert der zu minimieren-





den Zielfunktion entspricht somit der Summe aller Beträge der Zweigauslastungen:

$$\text{ZF: } \sum_{i=1}^N |p_i| \rightarrow \min \quad (4)$$

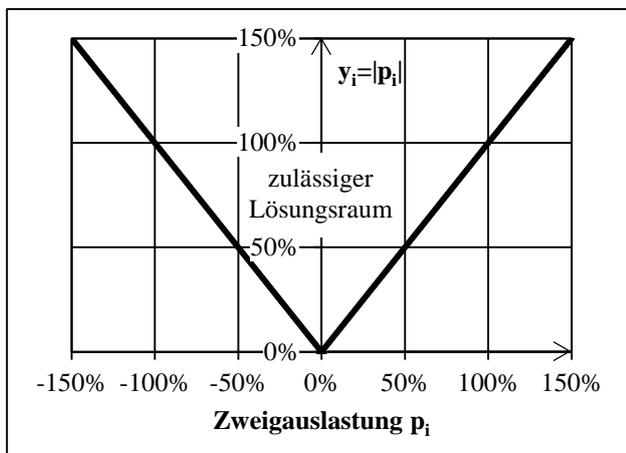
Die Verstufung von PST beeinflusst die Auslastung von Netzzeigen gemäß Formel (2) und kann für eine vollständige Formulierung in Formel (4) eingesetzt werden. Außerdem müssen die Stellbereichsgrenzen der Stufenstellungen der PST von der Optimierung berücksichtigt werden.

Die Zielfunktion nach (4) ist jedoch aufgrund der Beträge nicht linear und muss deshalb noch umformuliert werden.

Der Betrag in einer Zielfunktion kann durch Einführen einer neuen Optimierungsvariablen sowie zweier Nebenbedingungen beseitigt werden [3]:

$$\begin{aligned} \text{ZF: } & \sum_{i=1}^N y_i \rightarrow \min \\ \text{unter} & \\ & -\mathbf{y} + \mathbf{p} \leq 0 \\ & -\mathbf{y} - \mathbf{p} \leq 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Der Vektor  $\mathbf{p}$  stellt weiterhin die zu optimierenden Zweigauslastungen dar. Für jeden Netzzeig  $i$  wird eine neue Optimierungsvariable eingefügt, die in dem Vektor  $\mathbf{y}$  zusammengefasst sind. Beispielhaft sind die zwei Nebenbedingungen, die für jeden Netzzeig beachtet werden müssen, in **Bild 1** dargestellt. Jede Variable  $y_i$  unterliegt stets ausschließlich diesen beiden Nebenbedingungen und ist ansonsten frei. Bei einer Minimierungsaufgabe liegt daher die Lösung dieser Optimierungsvariablen  $y_i$  immer auf der Grenze des zulässigen Lösungsraums und entspricht in dieser Form genau dem Betrag der resultierenden Zweigauslastung.



**Bild 1** Nebenbedingungen für einen Netzzeig  $i$  zur Reduktion des Betrags der Auslastung

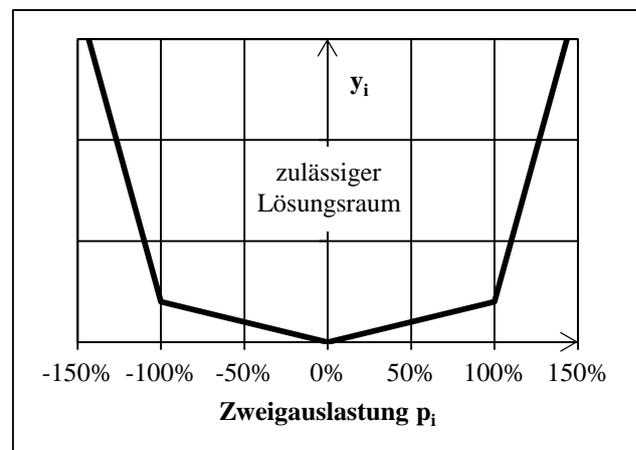
Die lineare Optimierungsaufgabe nach (5) ist zu der nicht-linearen Formulierung nach (4) äquivalent und besitzt dasselbe Optimum.

