



Thomas Aldrian, BSc

Lastflussoptimierung mit HGÜ

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades
Diplom-Ingenieur
Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der
Technischen Universität Graz

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner
Dipl.-Ing. Klaus Köck

Institut für Elektrische Anlagen

Graz, April 2015

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Graz, am 30.04.2015

Datum/Date

Unterschrift/Signature

Kurzfassung:

Seit einigen Jahren steigt das Interesse an HGÜ-Netzen stetig an. Viele Wechsellspannungsübertragungsnetze stoßen langsam an ihre Kapazitätsgrenzen und ein Grund dafür liegt in der Energiewende. Bis 2050 sollen mindestens 80% der deutschen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien abgedeckt werden [1], jedoch ist zwischen den erneuerbaren Energiequellen und den Lastzentren meist eine große Entfernung zu überbrücken. Hier soll vermehrt die HGÜ-Technologie zum Einsatz kommen. Diese Technik ist zwar nicht neu, aber durch immer größere Fortschritte in der Entwicklung lassen sich immer leistungsstärkere und effizientere Anlagen errichten. Die folgende Arbeit beschäftigt sich mit dem Lastflussverhalten des deutschen AC-Übertragungsnetzes, wenn parallel dazu HGÜ-Leitungen, welche durch den deutschen Netzentwicklungsplan 2014 vorgegebenen worden sind, betrieben werden.

Der wesentliche Punkt dabei ist die Erstellung einer Regelstrategie zur Ermittlung eines optimalen Betriebspunktes der HGÜ-Leitungen bei verschiedenen Lastfällen. Das Ziel dabei ist die Reduktion der Wirkverluste im gesamten AC-Übertragungsnetz auf ein Minimum und die Optimierung der Versorgungssicherheit auf ein Maximum. Die Basis dafür soll durch verschiedene Analysen realisiert werden.

Die Optimierung erfolgt mit einem einfachen Gradientenverfahren. Dabei wird darauf geachtet, welche HGÜ-Leitung vorrangig bei unterschiedlichen Lastsituationen geregelt wird.

Ein weiterer Punkt ist die Untersuchung des Einflusses der über die einzelnen Gleichstromleitungen übertragenen Leistung auf kritische Leitungsabschnitte. Zu diesem Zweck wird der PTDF (Power Transfer Distribution Faktor) bestimmt, dieser gibt die Lastflussänderung auf einem bestimmten Netzzweig an, wenn eine definierte Leistung in einen bestimmten Knoten eingespeist und an einen Referenzknoten wieder entnommen wird. Bei dieser Methode liegt das Hauptaugenmerk auf der maximalen Versorgungssicherheit.

Ein weiterer Punkt dieser Arbeit ist die Untersuchung des Zusammenhangs der Impedanz des Drehstromnetzes zwischen den jeweiligen HGÜ-Anschlussknoten und dem Einfluss jener HGÜ auf den Lastfluss im Drehstromnetz.

Schlüsselwörter:

Optimierung, Verlustreduktion, Versorgungssicherheit, Übertragungsnetz, HGÜ

Abstract:

For several years, the interest in HVDC systems has been steadily increasing. Many AC transmission systems reach their capacity limits, mostly due to the energy revolution. Until 2050, at least 80% of Germany's power demand is supposed to be covered by renewable energies. However, the distance between the renewable energy resource locations and the load centers is mostly very long. Therefore, HVDC technology increasingly will be used. Even though this technique is not new, the advanced improvement in the development in this field allows building more powerful and efficient DC-power systems.

In the following thesis the distribution of the load flow in the German AC transmission network will be analyzed while HVDC lines are operated simultaneously. These HVDC lines are predetermined in the German grid development plan 2014.

A crucial point is the creation of a control strategy for determining an optimal operating point for the HVDC lines at different load factors. The first aim is to reduce the losses in the entire AC transmission system to a minimum. Secondly, the security of supply has to be increased to a maximum. This will be realized by various analyses.

In order to achieve these goals, a gradient algorithm is applied to see which HVDC line is controlled preferably at different load situations.

Furthermore, the influence of the transmitted power on the DC lines for critical line sections is examined. Therefore, the PTDF (Power Transfer Distribution Faktor) was established for the selected lines. This factor is used to indicate load flow changes on selected AC transmission lines, if a defined power is fed to a specific node and taken from a reference node. With this method, the main attention is paid to the security of supply.

In addition, there will be an analysis whether it is possible to determine the admittance between start and end points of each HVDC lines in order to build a statement or prediction of the load flow.

keywords:

Optimization method, loss reduction, security of supply, transmission system, HVDC

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
1.1 Allgemeiner Hintergrund	9
1.2 Lastflussberechnung.....	11
2 Datenaufbereitung und Modellierung des Netzes	12
2.1 Erarbeitung der Ausgangssituation	12
2.2 Integration der HGÜ-Systeme.....	12
2.3 Definition der Lastflüsse und der Berechnungsmethoden.....	15
3 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)	16
3.1 Technologie.....	16
3.2 Prinzipieller Aufbau	19
3.3 Anforderungen und Regelung	21
4 Per-Unit-System (p.u.)	24
5 Optimierung der Wirkleistungsverluste	25
5.1 Berechnung der Wirkleistungsverluste	25
5.2 Verlustreduktion mit dem Gradientenverfahren.....	26
5.3 Resümee der Verlustoptimierung.....	30
5.4 Netzreduktionsverfahren.....	36
5.4.1 Netzreduktion	36
5.4.2 Resümee der Netzreduktion	39
6 Optimierung der Versorgungssicherheit	42
6.1 Überlastfaktor.....	42
6.2 Erhöhung der Versorgungssicherheit mit dem Gradientenverfahren	43
6.3 Resümee der Sicherheitsoptimierung	45
6.4 Power Transfer Distribution Factor (PTDF)	50
6.4.1 Berechnung des PTDF	50
6.4.2 Resümee der PTDF-Berechnung.....	50

7	Vergleich Verlustreduktion und Sicherheitsoptimierung	52
7.1	Verlustoptimierung.....	52
7.2	Versorgungssicherheitsoptimierung.....	55
8	Optimierungssensitivität	58
8.1	Resümee hinsichtlich der Verlustreduzierungssensitivität.....	58
8.2	Resümee hinsichtlich der Versorgungssicherheitssensitivität.....	61
9	Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse.....	63
10	Anhang.....	65
11	Symbolverzeichnis	68
12	Literatur	71

Abkürzungsverzeichnis

HGÜ	Hochspannungs- Gleichstrom- Übertragung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
p.u.	Per Unit
SCR	Short Circuit Ratio
ESCR	Effective Short Circuit Ratio
DC	Direct Current (Gleichstrom)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
WARD	Ward's minimum variance method
H	Henry
kV	Kilo Volt
MW	Mega Watt
GW	Giga Watt
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
CIGRÉ	Conseil International des Grands Reseaux Électriques

1 Einleitung

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird, ausgegangen von einem Worst Case Lastszenario im deutschen Übertragungsnetz, ein allgemeines Regelverfahren für die geplanten HGÜ-Leitungen entwickelt. Dies soll es ermöglichen, dass für die Gleichstromleitungen ein optimaler Betriebspunkt gefunden wird, in dem im besten Fall die Versorgungssicherheit auf eine Maximum und die Wirkleistungsverluste auf ein Minimum im umgebenden AC-Übertragungsnetz optimiert werden.

Zur Lastflussberechnung wird das Programm Matpower 5.0 b1 [14], welches ein Zusatzpaket für das Programm Matlab ist, verwendet. Zur Realisierung des Regelverfahrens wird in dieser Arbeit auf verschiedene Analysen gesetzt.

- **Gradientenverfahren:**
Um jeweils die idealen Betriebswerte bei geringsten Wirkverlusten und höchster Versorgungssicherheit zu finden, wird in Matlab ein Gradientenverfahren entwickelt. Mit diesem Verfahren wird stufenweise die Übertragungsleistung der einzelnen HGÜ-Leitungen nacheinander immer um einen definierten Schritt erhöht und mit Hilfe einer Vergleichsfunktion das Optimum für diese Parameter ermittelt. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Optima hinsichtlich Versorgungssicherheit und Wirkleistungsverlusten nicht im selben Betriebspunkt liegen. Daher ist ein weiterer Punkt dieser Arbeit einen idealen Kompromiss zwischen den optimalen Betriebspunkten zu finden.
- **PTDF**
Bei dieser Analyse werden kritische Leitungsabschnitte näher betrachtet. Mit diesem Faktor wird der Einfluss der über die HGÜ-Leitung übertragene Leistung auf die Auslastung der Drehstromleitungen und im Besonderen dieser gefährdeten Leitungsabschnitte analysiert. Dadurch können bei Überlastung der gefährdeten Leitungen die richtigen Maßnahmen gesetzt werden.
- **Berechnung der Admittanzmatrix**
Hier wird mit Hilfe von einer Netzreduktionsmethode jeweils die Admittanz zwischen Anfangs- und Endknoten der einzelnen HGÜ-Leitungen berechnet. Dabei soll ermittelt werden, ob sich durch die Kenntnis dieser Werte eine allgemeine Prognose erstellen lässt, welche Leitung aufgrund der Admittanz einen stärkeren Einfluss bei der Verlustreduktion auf das Netz hat.

1.1 Allgemeiner Hintergrund

Das Ziel der deutschen Bundesregierung lautet, dass bis zum Jahr 2050 80% des elektrischen Stromes aus erneuerbaren Energiequellen stammen sollen. Spätestens seit dem Atomunfall in Fukushima im Jahre 2011 wird dieses Ziel, zusammen mit dem totalen Ausstieg aus der Atomenergie, stark vorangetrieben. Diese Zielvorstellung soll zwar dem Klimaschutz dienen, es verändert jedoch langfristig gesehen die Anforderung an das Übertragungsnetz. Denn durch den starken Ausbau von Photovoltaikanlagen und vor allem von On- und Offshore Windkraftanlagen im Norden des Landes müssen große Energiemengen ins Innere des Landes zu den Lastzentren transportiert werden, wobei auch parallel dazu bis 2022 alle Kernkraftwerke abgeschaltet werden [2].

Von den Versorgungsunternehmen wird trotzdem unter anderem eine sichere und ausreichende Energieversorgung gefordert. Um diesen Anforderungen nachzukommen muss eine hinreichende Erzeugung und Übertragungskapazität gesichert sein.

Zur Einhaltung dieser Forderungen wurde Anfang des Jahres 2014 ein erster Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2014 veröffentlicht. Dieser dient als Basis für den Bundesbedarfsplan, der den Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz für die kommenden 10 Jahre festlegt. Als Vorlage und Ausgangssituation für die Berechnungen in dieser Arbeit wurde der „erste Netzentwicklungsplan für Strom 2014“ verwendet (siehe Abbildung 1) [3]. In dieser Abbildung ist zu sehen welche netztechnischen Ziele für eine großräumige Erhöhung der Übertragungskapazität gesetzt wurden. Nach dem ersten Entwurf sind 4 Nord-Süd-Verbindungen, welche mit 6 HGÜ-Leitungen realisiert werden sollen, geplant.

Szenario A2024:

- Verbindung A: 1. Emden/Ost - Osterath (1 x 2 GW)
 2. Osterath - Philippsburg (1 x 2 GW)
- Verbindung B: 4. Wehrendorf - Urberach (1 x 2 GW)
- Verbindung C: 5. Brunsbüttel - Großgartach (1 x 2 GW)
 6. Wilster - Grafenrheinfeld (1 x 2 GW)
- Verbindung D: 9. Lauchstädt - Meitingen (1 x 2 GW)

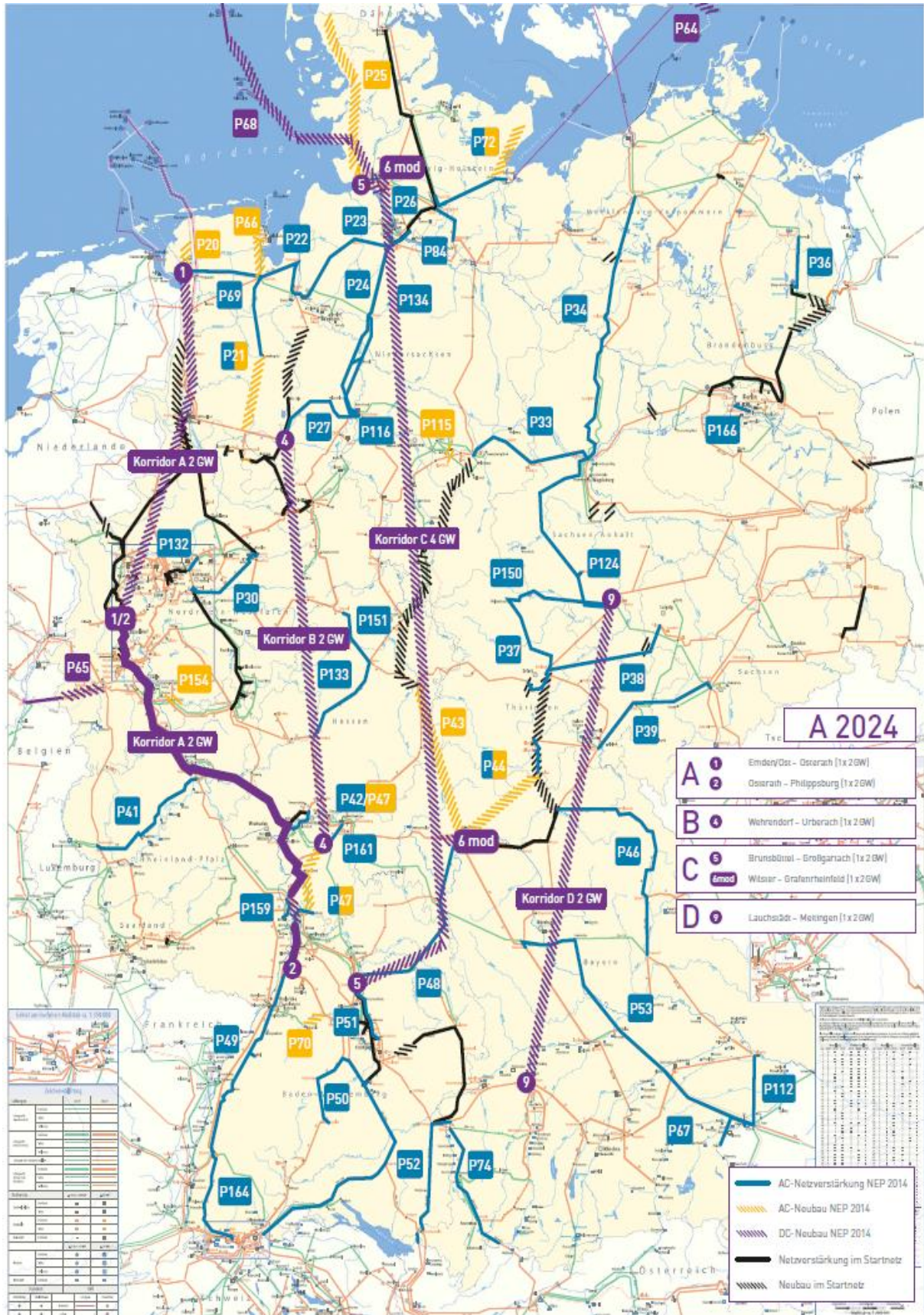


Abbildung 1: Netzentwicklungsplan, Erster Entwurf [3]

1.2 Lastflussberechnung

Die Lastflussanalyse beinhaltet die Berechnung von Leistungsflüssen in einem Übertragungsnetzwerk an einzelne Knoten und Leitungen. Solche Berechnungen sind für die Analyse von stationären und dynamischen Vorgängen erforderlich. Das Problem bei Berechnungen von großen Netzmodellen ist, dass dies wegen deren Größe und trotz Verwendung von Computerprogrammen oft mit einem großen Zeitaufwand verbunden ist. Um eine schnellere aber trotzdem genaue Berechnung durchführen zu können, werden daher bei den Berechnungsprogrammen einige Vereinfachungen getroffen, wie zum Beispiel:

- Das Netz ist symmetrisch. Dies ermöglicht eine einphasige Darstellung des Systems.
- Ein stationärer Betrieb ohne transiente Vorgänge.
- Die Frequenz bleibt konstant. [8]

Zur Formulierung eines klassischen Lastflussproblems benötigt man Variablen wie die Spannungshöhe U , Phasenwinkel θ der Spannung, Wirkleistung P und Blindleistung Q [5]. Da im Drehstromübertragungs- und Verteilnetz bis zu 5% an Wirkleistungsverlusten auftreten, wird diesem Gebiet eine große Bedeutung beigemessen. Mit den geeigneten Maßnahmen bei Betrieb und Auslegung des Netzes wird dann ein Minimum an Verlusten angestrebt [6].