### 3.3.2 Vorrangige Reduktion von Zweigüberlastungen

In der bisherigen Formulierung der Optimierungsaufgabe nach Formel (5) wird die Summe der Beträge der Zweigauslastungen minimiert. Es wird somit nicht zwischen überlasteten und zulässig ausgelasteten Netzzeigen differenziert und eine gezielte Entlastung von überlasteten Zweigen nicht erreicht. Daher ist das zuvor beschriebene Konzept wie nachfolgend beschrieben erweitert worden.

Damit die Optimierung vorrangig Überlastungen beseitigt, werden diese mit einem hohen Wert in der Zielfunktion berücksichtigt. Dies wird durch eine Manipulation der Steigung bzw. des Achsenabschnitts der in Kapitel 3.2 eingeführten Nebenbedingungen erreicht. Wird zum Beispiel in Bild 1 der Achsenabschnitt der beiden linearen Nebenbedingungen erhöht, wird ebenfalls der zulässige Lösungsraum verkleinert und die Optimierungsvariable  $y_i$  kann nur auf größere Werte minimiert werden. Die Werte der Variablen  $y_i$  entsprechen somit nicht mehr genau dem Betrag der jeweiligen Zweigauslastung.

Um Überlastungen in der Zielfunktion stärker zu bewerten als zulässige Zweigauslastungen, werden zwei weitere Nebenbedingungen hinzugefügt. Es resultieren somit vier lineare Nebenbedingungen pro Netzzeig, deren Steigungen und Achsenabschnitte so gewählt werden, dass der Lösungsraum bei einer betragsmäßigen Zweigauslastung von 100 % eine Ecke aufweist. **Bild 2** stellt exemplarisch die entsprechenden vier Nebenbedingungen graphisch dar.



**Bild 2** Nebenbedingungen für einen Netzzeig  $i$  zur vorrangigen Vermeidung von Überlastungen





Bei einer Zweigüberlastung kann die Optimierungsvariable  $y_i$  verglichen mit einer zulässigen Zweigauslastung nur auf überproportional große Werte minimiert werden. Mit anderen Worten geht ein (etwas) überlasteter Netzzweig mit einem sehr viel höheren Wert in die Zielfunktion ein als ein anderer zu 100 % ausgelasteter Zweig. Die Steigungen und Achsenabschnitte werden dabei vom Optimierungsverfahren so berechnet, dass ein einzelner leicht überlasteter Netzzweig stärker in die Zielfunktion eingeht, als wenn *alle* Netzzweige zu 100 % ausgelastet sind. Somit ist es für die lineare Optimierung immer gewinnbringend, die PST derart zu verstellen, dass eine Zweigüberlastung beseitigt und dazu die Auslastung auf anderen Zweigen in einem zulässigen Bereich erhöht wird.

Die beschriebene Erweiterung der Nebenbedingungen der Optimierungsaufgabe ist nachfolgend in (6) mathematisch formuliert.

$$\begin{aligned} \text{ZF: } & \sum_{i=1}^N y_i \rightarrow \min \\ \text{unter} & \\ & -\mathbf{y} + a_{\leq 100\%} \cdot \mathbf{p} \leq -b_{\leq 100\%} = 0 \\ & -\mathbf{y} - a_{\leq 100\%} \cdot \mathbf{p} \leq -b_{\leq 100\%} = 0 \\ & -\mathbf{y} + a_{> 100\%} \cdot \mathbf{p} \leq -b_{> 100\%} \\ & -\mathbf{y} - a_{> 100\%} \cdot \mathbf{p} \leq -b_{> 100\%} \end{aligned} \quad (6)$$

Für den Bereich zulässiger Zweigauslastungen wird die Steigung der entsprechenden Nebenbedingungen auf  $0 < a_{\leq 100\%} < 1$  festgelegt. Der Achsenabschnitt  $b_{\leq 100\%}$  beträgt 0. Für Überlastungen wird die Steigung  $a_{> 100\%} \gg a_{\leq 100\%}$  sowie der Achsenabschnitt  $b_{> 100\%} < 0$  berücksichtigt.

Prinzipiell können die Ecken des Lösungsraums nach Bild 2 auch auf andere betragsmäßige Zweigauslastungen als 100 % festgelegt werden. Auf diese Weise kann beispielsweise ein Sicherheitsabstand zur maximal zulässigen Auslastungsgrenze berücksichtigt werden.

Die beschriebene zweistufige Optimierung kann darüber hinaus zu einer mehrstufigen Optimierung erweitert werden um weitere mögliche Ziele, wie zum Beispiel die Einhaltung bestimmter grenzüberschreitender Flüsse mit einer vorgegebenen Priorisierung zu berücksichtigen.