Für die Lastflussberechnung in dieser Arbeit wurde die Gleichstromlastflussberechnung (DC-Loadflow) gewählt. Diese Berechnungsart vereinfacht den komplexen nicht-linearen Lastfluss in ein lineares System. Dabei wird die Blindleistung vernachlässigt und nur der Wirkleistungsfluss betrachtet. Diese Methode erlaubt eine direkte, nicht iterative Lösung und ist absolut konvergent, aber nicht so genau wie die exakte AC-Lastflussberechnung mit z.B. dem Newton-Raphson-Verfahren. Folgende Vereinfachungen sorgen für eine leichtere und schnellere Berechnung bei dem DC-Lastflussverfahren:

- Leitungswiderstände sind vernachlässigbar: $R \ll X$
- Es werden kleine Leitungswinkel vorausgesetzt: $\sin(\theta) = \theta$ und $\cos(\theta) = 1$
- Die Knotenspannungen sind konstant mit 1 p.u.
- Die Querkapazitäten werden vernachlässigt [7]

2 Datenaufbereitung und Modellierung des Netzes

Diese Arbeit bezieht sich auf das deutsche Hoch- und Höchstspannungsnetz. Diese Netze werden für die Übertragung großer Leistungen über weite Strecken eingesetzt. Mit einer Spannung von 110 kV bis 380 kV transportieren und verteilen sie die von den Kraftwerken erzeugte elektrische Energie landesweit zu den Verbraucherschwerpunkten.

2.1 Erarbeitung der Ausgangssituation

In Abbildung 2 ist das Ausgangsnetz mit ca. 1300 Leitungen sowie die Einspeise- und Entnahmepunkte für die HGÜ-Leitungen zu sehen. Anfangs wurden die Daten als „neppj“-Datei übergeben. Diese Datenendung verwendet die Firma BCP Busarello + Cott + Partner AG in deren Simulationsprogramm NEPLAN. Mit diesem Programm wurden auch erste Berechnungen durchgeführt. Es war jedoch nicht möglich, die Problemstellungen mit NEPLAN in einer angemessenen Zeit zu simulieren und zu bearbeiten, da es keine Möglichkeit gab, die Vielzahl an Simulations- und Berechnungsschritten automatisiert durchführen zu können. Daher werden die gesamten Berechnungen mit der Software Matlab in der Version R2013a durchgeführt. Das Zusatzpaket Matpower [14] für die Lastflussberechnungen ist im Internet als Freeware erhältlich. In Matpower werden die Impedanzwerte der Leitungen und Transformatoren als p.u.-Werte verwendet. Das erleichtert die Berechnung von sämtlichen Werten, welche von den unterschiedlichen Spannungen abhängig sind, erheblich, weil dadurch spannungsunabhängig gerechnet werden kann. Die „Per-Unit“-Rechenmethode wird etwas später in Kapitel 4 näher erklärt.

Des Weiteren werden in den Berechnungen in Kapitel 6 die Leitungslängen der AC-Leitungen benötigt. Da diese in den zur Verfügung stehenden Netzdaten nicht explizit enthalten sind, müssen diese über den Reaktanzbelag zurückgerechnet werden. Hier wird ein mittlerer Wert von $X'_{\text{ØLE}} = 0,3 \text{ } \Omega/\text{km}$ für jede Leitung angenommen. Über den aktuellen Wert des Blindwiderstandes kann somit die Leitungslänge berechnet werden.

$$l_{LE} = \frac{X_{LE}}{X'_{\text{ØLE}}} \quad (1)$$

2.2 Integration der HGÜ-Systeme

Die Integration der sechs HGÜ-Leitungen in das bestehende Netz funktioniert relativ einfach. Anstatt diese nachträglich und kompliziert mit verschiedensten Leitungsdaten einzuprogrammieren, fügt man jeweils zum Anfangsknoten eine „Netzeinspeisung“ als Wirkleistungsverbraucher und am Endknoten eine als Wirkleistungseinspeisung ein. Als Beispiel wird die Emden/Osterath Verbindung betrachtet (siehe Abbildung 2), hier wird in Emden eine definierte Übertragungsleistung $P_{\text{HGÜ}}$ entnommen und in Osterath wieder eingespeist. Da mit der Berechnungsmethode DC- Loadflow nur Wirkleistungen

berücksichtigt werden, kann die HGÜ-Leitung auf diese Art simuliert werden und es muss die Blindleistung nicht berücksichtigt werden.

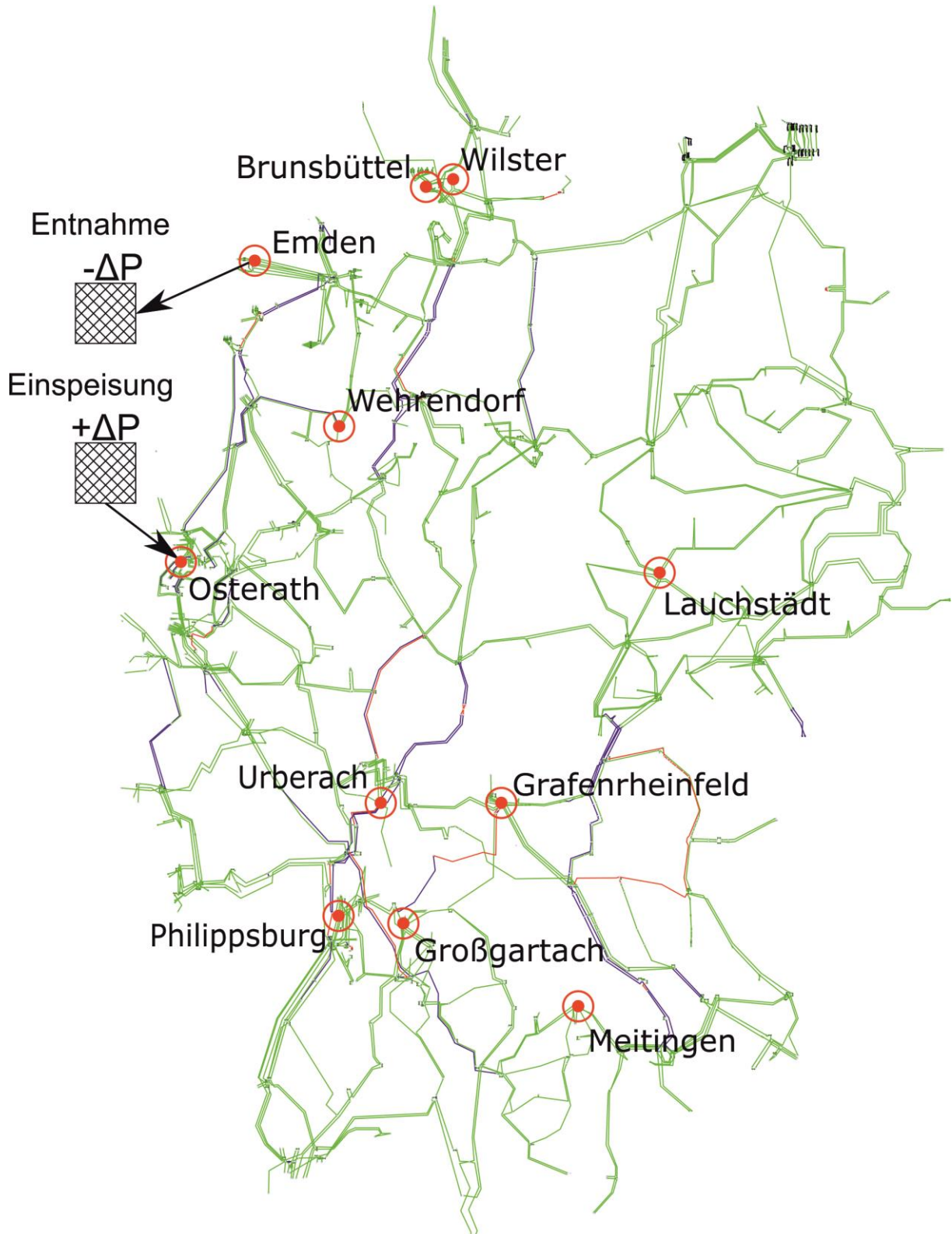


Abbildung 2: Höchstspannungsnetz mit HGÜ-Einspeisepunkten bei Starklast

Um auch die Wirkverluste, die an der Gleichstromleitung auftreten, mit einzuberechnen, müssen diese nachträglich bei der Verlustberechnung addiert werden. Da es jedoch noch keine genauen Längenangaben der HGÜ-Leitungen gibt, wird die ungefähre Trassenführung der Leitungen geschätzt, die Längen aus einer Deutschlandkarte heraus gemessen und diese anschließend um 30% verlängert. Diese vergrößerten Längenangaben werden dann zur Berechnung der Leitungsverluste herangezogen, um den schlechtesten Fall der Wirkverluste anzunehmen. Die Längenangaben in Tabelle 1 sind bereits die mit 1,3 multiplizierten Werte.

Identifikator	HGÜ- Verbindung	Länge $l_{HGÜ}$
EO	Emden – Osterath	319 km
OP	Osterath – Philippsburg	377 km
WU	Wehrendorf – Urberach	345 km
BG	Brunsbüttel – Großgartach	806 km
WG	Wilster – Grafenrheinfeld	624 km
LM	Lachstädt - Meitingen	429 km

Tabelle 1: Entfernungen zwischen Anfangs- und Endknoten

Das angenommene HGÜ-System ist eine Bipolare Anlage mit einer Übertragungsspannung von $U_{HGÜ} = \pm 500$ kV. Für das Leiterseil wird ein 2-er Bündel mit 560 mm^2 Aluminiumleitern mit einem Widerstandsbelag $R'_{HGÜ} = 0,0514 \text{ } \Omega/\text{km}$ pro Teilleiter für die Berechnungen verwendet. Der Widerstandsbelag der Leitung ist somit $R'_{HGÜ} = 0,0257 \text{ } \Omega/\text{km}$ pro Phase. Die maximale Übertragungsleistung pro Leitung ist mit 2 GW begrenzt.

Lediglich die Verluste, welche in den Umrichterstationen auftreten, konnten wegen fehlender Informationen nicht berücksichtigt werden.

2.3 Definition der Lastflüsse und der Berechnungsmethoden

Die Lastflüsse im Netz sind eindeutig definiert. Sie werden positiv von Anfangs- nach Endknoten gezählt. Für eine Leitung ist es in Bezug auf die Verluste aber nicht wichtig in welche Richtung der Lastfluss betrachtet wird, sondern nur der Betrag. Zur Berechnung der Verlustleistung wird daher, um Vorzeichenfehler vorzubeugen, für sämtliche Leistungen der Betrag der über die Leitung transportierten Leistung verwendet.

Weiters wird, um die Leitungsbelastung leichter einschätzen zu können, ein Farbencode bei der Darstellung verwendet. Eine Leitung wird in grün eingezeichnet, wenn sie mit einer Leistung von $P_{\text{trans}} < 70\%$ der zulässigen Übertragungsleistung belastet wird. Bei einer Belastung von $70\% \leq P_{\text{trans}} < 100\%$ wird diese blau gezeichnet und bei $P_{\text{trans}} \geq 100\%$ der zulässigen Übertragungsleistung wird diese rot dargestellt.

Zur Ermittlung der optimalen Versorgungssicherheit wurden nur Kabel und Leitungen für die Berechnungen herangezogen.

Des Weiteren wird für die Simulation der verschiedenen Lastfälle eine Gleichtaktskalierung durchgeführt. Das heißt, dass die gesamten Lastflüsse mit einem einheitlichen Minderungsfaktor verändert werden.

3 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Im „ersten Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplan 2014“ sind, für den effizienten Transport von Energie aus dem Norden Deutschlands in die Lastzentren im Süden, 6 HGÜ-Leitungen vorgesehen. Diese Technik wird für die Energieübertragung über große Entfernungen immer häufiger eingesetzt, da sie für lange Übertragungswege aber auch für Seekabelübertragungen einige Vorteile bietet wie zum Beispiel:

- HGÜ-Anlagen übertragen keine Blindleistung, weil es zu keiner Umladung von elektrischer und magnetischer Energie im stationären Betrieb kommt. Dadurch sind im Netz keine Kondensatoren und Spulen notwendig.
- Der Spannungsabfall zwischen Anfangs- und Endpunkten einer Leitung wird nur durch die ohmschen Leitungswiderstände bestimmt, dadurch treten auch keine Blindleistungsstabilitätsprobleme auf.
- Für Gleichstromleitungen kann ein geringerer Leiterquerschnitt verwendet werden. Durch die fehlende Stromverdrängung aufgrund des Gleichstromes wird der Leitungsquerschnitt voll ausgenutzt.
- Durch den Gleichstrom treten in der Isolation keine dielektrischen Verluste auf, und die Bewehrung wird keiner induktiven Erwärmung ausgesetzt. Somit verringert sich der Isolationsaufwand.
- Über eine HGÜ-Anlage können Versorgungsnetze mit verschiedenen Frequenzen gekuppelt werden

Obwohl Stromrichterstationen sehr teuer sind, ist für lange Transportwege durch die billigeren Freileitungen trotzdem eine HGÜ-Anlage kostengünstiger [10].

3.1 Technologie

Durch die rasante Weiterentwicklung der Thyristortechnologie und der Sicherheitstechnik seit den 1970er Jahren, ist es heute möglich widerstandsfähige Anlagen für eine große Übertragungsleistung zu errichten.

Grundsätzlich kann man HGÜ-Anlagen in verschiedene Kategorien einteilen:

- **Monopolare HGÜ-Anlage:**
Dies ist die einfachste Ausführungsart. Sie hat nur einen metallischen Leiter und eine geerdete Elektrode als Rückleitung. Dieses ältere System wurde üblicherweise für Seekabel angewendet, wo der Erdrückstrom über das Wasser fließt. Heute sind diese Ausführungen nicht mehr genehmigungsfähig, weil durch einen elektrolytischen Prozess Chlorgas freigesetzt wird.



Abbildung 3: Monopolare Ausführung mit Erdrückleiter [9]

- Bipolare HGÜ-Anlage:

Das bipolare System besteht aus einem Hin- und Rückleiter und wird üblicherweise für Langstreckenübertragung über Freileitungen verwendet. Bei diesem System lassen sich die Pole unabhängig voneinander betreiben. So wird sichergestellt, dass bei Ausfall einer Leitung die Zweite unbeeinflusst bleibt und so der Betrieb mit wenigstens der halben Leistung fortgesetzt werden kann. Durch die eingebaute Redundanz wird so die Zuverlässigkeit erhöht [9].

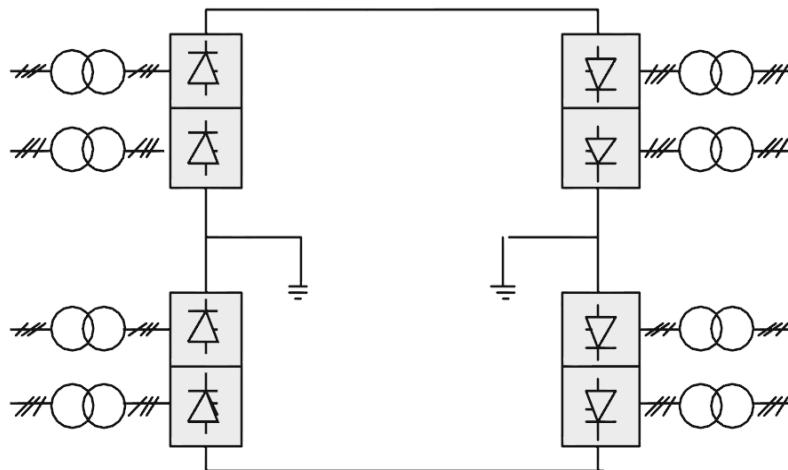


Abbildung 4: Bipolare Ausführung [9]

- HGÜ- Kurzkupplungen („Back-to-Back“)

Bei diesem System befinden sich beide Stromrichter in derselben Station. Diese Anwendung wird üblicherweise zu elektrischen Verbindung von zwei Drehstromnetzen mit gleicher oder unterschiedlicher Frequenz verwendet. Durch Verwendung von Gleichstromkurzkupplungen kann, im Unterschied zu Fernleitungen, die Zwischenkreisspannung aufgrund der kurzen Leitungslänge niedriger gewählt werden. Es lässt sich innerhalb von Drehstromsystemen auch der Lastfluss besser steuern und dadurch ergibt sich eine bessere Ausnutzung der Drehstromleitung [10].

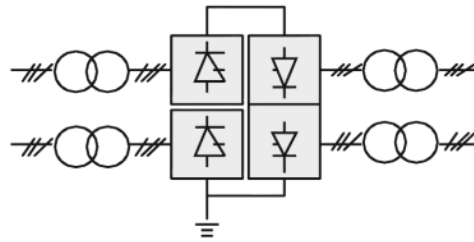


Abbildung 5: Back-to-Back Ausführung [9]

- Multiterminalsystem

Dieses System dient dem Leistungsaustausch zwischen drei oder mehr Umrichterstationen. Das ist der Fall, wenn mehr als eine Punkt-zu-Punkt-Übertragung gefordert wird. Dabei können die zusätzlichen Stationen parallel oder in Serie dazu geschaltet werden. Bisherige Betriebserfahrungen haben gezeigt, dass das technisch gesehen kein Problem darstellt. Jedoch steigt mit jeder zusätzlichen Speisestation die technische Anforderung an die Steuerung.

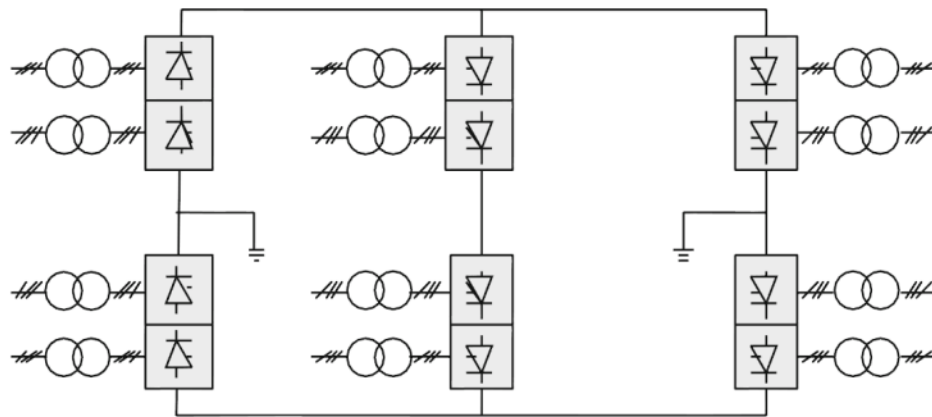


Abbildung 6: Parallelgeschaltetes Mehrpunktsystem [9]

3.2 Prinzipieller Aufbau

Das Prinzip einer HGÜ-Anlage ist in Abbildung 7 grafisch dargestellt.

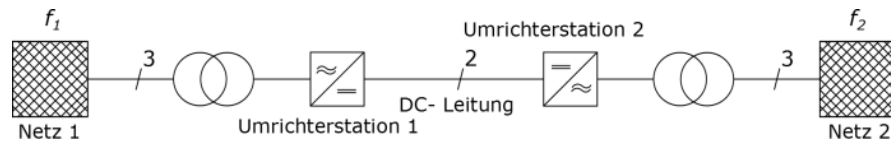


Abbildung 7: Prinzipieller Aufbau einer HGÜ-Anlage

Umrichter 1 wird als Gleichrichter verwendet und bezieht seine Spannung mit der Frequenz f_1 vom Netz 1. Dem Gleichrichter vorgeschaltet wird ein Transformator welcher die Spannungshöhe der Gleichspannung bestimmt. Dabei kann diese einen Wert von bis zu 1000 kV erreichen. Eine Gleichstromleitung transportiert die Energie zur gleich aufgebauten Gegenstation. Der Unterschied liegt aber darin, dass der Umrichter als Wechselrichter arbeitet. Ein Transformator bestimmt wiederum die Höhe der wechselgerichteten Spannung mit Frequenz f_2 , sodass diese in Netz 2 eingespeist werden kann. Meist gilt $f_1 = f_2$. Durch eine entsprechende Steuerung der Stromventile ist auch ein Energietransport in die andere Richtung möglich [11].

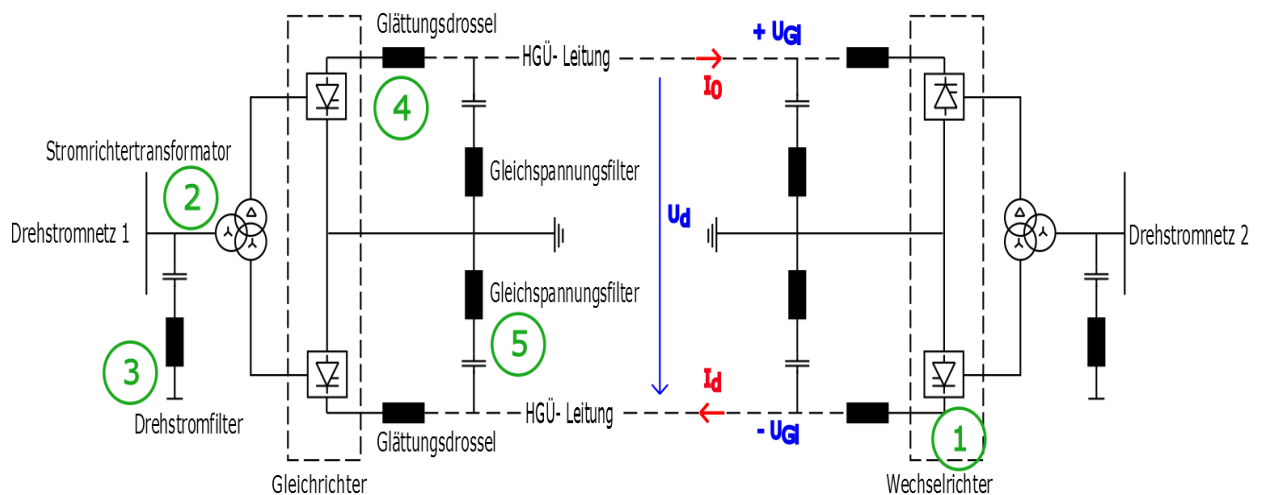


Abbildung 8: Bipolare Ausführung einer HGÜ-Anlage

Abbildung 8 zeigt den Aufbau einer bipolaren HGÜ-Anlage. Die wichtigsten Komponenten sind nummeriert und werden hier erklärt:

Nummer 1: Sie besteht grundsätzlich aus zwei Umrichterstationen mit jeweils zwei Drehstrombrückenschaltungen, auch Vier-Quadranten-Stromrichter genannt. Sie können beliebig als Wechselrichter oder als Gleichrichter betrieben werden.

Nummer 2: Die Umrichterstationen werden von Stromrichtertransformatoren gespeist, welche mit der Schaltgruppe Yy0d5 ausgeführt sind. Dies ist erforderlich, damit zwei um 30° phasenverschobene Drehspannungssysteme erzeugt werden können und somit die 12-pulsige Stromrichterschaltung zum Einsatz kommen kann.

Nummer 3: Des Weiteren werden in diesen Anlagen Drehstromfilter benötigt, um einen Teil der von den Stromrichtern benötigten Blindleistung zu erzeugen und um Oberschwingungen aus dem Drehstromnetz abzuleiten.

Nummer 4: Auf der Gleichstromseite befinden sich Glättungsdrosseln mit Induktivitäten von ca. 0,1 H bis 1 H. Diese glätten den Gleichstrom und begrenzen bei Leitungsfehlern zusätzlich den Kurzschlussstrom.

Nummer 5: Weitere Filter im Gleichspannungskreis sollen die Oberschwingungen aus dem Gleichspannungskreis filtern [10].

3.3 Anforderungen und Regelung

Anforderungen:

Eine HGÜ-Anlage überträgt oft große Leistungen zwischen AC-Netzen, daher werden an die Systemstabilität große Anforderungen gestellt. Es muss sichergestellt werden, dass sich ein Netz nach einem Störfall schnell wieder erholt, ohne dass es im schlimmsten Fall zu einem Blackout kommt. Es gibt daher ein paar elektrische Anforderungen an die Anschlussknoten die erfüllt werden müssen, um einen sicheren Betrieb der HGÜ-Anlage zu gewährleisten.

Ein wichtiges Kriterium zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit eines Anschlusspunktes ist das Kurzschlussleistungsverhältnis SCR und das effektive Kurzschlussleistungsverhältnis ESCR. Dies wird wie folgt berechnet:

Für die Kurzschlussleistung:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_{AC,N} \cdot I_k \quad (2)$$

Das Kurzschlussleistungsverhältnis:

$$SCR = \frac{S_k}{P_{DC}} \quad (3)$$

Das effektive Kurzschlussleistungsverhältnis:

$$ESCR = \frac{S_k - Q_c}{P_{DC}} \quad (4)$$

Für die Auswertung dieser Faktoren gilt, dass kleine Werte für SCR und ESCR in Relation zur HGÜ-Leistung ein schwaches AC-System kennzeichnen. Dabei weist das System aus der Perspektive des Umrichters einen großen Innenwiderstand auf. Daher ist auch die Regelung umso sensibler einzustellen, denn auf Veränderungen der Blind- und Wirkleistungseinspeisung am Einspeiseort reagiert es mit großen Spannungsschwankungen. Eine weitere Schwierigkeit bei kleinen Werten für das Kurzschlussleistungsverhältnis ist ein stabiles Systemverhalten zu erreichen, denn durch die Regelung müssen extreme Spannungsverläufe am Anschlussort kompensiert werden, ohne dass der Synchronismus verloren geht [9].

Regelung:

Meist erfolgt die Lastflussregelung in zwei Schritten.

Mit der langsamen und diskreten Stufenregelung über das Übersetzungsverhältnis des Stromrichtertransformators wird versucht, die Eingangsspannung am Umrichter zu regeln, und damit durch entsprechende Spannungsanpassung den Steuerwinkel α in einem Bereich zwischen 15° und 20° zu halten.

Bei der schnellen kontinuierlichen Regelung wird der Strom über die Thyristoren reguliert. Dabei wird der Steuerwinkel α im Gleichrichterbetrieb und der Löschwinkel γ im Wechselrichterbetrieb variiert. Dies erfolgt so, dass beiden Umrichterstationen je ein Gleichstromsollwert I_{Soll} vorgegeben wird. Der Wert am Wechselrichter ist jedoch um eine einstellbare Strommarge ΔI geringer als beim Gleichrichter. Der Zünd- bzw. Löschwinkel wird dann anhand der erhaltenen Sollwerte für beide Stromrichter von den Polregelungen berechnet. Die Spannung in Abhängigkeit des Steuerwinkels ist in folgender Formel wiedergegeben:

$$U_d = U_{d0} \cdot \cos(\alpha) - \frac{3}{\pi} \cdot X_k \cdot I_d \quad (5)$$

mit

$$U_{d0} = \frac{3 \cdot \sqrt{2}}{\pi} \cdot U_\Delta \quad (6)$$

Im Allgemeinen wird im Gleichrichterbetrieb der Zündwinkel α mit etwa 15° für die Regelung verwendet. Im Wechselrichter wird mit dem Löschwinkel γ bei ungefähr 140° geregelt.

$$\gamma = \pi - \alpha - u \quad (7)$$

Mit u wird der Überlappungswinkel bzw. Kommutierungswinkel angegeben.

In Abbildung 9 ist die Regelkennlinie für Gleich- und Wechselrichter zu sehen.

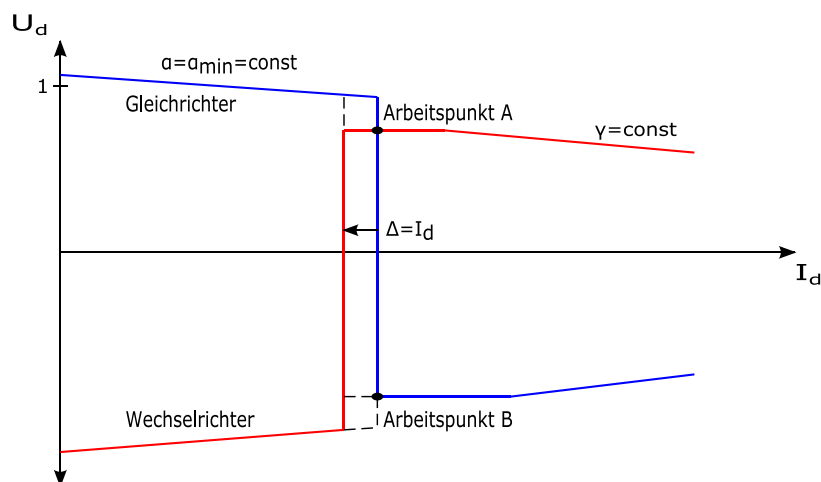


Abbildung 9: Regelkennlinie [10]

Durch Veränderung des Zündwinkels α und somit der Spannung U_{d1} wird versucht der Stromsollwert des Gleichrichters einzustellen. Auf der Seite des Wechselrichters versucht der Regler wegen des kleineren Stromsollwertes den Strom durch Erhöhung der Gleichspannung U_{d2} zu verringern. Beim Schnittpunkt der beiden Regelkennlinien stellt sich dadurch der Arbeitspunkt A ein.

Die Lastflussrichtung hängt von der Polarität der Gleichspannung und in weiterer Folge von der Richtung des Differenzstromes ab. Dieser ergibt sich durch eine Spannungsdifferenz am Anfang und Ende der Gleichstromleitung.

$$I_d = \frac{U_{d1} - U_{d2}}{R} \quad (8)$$

Also ist auch die Höhe der übertragenen Leistung direkt von der Spannungsdifferenz und der Spannung aber auch vom ohmschen Leitungswiderstand abhängig.

$$P_d = U_d \cdot I_d = \frac{U_{d1} + U_{d2}}{2} \cdot \frac{U_{d1} - U_{d2}}{R} = \frac{U_{d1}^2 - U_{d2}^2}{2 \cdot R} \quad (9)$$

Eine Umkehr der Energietransportrichtung wird mit der Umkehr des Differenzstromes und der dementsprechenden Änderung der Steuerwinkel realisiert. Somit arbeitet der zuvor als Wechselrichter betriebene Umrichter nach dem Richtungswechsel als Gleichrichter. Diese Richtungsänderung ist oft in einem Zeitbereich von wenigen Sekunden möglich. [10]

4 Per-Unit-System (p.u.)

Ein Verbundnetz besteht typischerweise aus vielen verschiedenen Spannungsniveaus. Das Per-Unit-System vereinfacht die Analyse von komplexen Energieversorgungssystemen, indem die elektrischen Größen auf dimensionsgleiche Bezugsgrößen bezogen werden. Somit wird hier dimensionslos gerechnet. Ein wichtiger Anwendungsbereich liegt in der Lastflussberechnung. Damit können einfacher Vergleiche von relevanten Parametern in Versorgungsnetzen aufgestellt werden. Die absolute Größe spielt dann hier durch den relativen Bezug im p.u.-System keine Rolle mehr. Die wichtigsten Vorteile dieses Systems sind entsprechend [6]:

- Die p.u.-Werte für Transformatorimpedanz, Spannung und Strom sind primär- und sekundärseitig gleich, da auf die jeweiligen Nennwerte bezogen wird.
- Abweichend falsche Größen können sofort erkannt werden, denn gleichwertige Parameter von Betriebsmitteln liegen in einem engen Bereich.
- Durch den Bezug auf die Nennspannung muss nicht zwischen Außenleiterspannungen und Sternspannungen unterschieden werden.
- Überschlagrechnungen werden durch den Bezug zu einer gemeinsamen Basis erheblich erleichtert.

Für die Umrechnung in p.u.-Werte benötigt man eine Referenzgröße auf die bezogen werden kann. Meist werden hierfür eine Nennspannung U_N und eine Nennscheinleistung S_N gewählt, womit dann in weiterer Folge Bezugsstrom I_N und Bezugsimpedanz Z_N berechnet werden können.

$$Z_N = \frac{U_N^2}{S_N} \quad (10)$$

und

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} \quad (11)$$

Die daraus resultierenden p.u.-Werte werden in der Regel mit Kleinbuchstaben angeschrieben und errechnen sich dann folgendermaßen.

Für die Resistanz im Netz:

$$r = \frac{R}{Z_N} \quad (12)$$

Die Reaktanz:

$$x = \frac{X}{Z_N} \quad (13)$$

5 Optimierung der Wirkleistungsverluste

In diesem Abschnitt wird näher auf die Verlustoptimierung mit Hilfe des Gradientenverfahrens eingegangen. Dabei wird aufgrund der Vielzahl an Elementen im Netz mit dem Programm Matlab eine Optimierungsroutine erstellt, welche es ermöglicht den optimalen Betriebspunkt der HGÜ-Leitungen zu finden, damit die Wirkleistungsverluste im AC-Netz auf ein Minimum reduziert werden.

5.1 Berechnung der Wirkleistungsverluste

Für die Berechnung der gesamten Wirkleistungsverluste im Netz wird die folgende Formel angewendet:

$$P_{V-AC} = \sum_1^N 3 \cdot R_{LE-1} \cdot I_{LE-1}^2 + 3 \cdot R_{LE-2} \cdot I_{LE-2}^2 + \dots + 3 \cdot R_{LE-N} \cdot I_{LE-N}^2 \quad (14)$$

Wie in Abschnitt 2.1 erklärt, stehen die Leitungswiderstände in p.u.-Werten zur Verfügung, weshalb diese auf Absolutwerte umgerechnet werden.

$$R_{LE} = r_{LE} \cdot Z_N = r_{LE} \cdot \frac{U_N^2}{S_N} \quad (15)$$

Der Strom I_{LE} , welcher über die jeweilige Leitung fließt, errechnet sich aufgrund der DC-Loadflow-Berechnungsart über die transportierte Wirkleistung.

$$I_{LE} = \frac{P_{Trans}}{\sqrt{3} \cdot U_N} \quad (16)$$

Damit ergibt die Verlustleistung für eine Leitung:

$$P_{V-LE} = 3 \cdot r_{LE} \cdot \frac{U_N^2}{S_N} \cdot \left(\frac{P_{Trans}}{\sqrt{3} \cdot U_N} \right)^2 = r_{LE} \cdot \frac{P_{Trans}^2}{S_N} \quad (17)$$

Setzt man das Ergebnis aus Formel (17) in Formel (14) ein, erhält man die gesamte Verlustleistung im AC-Netz.