## 4 Exemplarische Untersuchung

Aufgrund signifikanter Veränderungen der Einspeiseverteilung basierend auf dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Deutschland hat sich die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes in den vergangenen Jahren deutlich verändert. Insbesondere durch die lokale Konzentration von

Windenergieanlagen (WEA) in Norddeutschland, die zukünftig durch vermehrte offshore Windparks noch verstärkt wird, hat sich eine Region herausgebildet, die abhängig vom Winddargebot einen deutlichen Erzeugungüberschuss aufweist. Dieser Leistungsüberschuss wird über das Übertragungsnetz zu weiter südlich gelegenen Lastzentren transportiert und führt zu einem signifikanten Netzausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz [1]. Neben der steigenden Belastung des deutschen Übertragungsnetzes werden auch die Übertragungsleitungen angrenzender Länder verstärkt belastet. In windreichen Stunden führt dies sogar dazu, dass Ringflüsse im europäischen Verbundsystem, beispielweise von Deutschland über die Niederlande, Belgien und Frankreich zurück nach Deutschland, auftreten. Die daraus resultierende volatile Vorbelastung von Grenzleitungen muss bei der Vergabe von Übertragungskapazitäten berücksichtigt werden und beeinflusst somit den internationalen Stromhandel. Aus diesem Grund wurden in den vergangenen Jahren grenznah vermehrt lastflusststeuernde Betriebsmittel in Form von PST implementiert, die die benannten Ringflüsse reduzieren können. Aufgrund der direkten Wechselwirkungen zwischen den nationalen Übertragungsnetzen ist es für den Betrieb dieser Komponenten jedoch erforderlich, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber für den Betrieb koordinieren. Ziel ist es dabei, Transportkapazitäten optimal bereitzustellen und kritische Systemzustände zu verhindern. Für den bestehenden Netzzustand werden daher zyklisch Betriebsregeln für unterschiedliche Transportaufgaben (z. B. Starkwindsituationen) abgestimmt. Allerdings ist eine Antizipation dieser Betriebsregeln insbesondere für zukünftige Netzsituationen schwierig, da die Veränderungen des Erzeugungssystems sowie der Netzstruktur einen signifikanten Einfluss auf den Netzbetrieb und somit auch auf die optimale Fahrweise von PST aufweisen. Insbesondere bei langfristigen Betrachtungen können Erfahrungswerte aus der realen Betriebsführung nicht vorliegen.

Das entwickelte Verfahren stellt nun ein wichtiges Instrument dar, um sinnvolle Arbeitspunkte der lastflusststeuernden Betriebsmittel in der Netzberechnung zukünftiger Erzeugungsszenarien abzuschätzen. Diese Erzeugungsszenarien werden üblicherweise mit Hilfe einer Marktsimulation abgeschätzt, die allerdings Restriktionen des Übertragungsnetzes nur vereinfacht berücksichtigen können. Aufbauend auf diesen Einspeiseszenarien werden durch die implementierte Optimierung automatisiert realistische Arbeitspunkte der PST bestimmt, wobei die beschriebene zweistufige Netzentlastung



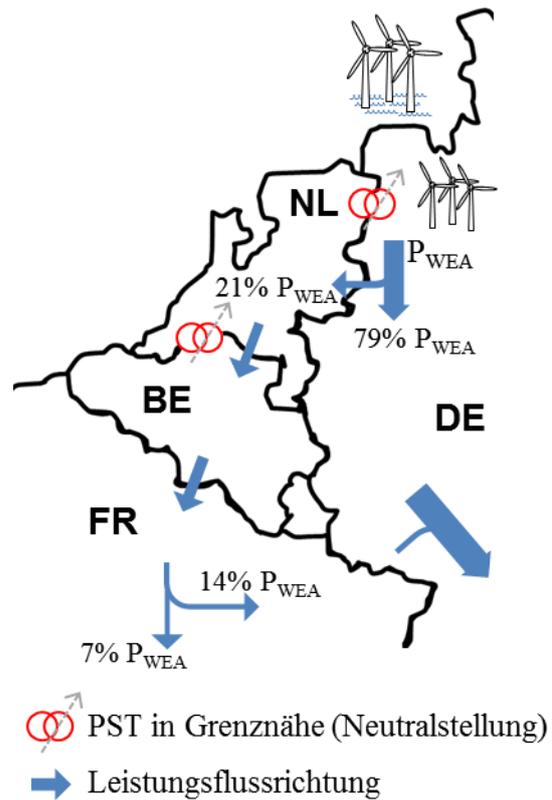


(siehe Kapitel 2.1) unter Berücksichtigung von Ausfallsituationen eine geeignete Zielgröße darstellt. Es ist davon auszugehen, dass für zukünftige Zeitpunkte abzustimmende Betriebsregeln eben dieses Ziel verfolgen und durch geeignete Heuristiken in den Betrieb überführt werden.