Da hier jedoch nur die Verluste aus dem Drehstromnetz berücksichtigt werden, müssen in weiterer Folge die HGÜ-Verluste berechnet und hinzuaddiert werden. Dabei ist zu beachten, dass durch das bipolare System der Widerstand aufgrund des Hin- und Rückleiters verdoppelt wird. Im folgenden Beispiel ist die Ausgangsformel zu sehen:

$$P_{VHGÜ} = I_{HGÜ}^2 \cdot 2 \cdot R_{HGÜ} \quad (18)$$

Bei der HGÜ-Anlage ist statt des Stromes die Übertragungsleistung angegeben, daher muss dieser ähnlich wie in Formel (16) über die Leistung und die Spannung berechnen werden. Die doppelte Spannung ergibt sich durch das bipolare System:

$$I_{HGÜ} = \frac{P_{HGÜ}}{2 \cdot U_{HGÜ}} \quad (19)$$

Der Widerstand der HGÜ-Leitung berechnet sich aus dem Leitungsbelag und der Länge der Leitung. Daraus ergibt sich die Verlustleistung pro Leitung mit:

$$P_{VHGÜ} = \left(\frac{P_{HGÜ}}{2 \cdot U_{HGÜ}} \right)^2 \cdot 2 \cdot R'_{HGÜ} \cdot l_{HGÜ} \quad (20)$$

Die Addition der HGÜ- und Netzverluste ergibt somit die gesamten auftretenden Wirkleistungsverluste.

$$P_{VGes} = P_{VHGÜ} + P_{V-AC} \quad (21)$$

5.2 Verlustreduktion mit dem Gradientenverfahren

Das Gradientenverfahren, meist auch als „Verfahren des steilsten Abstiegs“ bezeichnet, wird zur Lösung von Optimierungsproblemen verwendet. Dabei wird, ausgehend von einem Startwert, solange in Richtung des maximalen negativen Gradienten fortgeschritten, bis keine numerische Verbesserung mehr erreicht werden kann. In der vorliegenden Arbeit liegt ein Minimierungsproblem vor, deshalb wird der negative Gradient verwendet. Durch die Zick-Zack-Näherung an das Optimum konvergiert dieses Verfahren meist nur sehr langsam. [12]

Das Ziel, welches mit diesem Programm verfolgt wird, ist es herauszufinden, welche HGÜ-Leitung die größte verlustreduzierende Wirkung auf das AC-Netz hat. Dabei wird in einer Berechnungsschleife je Gleichstromleitung ausgehend von einer Übertragungsleistung von 0 MW einzeln die Leistung um einen definierten Leistungsschritt erhöht und anschließend die Änderung der Verluste, wie in Abschnitt 5.1 gezeigt, berechnet. Bei der HGÜ-Leitung mit der größten Reduktionswirkung wird der Arbeitspunkt entsprechend angepasst. Dieser Zyklus wird solange wiederholt bis keine Reduktion der Verluste mehr festgestellt werden kann und das Optimum erreicht worden ist. Der genaue Ablauf der Optimierung wird in Abbildung 10 schematisch dargestellt.

Hierfür müssen davor einige Variablen deklariert werden:

Definition	Variablen
Gesamten Wirkleistungsverluste im System	$P_{V_{Ges}}$
Definierter Lastschritt zur Steigerung der Übertragungsleistung pro HGÜ-Leitung	ΔP_{LS}
Schrittzähler zur Ermittlung der Berechnungsdurchgänge bis zum Optimum	Z
Auswahl der zu belasteten HGÜ-Leitung	i für 1 = Emden/Osterath 2 = Osterath/Philippsburg 3 = Wehrendorf/Urberach 4 = Brunsbüttel/Großgartach 5 = Wilster/Grafenheinfeld 6 = Lauchstädt/Meitingen
Übertragene Leistung über die einzelnen HGÜ-Leitungen	$P_{HGÜ(i)}$
Ermitteltes Verlustminimum pro Durchgang	$P_{V_{min}(Z)}$

Tabelle 2: Deklaration der Variablen für das Ablaufdiagramm

Schritt 1: Nach dem Start des Programmes wird die Höhe des Lastschrittes ΔP_{LS} festgelegt. Je kleiner dieser gewählt wird, desto genauer ist am Ende das Ergebnis der Berechnung und desto zeitintensiver ist die Berechnung. Hier werden auch der Schrittzähler sowie die Variable für die Auswahl der HGÜ-Leitung definiert und die sechs HGÜ-Leitungen auf 0 MW Initialbelastung gesetzt.

Schritt 2: Hier wird die Verlustberechnung, wie in Formel (14) - (21) beschrieben, zum ersten Mal durchgeführt, um einen ersten Vergleichswert zu erhalten, damit die Berechnung der Auswirkung im Schritt 11 beim ersten Durchlauf der Schleife durchgeführt werden kann.

Schritt 3: In diesem Schritt beginnt die Hauptschleife. Der Schrittzähler startet den Zählvorgang und wird jedes Mal bei Wiedereintritt in die Schleife erhöht. Somit kann ermittelt werden, wie viele Schleifenintervalle nötig waren, um das Verlustminimum zu erhalten. Die erste HGÜ-Leitung $P_{HGÜ(i)} \rightarrow i = 1$ wird für die Berechnung ausgewählt.

Schritt 4: Da die maximale Übertragungsleistung einer HGÜ-Leitung auf 2 GW beschränkt ist, wird in diesem Schritt abgefragt, ob dieser Wert bereits erreicht ist. Wenn dies nicht der Fall ist, wird mit Schritt 5 fortgesetzt.

Schritt 4.1: Sollte die maximale Übertragungsleistung bereits erreicht worden sein, wird mit Schritt 9 fortgesetzt.

Schritt 5: Die ausgewählte Leitung wird mit dem definierten Lastschritt ΔP_{LS} belastet.

Schritt 6: Die Verlustberechnung wird nach Belastung der jeweiligen Leitung gestartet, um die Auswirkung auf das AC-Netz zu ermitteln.

Schritt 7 und 8: Nach Abschluss der Verlustberechnung wird die Belastung um den zuvor erhöhten Leistungsschritt wieder verringert und die Verlustleistung für den späteren Vergleich für jede Leitung und jeden Schritt in einer Tabelle gespeichert.

Schritt 9: Hier wird ermittelt, ob bereits mit allen sechs HGÜ-Leitungen die Schritte 4 – 8 durchgeführt wurden.

Schritt 9.1: Ist das Ergebnis der Abfrage in Schritt 9 negativ, so wird die nächste Leitung für die Berechnungen ausgewählt und Schritt 4 – 8 erneut ausgeführt.

Schritt 10: Bei Positiver Abfrage in Schritt 9 werden die sechs Verlustleistungen miteinander verglichen und das Minimum sowie die dazugehörige Leitung ermittelt.

Schritt 11: Der in Schritt 10 erhaltene Wert wird mit dem Verlustminimum aus dem vorherigen Durchlauf auf das Größenverhältnis verglichen. Wenn der aktuelle Wert kleiner ist, so bedeutet dies, dass noch Verlustreduzierungen möglich sind und Schritt 11.1 wird ausgeführt. Ansonsten ist das Minimum erreicht und die Berechnung wird gestoppt.

Schritt 11.1: Bei der HGÜ-Leitung, welche die größte Verlustreduktion bewirkt hat, wird die Übertragungsleistung um den definierten Lastschritt ΔP_{LS} dauerhaft erhöht. Das ist nun der neue Ausgangspunkt für den nächsten Berechnungsintervall. Die Schleife ab Schritt 3 wird dann erneut so oft ausgeführt bis keine Verlustreduktion mehr möglich ist.

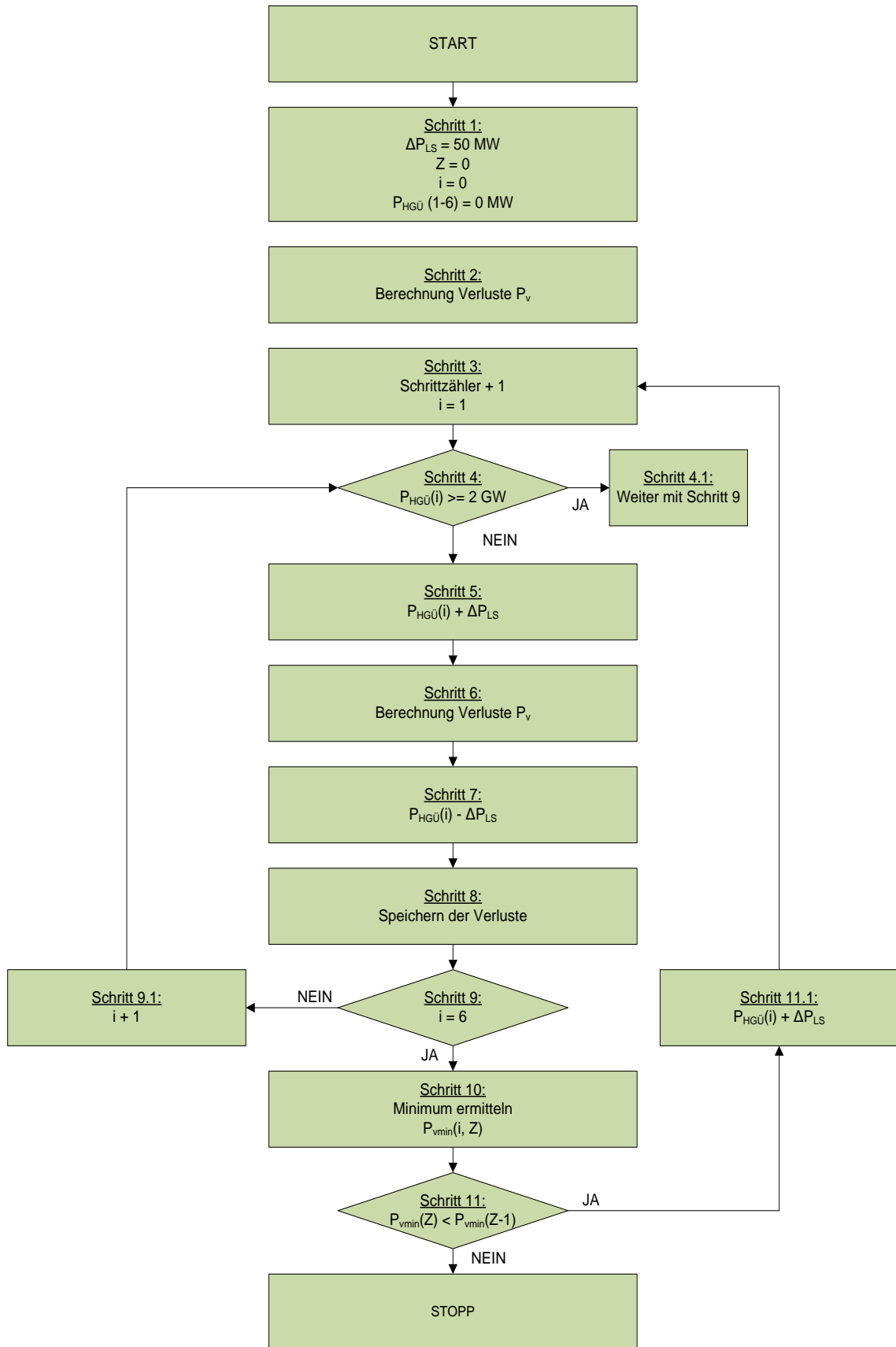


Abbildung 10: Ablauf des Optimierungsprogrammes für die Verlustleistung

5.3 Resümee der Verlustoptimierung

Um zu sehen in welcher Spannungsebene der größte Effekt erzielt wird, wurde dies zuerst mit einer HGÜ-Verbindung getestet. Dies geschah im folgenden Beispiel durch die Einbindung der Emden-Osterath-Verbindung in die 220 kV und 380 kV Spannungsebene. Dabei wurde die Übertragungsleistung schrittweise erhöht und dabei die Verluste im AC-Netz berechnet. Die Gegenüberstellung der beiden Spannungsebenen ist in Abbildung 11 dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, dass die Verluste bei Integration in die 380 kV Ebene (rote Kurve) stärker reduziert werden. Der Grund dafür liegt eben in der Spannungshöhe. Dabei wird die gleiche Leistung bei höherer Spannung und kleinerem Strom transportiert und auch bei höherer Spannung in des AC-System zurückgespeist. Dadurch dass die Verluste quadratisch vom Strom abhängig sind ergeben sich geringere Verluste. Daher wurden die 380 kV Spannungsebene für sämtliche Einspeise- und Entnahmeknoten gewählt.

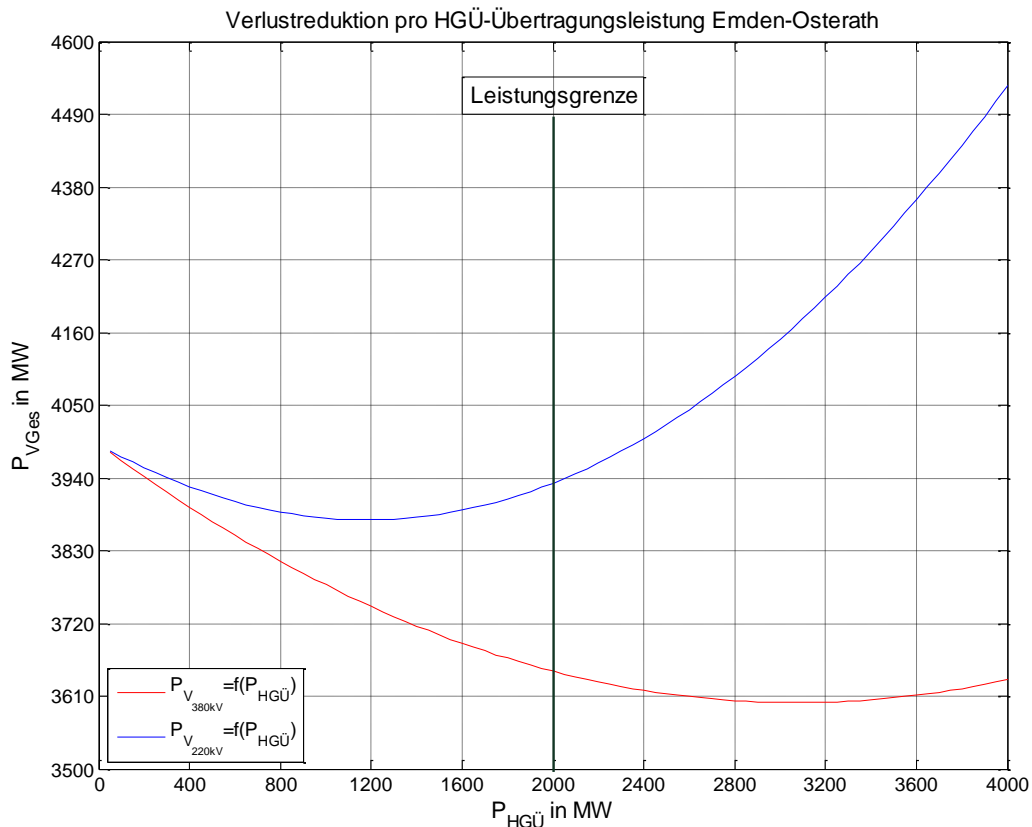


Abbildung 11: Vergleich der Verlustreduktion bei Integration der HGÜ in verschiedenen Spannungsebenen

Das Verlustreduktionsverfahren wurde mit drei verschiedenen Lastszenarien durchgeführt. Durch die Simulation mit einem Stark-, Mittel- und Schwachlastfall sollte festgestellt werden, ob es abgesehen von der Belastungshöhe jeder einzelnen HGÜ-Leitung noch andere Unterschiede in der Regelstrategie der HGÜ-Anlage gibt, wenn das AC-Netz stärker oder schwächer belastet wird.

In Tabelle 3 ist die gesamte HGÜ-Übertragungsleistung angegeben, bei der die Verlustminima bei den verschiedenen Lastfällen erreicht werden.

	Ausgangswert Verlustleistung	Minimale Verlustleistung P_{Vmin}	Gesamte HGÜ- Übertragungsleistung
Starklastfall mit Leistungsgrenze	3991,2 MW	2296,8 MW	11000 MW
Starklastfall ohne Leistungsgrenze	3991,2 MW	2264,8 MW	12100 MW
Mittellastfall	2036,3 MW	1155,1 MW	8600 MW
Schwachlastfall	733,1 MW	415,9 MW	5200 MW

Tabelle 3: Anzahl der Optimierungsschritte und minimale Verlustleistung

Tabelle 4 zeigt die optimalen Betriebspunkte der HGÜ-Anlagen, bei denen das Verlustminimum erreicht wird.

	Starklastfall	Starklastfall	Mittellastfall	Schwachlastfall
Leitung	$P_{HGÜ}$ mit Leistungsgrenze	$P_{HGÜ}$ ohne Leistungsgrenze	$P_{HGÜ}$ mit Leistungsgrenze	$P_{HGÜ}$ mit Leistungsgrenze
EO	2000 MW	2550 MW	1800 MW	1100 MW
OP	1400 MW	1400 MW	1000 MW	600 MW
WU	1600 MW	1500 MW	1050 MW	650 MW
BG	2000 MW	2050 MW	1450 MW	850 MW
WG	2000 MW	1950 MW	1400 MW	850 MW
LM	2000 MW	2650 MW	1900 MW	1150 MW

Tabelle 4: Optimaler Betriebspunkt bei minimalen Verlusten

Schon anhand von Tabelle 4 ist zu erkennen, welche HGÜ-Leitungen die größte verlustreduzierende Wirkung auf das Wechselspannungsnetz haben. Die Verbindungen zwischen Emden-Osterath und Lauchstädt-Meitingen werden deshalb im Mittel- und Schwachlastfall am höchsten belastet. Der Grund warum dies im Starklastfall in Spalte 1 nicht erkennbar ist und hier vier Leitungen gleich hoch belastet werden, ist die Übertragungsleistungsgrenze von 2 GW. Wenn es keine Leistungsgrenze gibt wie bei den Ergebnissen in Spalte 2, dann wird sich im Starklastfall ein ähnlich dem Mittel- und Schwachlastfall aufgeteilter Betriebspunkt einstellen.

Weiters ist hier auch ein Regelmuster für jede einzelne HGÜ-Verbindung zu erkennen. Betrachtet man Spalte 2, 3 und 4 in der Tabelle 4, dann erkennt man, dass die relative Belastungsaufteilung der übertragenen Leistung über die Gleichstromleitungen untereinander gesehen bei jedem Lastfall gleich bleibt. Dies würde eine Regelung in diesem Fall zwar wesentlich vereinfachen, jedoch kommt dieses Ergebnis auch durch die Gleichtaktskalierung zu Stande. Bei getrennter Skalierung von erneuerbaren Einspeisungen würde dieses Verhältnis nicht so eindeutig vorliegen.

Auch ist beim Vergleich der minimalen Verlustleistungen in Tabelle 3 zu sehen, dass ohne Leistungsgrenze eine größere Verlustreduktion möglich ist.

Abbildung 12, Abbildung 13 und Abbildung 14 zeigen die Leistungssteigerungen und den Regelzeitpunkt der einzelnen Leitungen über den gesamten Optimierungszyklus bei Stark-, Mittel-, und Schwachlast. Vergleicht man diese drei Abbildungen und somit die unterschiedlichen Lastfälle miteinander, dann erkennt man, dass sich abgesehen von der Höhe der Übertragungsleistung pro Leitung an der Regelcharakteristik nicht viel ändert.

Der Hauptgrund dafür, wie viel Einfluss eine Leitung auf die Verluste im Netz hat, ist die Anzahl der überlasteten bzw. stark belasteten Leitungen im Gebiet zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt der HGÜ-Anlage, da sich hier die Verlustreduktion stärker auswirkt als bei schwach belasteten Leitungsabschnitten.

Ein weiterer Einflussfaktor ist die Länge der einzelnen HGÜ-Leitungen, denn je länger diese sind desto größer ist das beeinflusste Gebiet. Jedoch wirkt sich dieser Umstand nur bei kleinen HGÜ-Übertragungsleistungen stärker aus. Als gutes Beispiel dient die Verbindung zwischen Brunsbüttel und Großgartach (BG: Farbe Cyan). Diese Verbindung ist der längste Abschnitt von allen, und wie in den unten gezeigten Abbildungen zu sehen ist, wird bei kleiner Belastung am Anfang ausschließlich diese Leitung zu Verlustreduktion geregelt. Da sich aber mit steigender Übertragungsleistung auch die Wirkleistungsverluste der HGÜ quadratisch erhöhen, schwächen diese den Einfluss auf die Gesamtverluste ab.

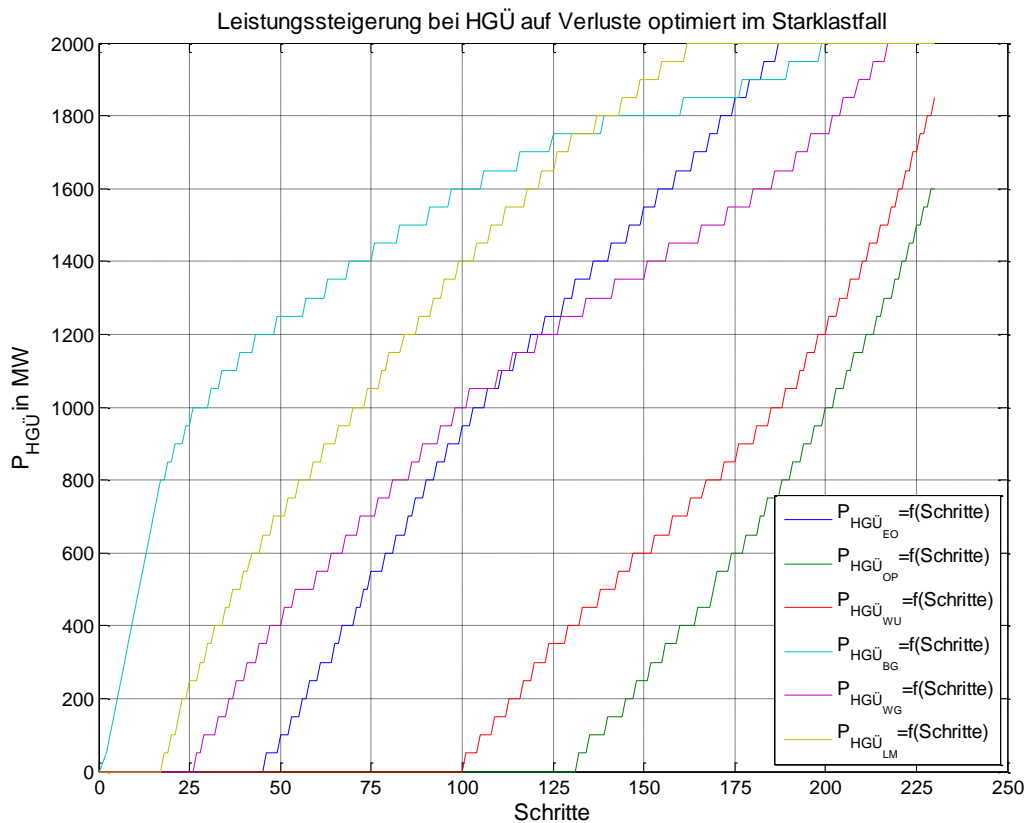


Abbildung 12: Leistungssteigerung pro HGÜ-Leitung im Starklastfall bei Verlustreduktion

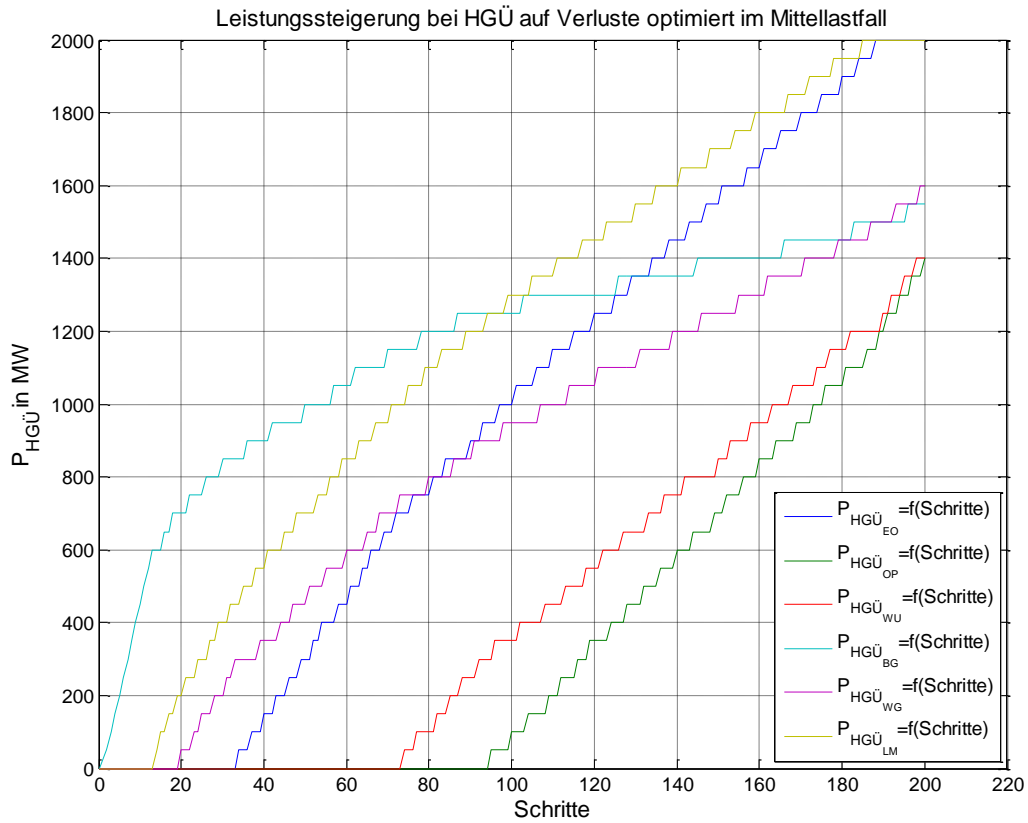


Abbildung 13: Leistungssteigerung pro HGÜ-Leitung im Mittellastfall bei Verlustreduktion

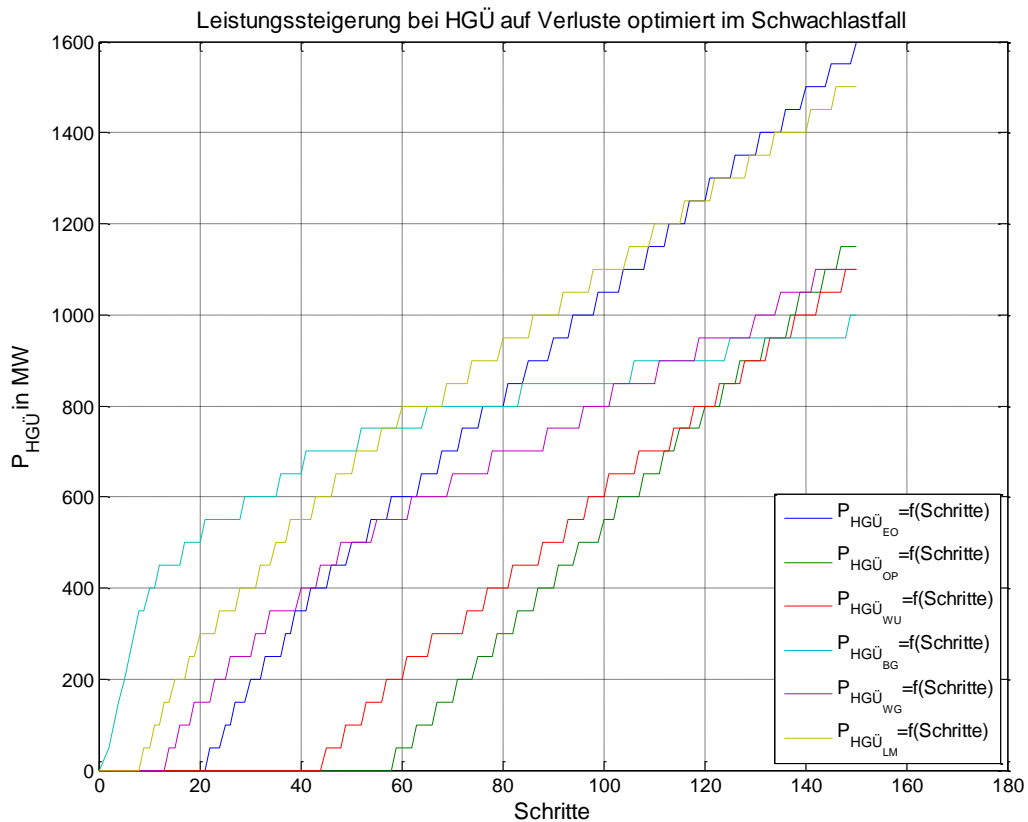


Abbildung 14: Leistungssteigerung pro HGÜ-Leitung im Schwachlastfall bei Verlustreduktion

Ein ähnliches Bild zeigen auch die folgenden Abbildungen. Hier ist zu sehen, dass sich bei allen Lastfällen die Optimierung fast identisch auf die Verluste auswirkt. Um auch zu zeigen wie sich diese nach dem Erreichen des Optimums weiterhin entwickeln, wurde die Übertragungsleistung über den idealen Betriebspunkt hinaus erhöht. Man kann erkennen, dass die Verluste ab einem bestimmten Punkt wieder ansteigen und die Kurve einer Parabelform gleichen würde, wenn die Übertragungsleistungen immer weiter gesteigert werden würden. Das hängt mit den quadratisch steigenden Verlusten im Bereich der Einspeise- und Entnahmepunkten und in den HGÜ-Leitungen zusammen