Exemplarisch wird im Folgenden eine realitätsnahe Netzsituation für einen EE-Ausbauzustand in Deutschland mit insgesamt 37 GW installierter onshore WEA-Leistung und 5 GW offshore WEA-Leistung für den geografischen Bereich entlang der deutschen Westgrenze betrachtet. Die angenommene Erzeugungssituation entspricht dabei einem Starkwind-Szenario, das auf den Ergebnissen einer Marktsimulation basiert. Für die Netzberechnungen wird ein auf öffentlichen Quellen basierendes, knotenscharfes Netzmodell verwendet. Die Berechnungen werden mit Hilfe des Netzplanungsprogramms INTEGRAL7 [4] durchgeführt. Das entwickelte Verfahren zur Optimierung der PST-Stufenstellungen steht ebenfalls unter INTEGRAL7 als ein Berechnungsmodul zur Verfügung.

Grundsätzlich gilt es zu berücksichtigen, dass die vereinfachten Netznebenbedingungen aus Marktsimulationen nicht gewährleisten können, dass sich betrieblich zulässige Arbeitspunkte einstellen. So können sich Erzeugungssituationen einstellen, die hohe Ringflüsse im Übertragungsnetz verursachen. Diese können wiederum zu deutlichen Überlastungen von betroffenen Grenzleitungen führen. Der implementierte Algorithmus wird somit versuchen diese Leitungen zu entlasten und dadurch indirekt auch die Ringflüsse reduzieren. Erst die so resultierenden Arbeitspunkte sind geeignet, Aussagen zu einer zukünftigen Netzsituation zu treffen.

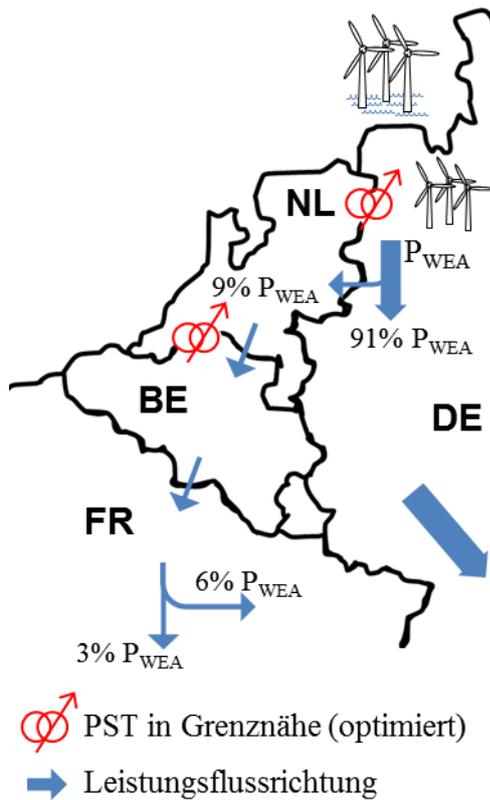
Für die angenommene Erzeugungssituation ergibt sich basierend auf den benannten Randbedingungen der in **Bild 3** dargestellte Leistungsfluss von Norden nach Süden.



**Bild 3** Ringfluss an deutscher Westgrenze für eine Starkwind-Situation ohne Lastflusssteuerung durch PST

Der Ringfluss zwischen Deutschland und Frankreich belastet die Grenzleitungen in der oftmals handlungstechnisch interessanten Flussrichtung von Frankreich nach Deutschland. Insgesamt werden bei Neutralstellung der PST 14 % der in grenznähe eingespeisten Leistung  $P_{WEA}$  über diese Grenze nach Deutschland zurückgeführt, so dass die Handelskapazitäten entsprechend eingekürzt werden müssten. Dieser Ringfluss kann allerdings durch gezielte Stufung der Querregler um 8 % signifikant reduziert werden (siehe **Bild 4**), wie es sich im Optimierungsergebnis mit dem beschriebenen Verfahren einstellt.