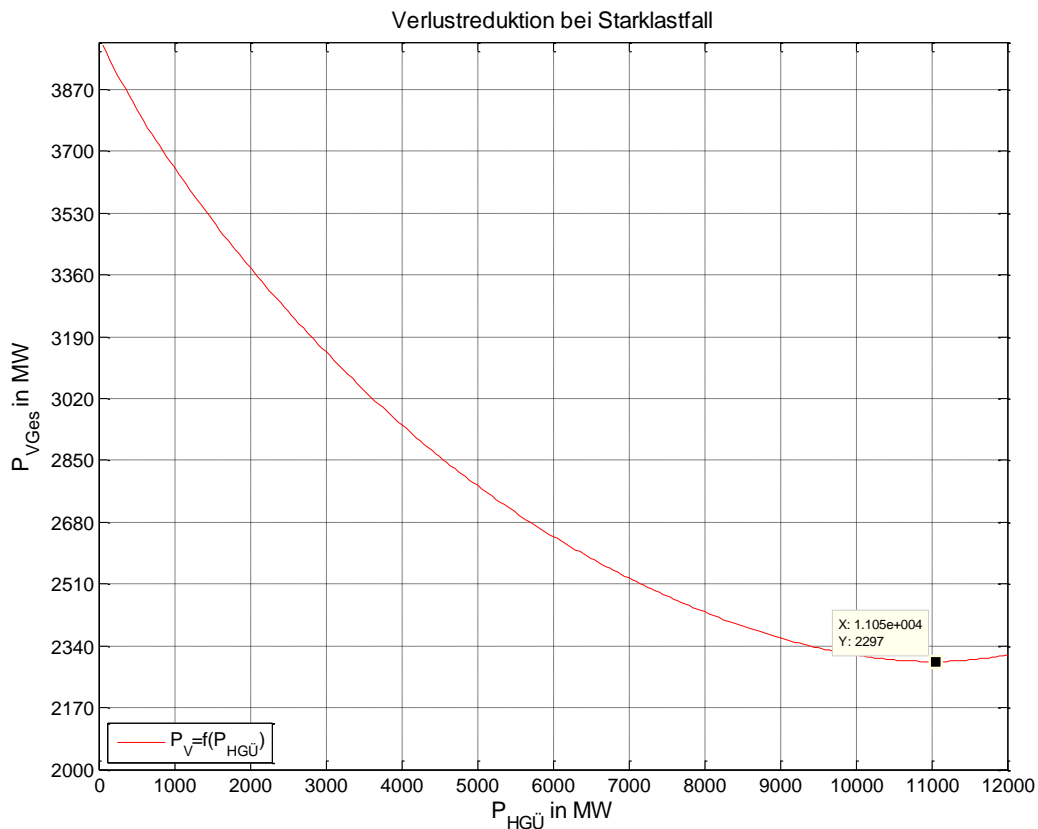


Abbildung 15: Verlustreduktion pro Schritt im Starklastfall

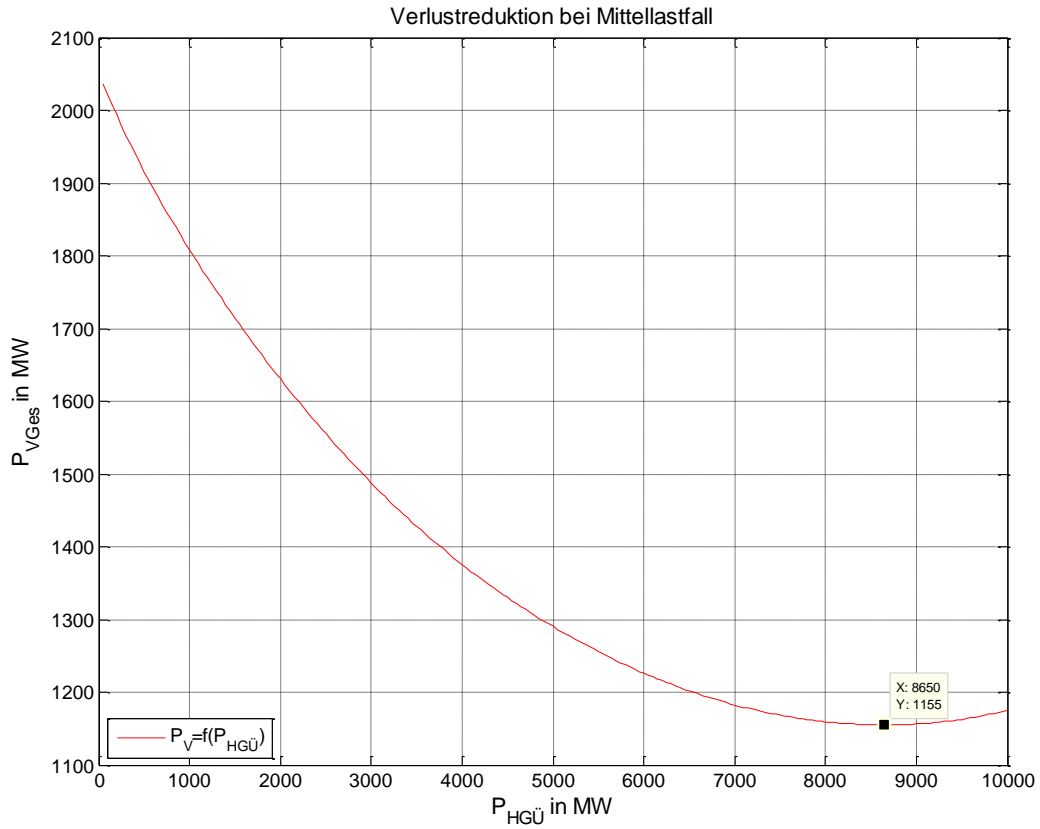


Abbildung 16: Verlustreduktion pro Schritt im Mittellastfall

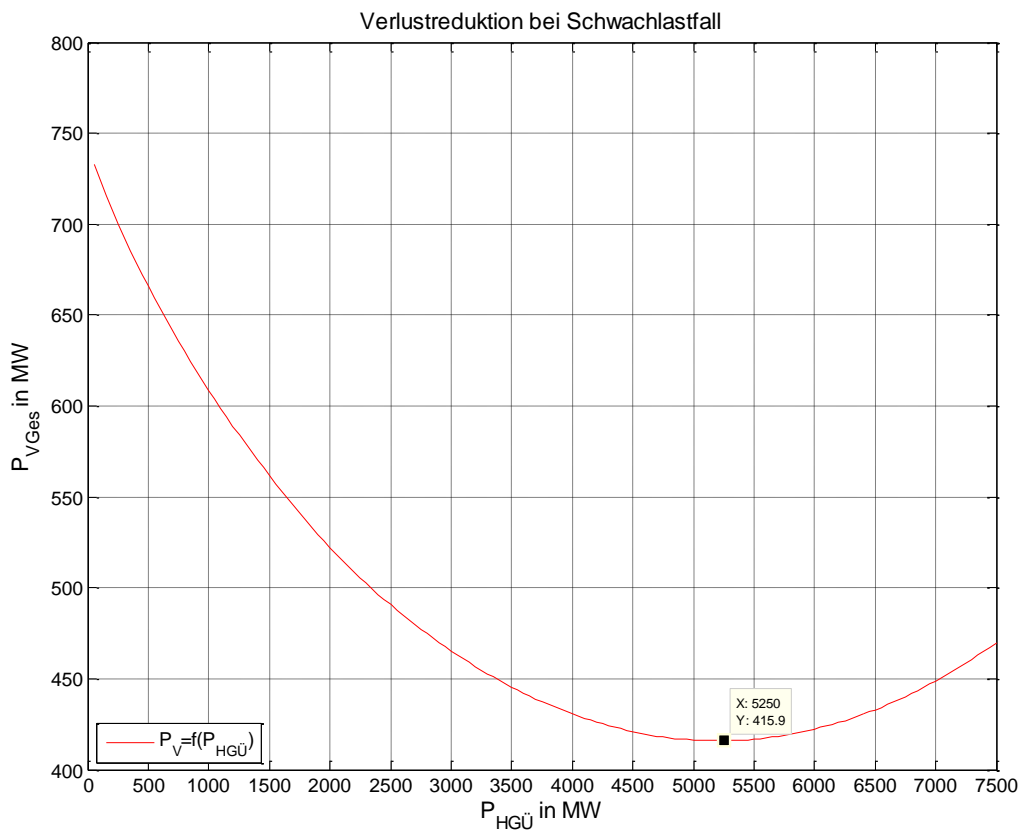


Abbildung 17: Verlustreduktion pro Schritt im Schwachlastfall

5.4 Netzreduktionsverfahren

Netzreduktionsverfahren werden angewendet, um große Netze zu reduzieren und so den Rechenaufwand für verschiedene Berechnungen vor allem bei Stabilitäts- und Lastflussuntersuchungen zu minimieren. Man reduziert das Netz um die Knoten, welche bei der Untersuchung keine Rolle spielen, und verzichtet dabei gleichzeitig auf deren Informationen von Spannungen und Lastflüssen [10].

5.4.1 Netzreduktion

Das Ziel in diesem Kapitel ist eine Reduktion des vorhandenen Netzes auf zwei Knoten, um die Admittanzmatrix bzw. die Ersatzadmittanz jeweils zwischen Anfangs- und Endpunkt der einzelnen HGÜ-Leitungen zu bestimmen. Dadurch soll herausgefunden werden, ob es einerseits einen direkten Zusammenhang zwischen der Größe der Admittanz und der Lastflussaufteilung gibt und andererseits ob sich nur durch Kenntnis der Netzadmittanz eine Aussage treffen lässt, wie groß der Einfluss jeder einzelnen HGÜ-Leitung auf die Wirkleistungsverluste des umliegenden Netzes ist. Abbildung 2 zeigt ein exemplarisches Ausgangsnetz welches reduziert werden soll. Die Netzreduktion wird mit der WARD-Methode durchgeführt. Zur leichteren Erklärung wird hierfür das Beispielnetzwerk „IEEE 9 Knotennetzwerk“ verwendet (siehe Abbildung 18)

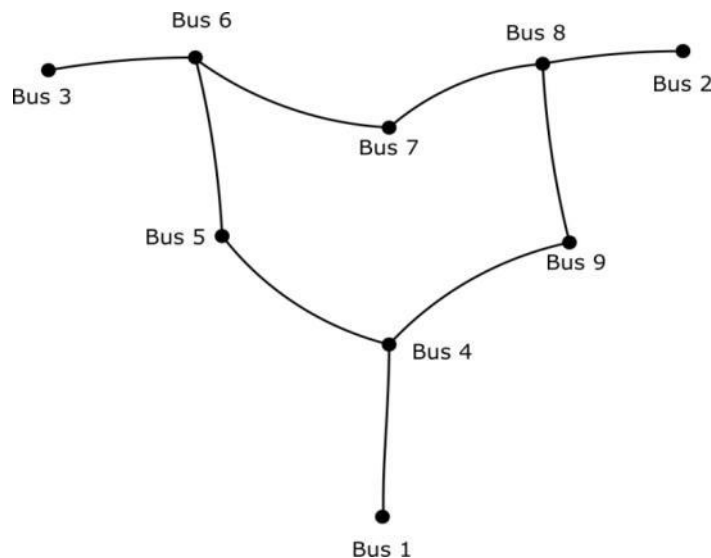


Abbildung 18: Beispielnetzwerk: IEEE 9 Knotennetzwerk

Im ersten Schritt werden die vorhandenen Knoten in einzelne Gruppen aufgeteilt. Dadurch ergibt sich eine Vereinfachung der aus diesem Netzwerk resultierenden Admittanzmatrix. Die Knoten werden folgendermaßen aufgeteilt:

Gruppe 1: Zu reduzierenden Knoten

Gruppe 2: Grenznoten

Gruppe 3: Verbleibenden Knoten

Die „Verbleibenden Knoten“ aus Gruppe 1 sind jene, die für die Berechnungen wichtig sind und unverändert bleiben sollen. Die „Grenzknoten“ in Gruppe 2 stellen eine Verbindung zu den „zu reduzierenden Knoten“ aus Gruppe 3 her, sie fungieren sozusagen als Ersatzknoten und repräsentieren auch das reduzierte Netz. In Abbildung 19 wird die beschriebene Netzeinteilung gezeigt.

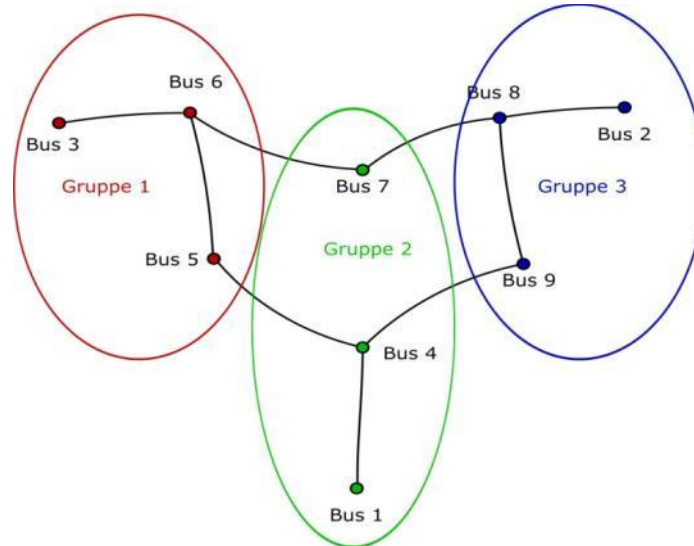


Abbildung 19: Netzeinteilung

Durch diese Vereinfachung ergibt sich durch Zerlegung der Admittanzmatrix in Teilmatrizen folgende Form:

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \mathbf{0} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ \mathbf{0} & Y_{32} & Y_{33} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{pmatrix} \quad (22)$$

Um jedoch eine derartige Vereinfachung bei diesem Beispiel durchführen zu können, müssen die Knoten in den einzelnen Gruppen durchgehend nummeriert sein. Dafür müssen einige Zeilen und die dazugehörigen Spalten untereinander vertauscht werden.

Die beiden Nullen in der Matrix an den Stellen Y_{13} und Y_{31} ergeben sich dadurch, dass es keine Verbindung zwischen Gruppe 1 und Gruppe 3 gibt. Dadurch kann folgendes Gleichungssystem aufgestellt werden:

$$I_3 = Y_{32} \cdot U_2 + Y_{33} \cdot U_3 \quad (23)$$

$$U_3 = Y_{33}^{-1} \cdot I_3 - Y_{33}^{-1} \cdot Y_{32} \cdot U_2 \quad (24)$$

$$\begin{aligned} I_2 &= Y_{21} \cdot U_1 + Y_{22} \cdot U_2 + Y_{23} \cdot U_3 \\ &= Y_{21} \cdot U_1 + Y_{22} \cdot U_2 + Y_{23} \cdot Y_{33}^{-1} \cdot I_3 - Y_{23} \cdot Y_{33}^{-1} \cdot Y_{32} \cdot U_2 \end{aligned} \quad (25)$$

$$I_2 - Y_{23} \cdot Y_{33}^{-1} \cdot I_3 = Y_{21} \cdot U_1 + (Y_{22} - Y_{23} \cdot Y_{33}^{-1} \cdot Y_{32}) \cdot U_2 \quad (26)$$

Somit ergibt sich die Matrix Y'_{22} , sie repräsentiert das reduzierte Netz und enthält die Admittanzwerte der Ersatzzweige. I'_2 beinhaltet die Ersatzlasten und Ersatzspeisungen:

$$I'_2 = I_2 - Y_{23} \cdot Y_{33}^{-1} \cdot I_3 \quad (27)$$

und

$$Y'_{22} = Y_{22} - Y_{23} \cdot Y_{33}^{-1} \cdot Y_{32} \quad (28)$$

Die veränderte Matrix sieht dann folgendermaßen aus:

$$\begin{pmatrix} I_1 \\ I'_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y'_{22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \end{pmatrix} \quad (29)$$

Das reduzierte Ersatznetz verhält sich an den Grenzknoten aus der Gruppe 2 wie das Ausgangsnetzwerk [10].

Abbildung 20 zeigt das Beispielnetz nach der Reduktion.

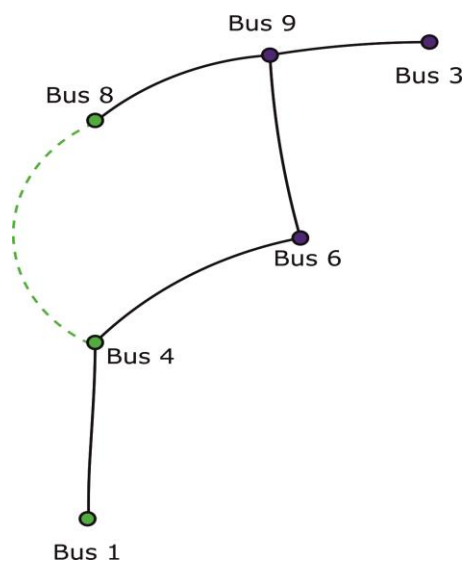


Abbildung 20: Reduziertes Beispielnetzwerk

5.4.2 Resümee der Netzreduktion

In Tabelle 5 sind die ermittelten Impedanzwerte zwischen Einspeise- und Entnahmepunkten der einzelnen HGÜ-Verbindungen und die optimalen Betriebspunkte im Mittel-, Stark- und Schwachlastfall zu sehen. Bei dieser Berechnungsart muss nicht zwischen den verschiedenen Lastszenarien unterschieden werden, weil sich die Impedanzen der einzelnen Leitungen bei steigender Belastung nicht ändern.

Betrachtet man Abbildung 21, Abbildung 22 und Abbildung 23, so erkennt man einen groben Zusammenhang zwischen der Höhe der Impedanz und dem optimalen Betriebspunkt. Als Beispiel dient die Verbindung zwischen Lauchstädt und Meitingen (LM). Hier wurde der größte Impedanzwert zwischen den Einspeise- und Entnahmeknoten ermittelt, und das heißt, umso größer dieser ist, desto höhere Verluste treten zwischen dieser Verbindung auf. Daher sollte durch den Betrieb dieser HGÜ-Leitung bis zu einem gewissen Grad die größte verlustreduzierende Wirkung auf das AC-Netz ausgeübt werden. Der Umstand, dass diese Verbindung bei den unterschiedlichen Lastszenarien mit der höchsten Übertragungsleistung belastet wird, bestätigt diese Annahme. Dies trifft jedoch nicht bei jeder HGÜ-Leitung zu. Ein Grund dafür ist die Lastunabhängigkeit der Ersatzreaktanz. In diesen Berechnungen werden die Lastsituationen im Übertragungsnetz nicht berücksichtigt, darum ist dieses Verfahren eher ungenau.

In Abbildung 21 sind die Betriebspunkte im Starklastfall mit und ohne Leistungsgrenze eingetragen. Bei dem Betrieb mit Leistungsgrenze ist es nicht möglich eine geeignete Analyse durchzuführen, weil vier von sechs Leitungen mit der maximalen Übertragungsleistung belastet werden, obwohl es einen Unterschied bei den Impedanzwerten gibt.

Leitung	x	$P_{HGÜ}$ bei Starklast mit Leistungsgrenze	$P_{HGÜ}$ bei Starklast ohne Leistungsgrenze	$P_{HGÜ}$ bei Mittellast	$P_{HGÜ}$ bei Schwachlastlast
EO	0,0263 p.u.	2000 MW	2550 MW	1800 MW	1100 MW
OP	0,0166 p.u.	1400 MW	1400 MW	1000 MW	600 MW
WU	0,0209 p.u.	1600 MW	1500 MW	1050 MW	650 MW
BG	0,0267 p.u.	2000 MW	2050 MW	1450 MW	850 MW
WG	0,0191 p.u.	2000 MW	1950 MW	1400 MW	850 MW
LM	0,0297 p.u.	2000 MW	2650 MW	1900 MW	1150 MW

Tabelle 5: Impedanzen zwischen Einspeise- und Entnahmepunkten und optimale Betriebspunkte

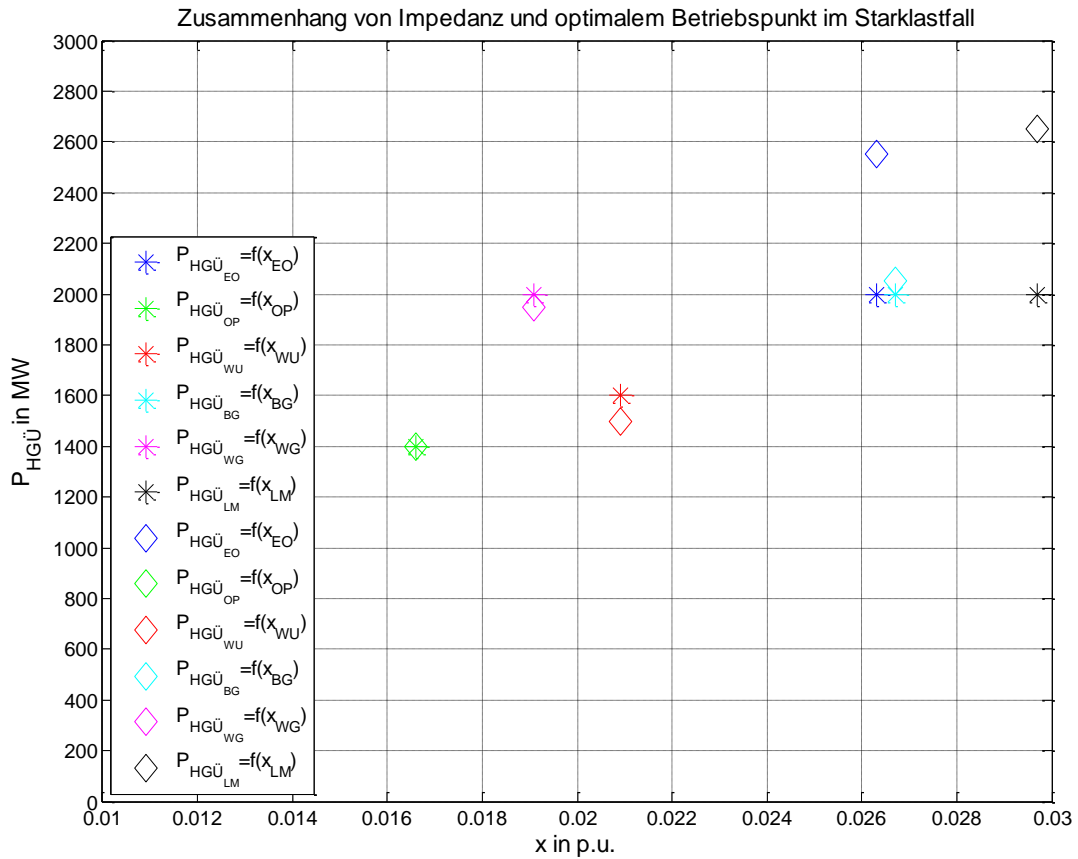


Abbildung 21: Zusammenhang von Impedanz und optimalem Betriebspunkt im Starklastfall

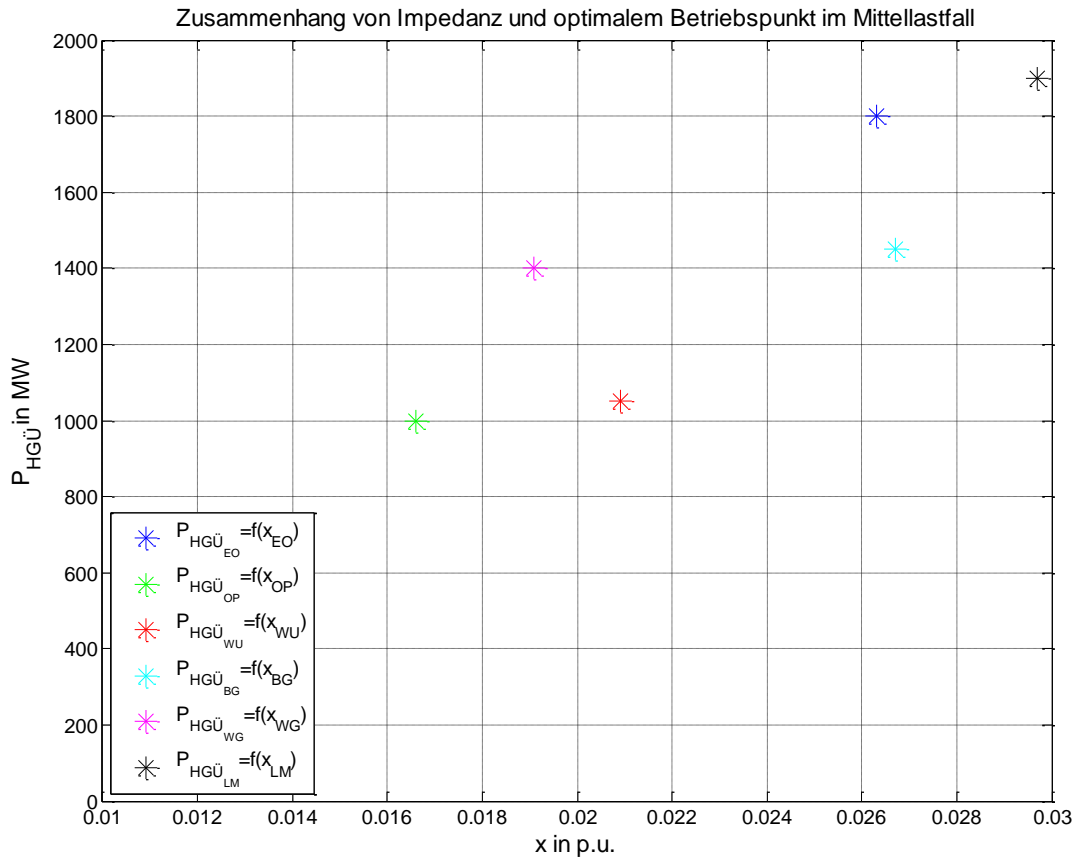


Abbildung 22: Zusammenhang von Impedanz und optimalem Betriebspunkt im Mittellastfall

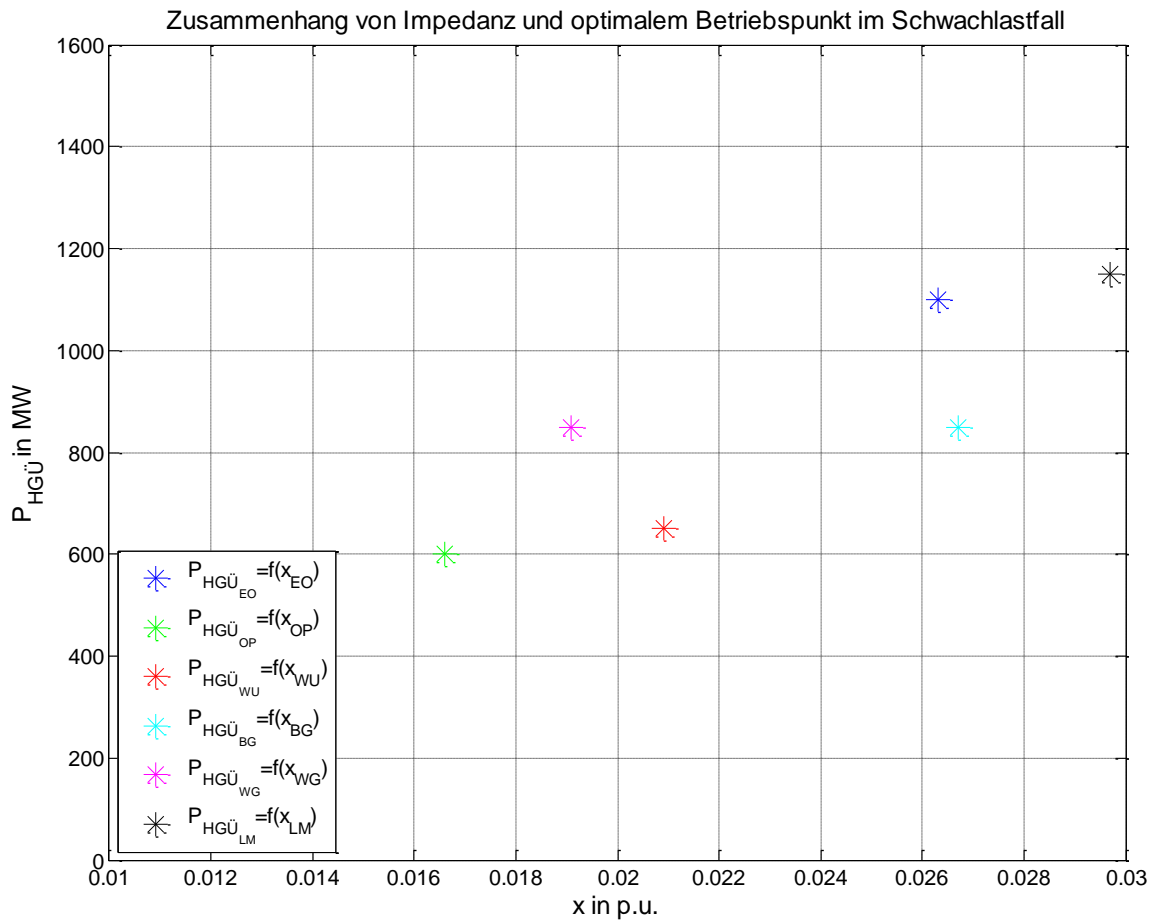


Abbildung 23: Zusammenhang von Impedanz und optimalem Betriebspunkt im Schwachlastfall

6 Optimierung der Versorgungssicherheit

Das Ziel hierbei ist es, das AC-Netz bestmöglich zu entlasten. Dabei soll durch Einstellen des optimalen Betriebspunktes der HGÜ-Leitungen der Lastfluss so verschoben werden, dass dieser vor allem bei kritischen Leitungen reduziert wird und so die Versorgungssicherheit erhöht wird.

6.1 Überlastfaktor

Um die optimale Versorgungssicherheit ermitteln zu können, wird an diesem Punkt der Überlastfaktor $\ddot{U}F$ eingeführt. Es macht dabei einen Unterschied ob eine kritische Leitung nur wenige oder aber hunderte Kilometer lang ist. Der Überlastfaktor definiert die Höhe der Überlastung pro Leitung multipliziert mit der entsprechenden Leitungslänge. Das heißt somit, je kleiner der Überlastfaktor ist, desto größer ist die Versorgungssicherheit. Die nachfolgenden Formeln werden nur angewendet wenn: $P_{LE-ist} > P_{LE-therm}$

$$\ddot{U}F_{LE} = (|P_{LE-ist}| - |P_{LE-therm}|) \cdot l_{LE} \quad (30)$$

Für die Länge wird die Vorgabe aus Formel (1) eingesetzt:

$$\ddot{U}F_{LE} = (|P_{LE-ist}| - |P_{LE-therm}|) \cdot \frac{x_{LE} \cdot Z_N}{X'_{\emptyset LE}} = (|P_{LE-ist}| - |P_{LE-therm}|) \cdot \frac{x_{LE} \cdot U_N^2}{X'_{\emptyset LE} \cdot S_N} \quad (31)$$

Für den gesamten Überlastfaktor werden die einzelnen Faktoren addiert.

$$\ddot{U}F_{Ges} = \sum_1^N \ddot{U}F_{LE-1} + \ddot{U}F_{LE-2} + \dots + \ddot{U}F_{LE-N} \quad (32)$$

6.2 Erhöhung der Versorgungssicherheit mit dem Gradientenverfahren

Analog zu Abschnitt 5.2 wird das Optimierungsproblem mittels Gradientenverfahren gelöst. Dafür muss das bestehende Optimierungsprogramm, welches für die Verlustreduktion erstellt worden ist, nur geringfügig verändert werden. Als Maß, wie stark eine Leitung überlastet ist, dient der zuvor definierte Überlastfaktor. Es werden hier alle einzelnen Überlastfaktoren der überlasteten Leitungen zu einem Gesamtüberlastfaktor addiert. Je geringer die Anzahl der überlasteten Leitungen, der Grad der Überlastung und je weniger Überlastungskilometer es gibt, desto größer ist die Netzsicherheit. Das folgende Ablaufdiagramm soll also zeigen, dass mit Hilfe der HGÜ-Anlagen der Lastfluss so verändert werden kann, dass der Überlastfaktor auf ein Minimum reduziert wird.

In Abbildung 24 ist das schematische Ablaufdiagramm für die Optimierung der Versorgungssicherheit zu sehen. Das Ziel und der Ablauf dieses Programmes ist analog zu Abschnitt 5.2. Es unterscheidet sich lediglich darin, dass in den Schritten 2, 6, 8, 10 und 11 anstatt der Verlustleistung der gesamte Überlastfaktor herangezogen wird. Die Berechnung des Überlastfaktors wird durch die Formeln (30) - (32) gezeigt.

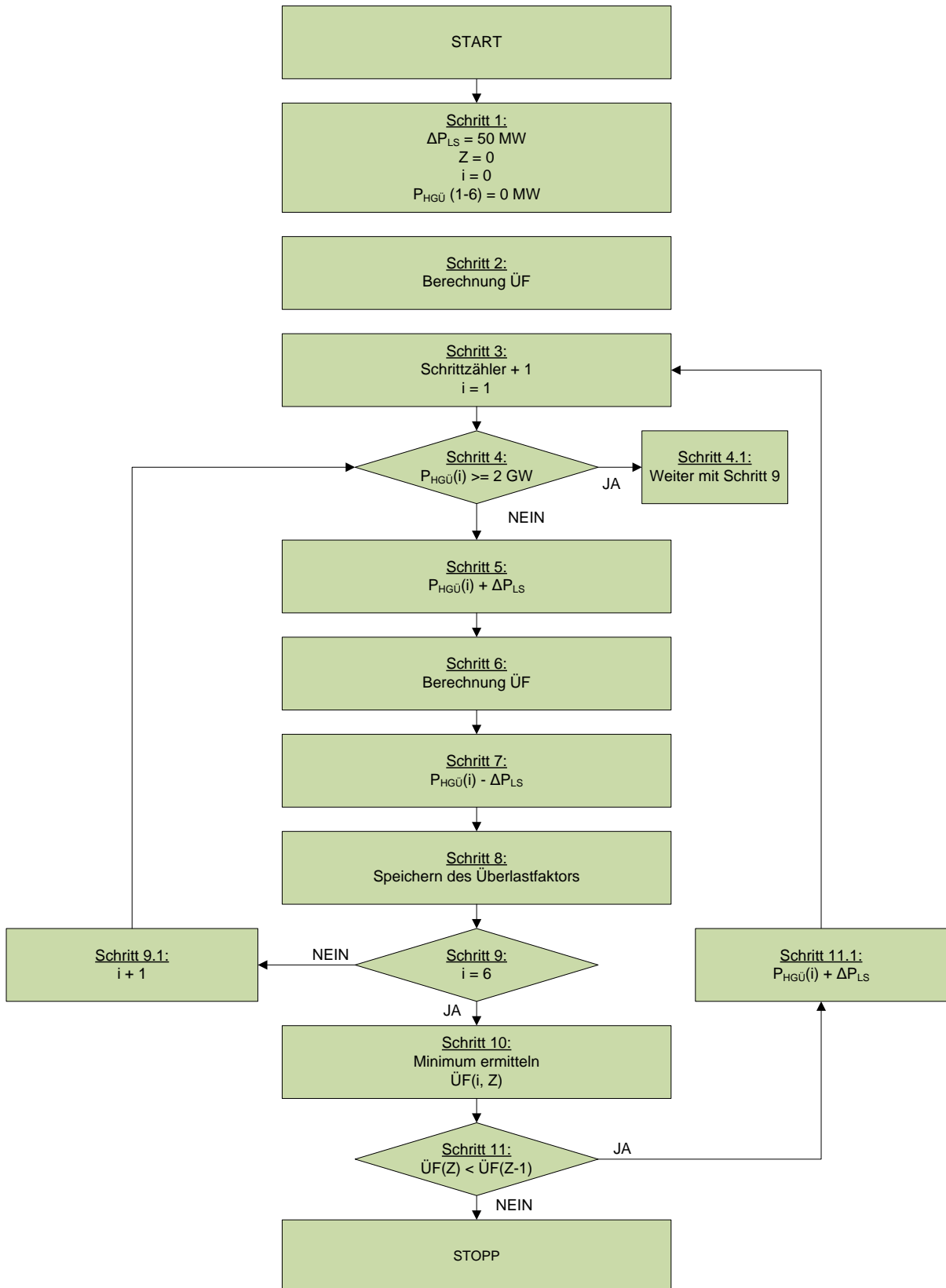


Abbildung 24: Ablauf des Optimierungsprogrammes für die Versorgungssicherheit

6.3 Resümee der Sicherheitsoptimierung

Wie auch bei der Verlustoptimierung wurde hier mit mehreren Lastszenarien gearbeitet. Da jedoch im Schwachlastfall keine überlasteten Leitungen vorhanden sind, wurde bei diesem Optimierungsverfahren nur der Mittel- und Starklastfall für die Berechnungen herangezogen.

In Tabelle 6 ist die gesamte HGÜ-Übertragungsleistung angegeben, bei der der Überlastfaktor auf ein Minimum reduziert und somit eine maximale Versorgungssicherheit erreicht wird. Weiters ist hier auch der Wert des dazugehörigen minimalen Überlastfaktors bei den verschiedenen Lastfällen zu sehen.

	Ausgangswert Überlastfaktor	Minimaler Überlastfaktor	Gesamte HGÜ- Übertragungsleistung
Starklastfall mit Leistungsgrenze	206470,7 MW · km	109157,6 MW · km	10950 MW
Starklastfall ohne Leistungsgrenze	206470,7 MW · km	106905,8 MW · km	16750 MW
Mittellastfall	58509,5 MW · km	52328 MW · km	2050 MW

Tabelle 6: Anzahl der Optimierungsschritte und minimaler Überlastfaktor

Tabelle 7 zeigt die optimalen Betriebspunkte der HGÜ-Anlagen, bei denen die Versorgungssicherheit ein Optimum erreicht.

	Starklastfall	Starklastfall	Mittellastfall
HGÜ-Leitung	$P_{\text{HGÜ}}$ mit Leistungsgrenze	$P_{\text{HGÜ}}$ ohne Leistungsgrenze	$P_{\text{HGÜ}}$ mit Leistungsgrenze
EO	2000 MW	3200 MW	1050 MW
OP	1250 MW	2300 MW	600 MW
WU	1700 MW	2850 MW	50 MW
BG	2000 MW	1650 MW	150 MW
WG	2000 MW	3050 MW	100 MW
LM	2000 MW	3650 MW	100 MW

Tabelle 7: Optimaler Betriebspunkt bei maximaler Versorgungssicherheit

In Abbildung 25 ist das Netz vor und nach dem Optimierungsvorgang bei Starklast abgebildet.