**Bild 4** Netzbetriebspunkt an deutscher Westgrenze durch Optimierung der PST-Stufungen

Somit ist es mit diesem Optimierungsverfahren möglich, automatisiert netzbetrieblich realistische Arbeitspunkte zu identifizieren. Es hilft Marktsimulationsergebnisse in realitätsnahe Netzzustände zu überführen. Es werden dabei die Handlungsoptionen der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt, um möglichst hohe Netzkapazitäten dem Handel freizugeben sowie die Netzsicherheit zu gewährleisten. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um zukünftige Netzsituationen realistisch bewerten zu können. Insbesondere die implementierten Linearisierungen gewährleisten dabei eine robuste Berechenbarkeit auch von komplexen Konfigurationen von PST.

## 5 Zusammenfassung

Die Transportaufgabe der elektrischen Übertragungsnetze unterliegt signifikanten Änderungen. Die vornehmlichen Gründe hierfür sind die wachsende Installation dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen sowie zunehmende grenzüberschreitende Handelsflüsse. Die sich ändernde Transportaufgabe führt zu einem signifikanten Netzausbaubedarf und unmittelbar zu einer stark ansteigenden sowie einer in kurzen Zeitabständen variierenden Belastung des Übertragungsnetzes.

In Folge steigt der Bedarf an lastflusstuernden Betriebsmitteln für einen sicheren Betrieb der Übertragungsnetze. Die Möglichkeit Lastflüsse in elektrischen Netzen zu steuern, bieten unter anderen stellbare Phasenschieber-Transformatoren (PST), die eine Änderung der Wirkleistungsflüsse auf den Zweigen des vermaschten Übertragungsnetzes ermöglichen.

In dieser Ausarbeitung wurde ein Optimierungsverfahren vorgestellt, das Stufenstellungen von PST verändert, um die nachfolgenden Optimierungsziele zu erreichen:

- Das Verfahren reduziert mit höchster Priorität Überlastungen von Netzzweigen.
- Mit nachrangiger Priorität wird die Summe der Zweigauslastungen reduziert.

Das Verfahren soll auf Grundlage dieser zweistufigen Optimierung insbesondere für langfristige Netzbewertungen

eine realistische Stufung der PST, wie sie auch durch die Netzbetriebsführung vorgenommen würde, abbilden. Als Bewertungsgrundlage dienen dabei sowohl die Zweigauslastungen im Grundzustand des Netzes als auch die Zweigauslastungen, die sich bei Ausfallsimulationen zur Überprüfung des (n-1)-Kriteriums einstellen.

Weiterhin zeichnet sich das entwickelte Optimierungsverfahren durch einen ausreichend kurzen Bedarf an Rechenzeit aus, um das Verfahren bei der sequentiellen Bewertung einer großen Anzahl Nutzungsfälle eines Übertragungsnetzes praxistauglich anwenden zu können.

Anhand einer exemplarischen Untersuchung konnte die Leistungsfähigkeit des Verfahrens nachgewiesen werden. Es wurde eine Erzeugungssituation im europäischen Übertragungsnetz als Ergebnis einer Marktsimulationsrechnung angenommen und netztechnisch bewertet. Ohne optimierte Einstellung der PST führte diese Erzeugungssituation zu einem unerwünschten grenzüberschreitenden Ringfluss. Durch eine optimierte Fahrweise der PST konnte der Ringfluss erheblich reduziert werden. Somit sind die bei der Marktsimulationsrechnung berücksichtigten Nebenbedingungen für den Netzbetrieb nicht ausreichend, um eine realistische Netznutzung zu gewährleisten.

## 6 Literatur

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf vom 17. Juli 2013



- [2] Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung 1. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2007
- [3] Eiselt, H.A., Sandblom, C.-L.: Linear Programming and its Applications. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2007
- [4] FGH GmbH (Hrsg.): INTEGRAL7 – Interaktives Grafisches Netzplanungssystem – Kurzbeschreibung. [www.fgh-ma.de](http://www.fgh-ma.de), Version 2013

## 7 Ansprechpartner

### **Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Andreas Moormann**

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen  
und Stromwirtschaft e.V.

Telefon: +49 (0) 241 / 99 78 57 – 16

Telefax: +49 (0) 241 / 99 78 57 – 22

[andreas.moormann@fgh-ma.de](mailto:andreas.moormann@fgh-ma.de)