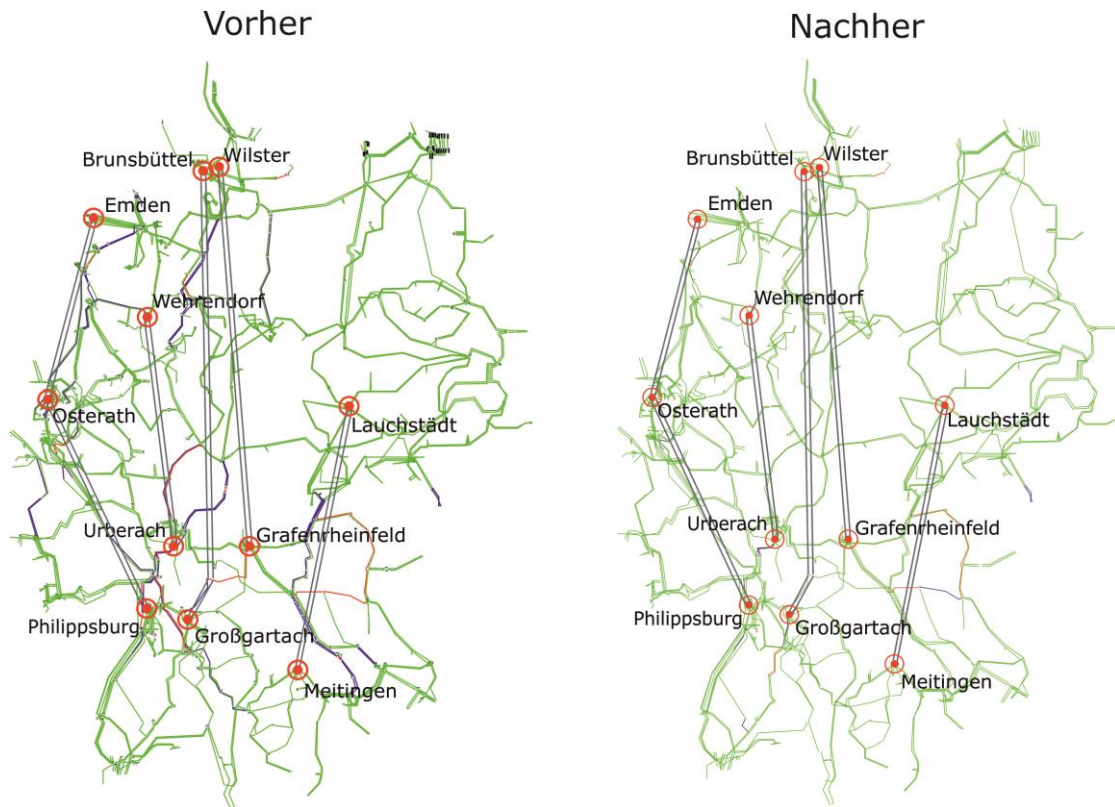


Abbildung 25: Netzauslastung nach Optimierung der Versorgungssicherheit bei Starklast

Bei diesem Optimierungsproblem kann man anhand von Tabelle 7 keine voraussichtliche Aussage darüber treffen, welche Leitung den größten Einfluss auf das Netz unabhängig von den Lastfällen hat. Hier muss jeder Lastfall gesondert betrachtet werden, denn der Einfluss auf den Überlastfaktor hängt davon ab, wie viele überlastete Leitungen sich im Bereich zwischen den Einspeise- und Entnahmepunkten befinden. Es spielt auch die Länge der Leitung und der Grad der Überlastung eine große Rolle. In Spalte 3 von Tabelle 7 sind die theoretisch erreichbaren optimalen Betriebspunkte bei Starklastfall ohne Leistungsgrenze eingetragen. Dabei ist zu erkennen, dass um den optimalen Betriebspunkt erreichen zu können, dafür eine sehr hohe Gesamtübertragungsleistung notwendig wäre. Diese würde um ca. 40% die maximal zulässige Übertragungsleistung übersteigen. Bei diesen Werten würde die Verlustleistung wieder stark ansteigen, jedoch im Gegenzug dazu der Überlastfaktor nur sehr gering weiter reduziert werden.

Die Abhängigkeit von anderen Variablen unterscheidet dieses Verfahren vom Verlustreduktionsverfahren.

Abbildung 26 und Abbildung 27 zeigen die Betriebspunktverläufe der einzelnen HGÜ-Leitungen über den gesamten Optimierungszyklus im Stark- und Mittelastfall. Vergleicht man diese Abbildungen und somit die unterschiedlichen Lastfälle miteinander, dann ist klar zu erkennen, dass bei beiden Lastfällen jeweils eine andere HGÜ-Verbindung die größte Rolle spielt. Man kann daraus schließen, dass beim Mittelastfall durch die schwächere Belastung des gesamten Netzes, einige Leitungen von Anfang an nicht mehr überlastet sind und deswegen in der Berechnung des Überlastfaktors nicht mehr berücksichtigt werden. Dadurch ergibt sich eine vom Starklastfall abweichende Überlastungssituation und somit eine andere Nutzung der HGÜ-Leitungen durch die Optimierung.

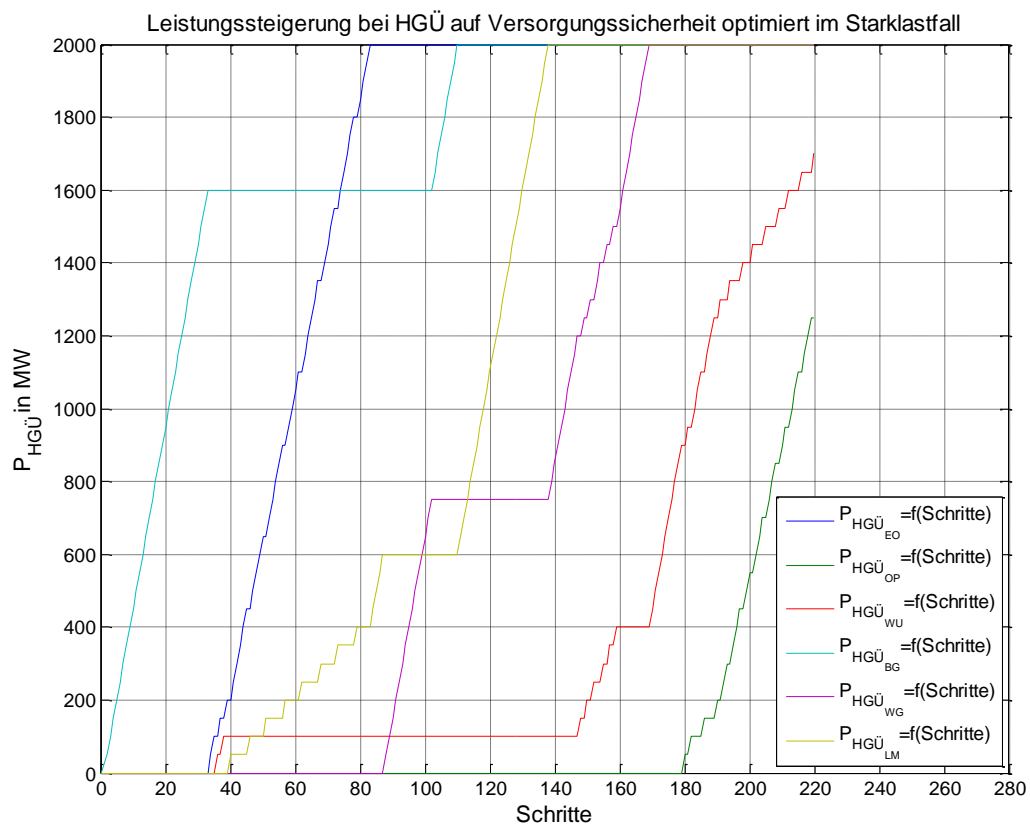


Abbildung 26: Verläufe der Betriebspunkte im Starklastfall bei optimieren der Versorgungssicherheit

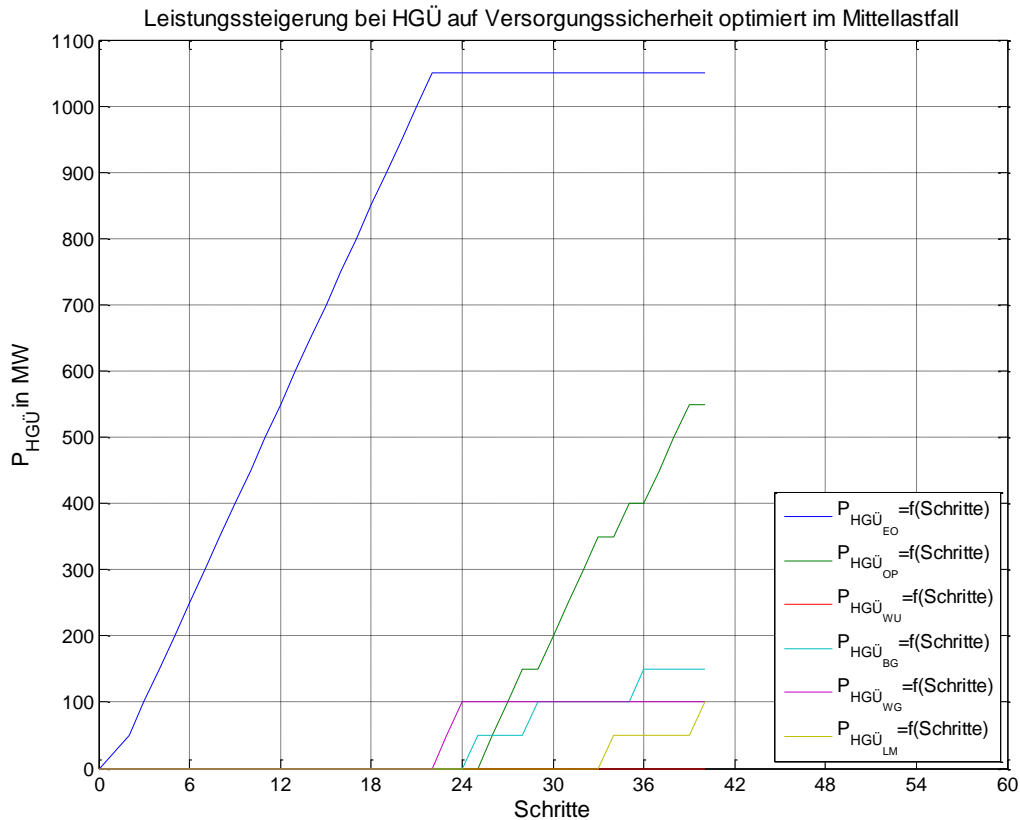


Abbildung 27: Verläufe der Betriebspunkte im Mittellastfall bei optimieren der Versorgungssicherheit

In Abbildung 28 und Abbildung 29 wird die Entwicklung des Überlastfaktors während der Optimierung im Stark- und Mittellastfall dargestellt. Auch in diesem Fall wurde die Übertragungsleistung über den optimalen Betriebspunkt hinaus erhöht. Dabei ist zu erkennen, dass sich der Überlastfaktor in Abbildung 28 nicht in Richtung Null orientiert, sondern ab einem bestimmten Wert wieder zu steigen beginnt. Das hängt damit zusammen, dass im Starklastfall ab diesem Minimalwert einige Leitungen an den Einspeise- und Entnahmestationen überlastet werden und dies wieder zur Erhöhung des Überlastfaktors beiträgt.

Im Netz gibt es auch einige kritische Leitungen u. a. Verbindungsleitungen mit Nachbarländern, welche als Ersatzlasten und Ersatzspeisungen nachgebildet wurden, und die daher nicht von den HGÜ-Anlagen beeinflusst und somit auch nicht entlastet werden können. Deswegen kann ein bestimmter Wert auch nicht unterschritten werden. Das ist in Abbildung 29 sehr gut zu erkennen.

Im Mittellastfall sind die meisten Leitungen im Netz mit unter 70% ausgelastet. Da die Leistungssteigerung ab dem Erreichen des optimalen Betriebspunktes der einzelnen HGÜ-Systeme auf den gesamten Überlastfaktor keine Auswirkung mehr hat, ändert sich selbiger bis zum Simulationsende nicht mehr.

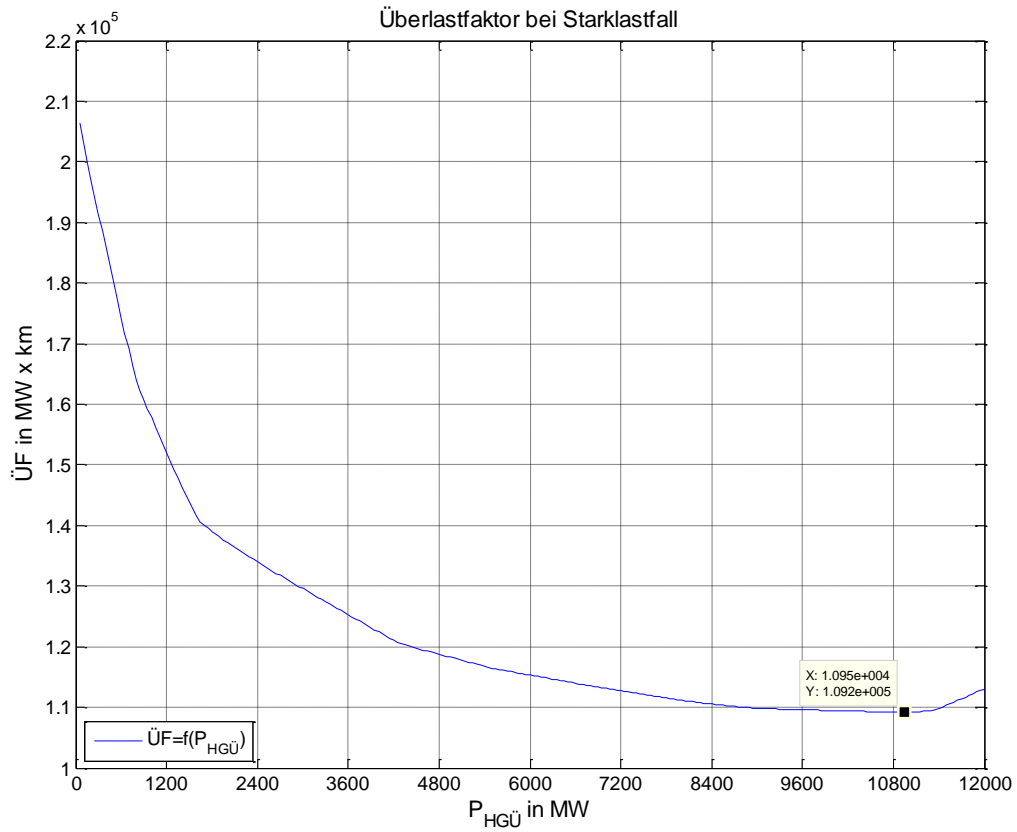


Abbildung 28: Überlastfaktor pro übertragener HGÜ-Leistung im Starklastfall

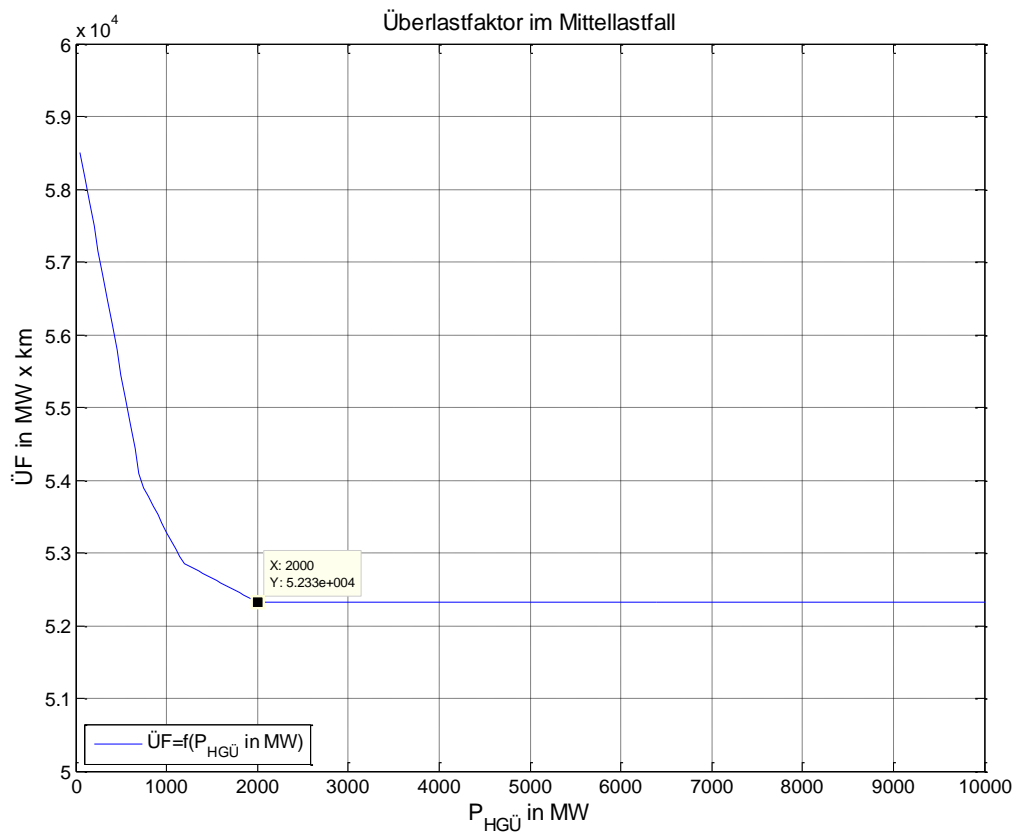


Abbildung 29: Überlastfaktor pro übertragener HGÜ-Leistung im Mittellastfall

6.4 Power Transfer Distribution Factor (PTDF)

In diesem Kapitel werden die Power Transfer Distribution Factors von kritischen Leitungsabschnitten im Netz untersucht. Dabei wird die entlastende Wirkung der HGÜ-Leitungen auf überlastete Leitungen näher betrachtet. Allgemein gibt der PTDF an, wie sich der Lastfluss über eine Leitung ändert, wenn eine Leistung in einem Knoten eingespeist und in einem Referenzknoten wieder entnommen wird [13].

6.4.1 Berechnung des PTDF

In dieser Arbeit werden als Referenzknoten die Einspeisepunkte der einzelnen Gleichstromleitungen verwendet. Dabei werden die Lastflüsse über die betrachteten Leitungen vor und während des Betriebs einer HGÜ-Leitung ermittelt. Dafür wird jede HGÜ-Verbindung einzeln mit einer definierten Leistung ΔP_{LS} belastet und die Berechnung durchgeführt. Der Lastschritt wird wie schon bei der Verlust- und Versorgungssicherheitsoptimierung mit $\Delta P_{LS} = 50 \text{ MW}$ angenommen.

Die Differenz der beiden ermittelten Werte dividiert durch den Lastschritt ergibt die Lastflussänderung. Der PTDF ist somit dimensionslos.

$$PTDF = \frac{\Delta P_{LE}}{\Delta P_{LS}} = \frac{P_{LEv} - P_{LEn}}{\Delta P_{LS}} \quad (33)$$

6.4.2 Resümee der PTDF-Berechnung

In Tabelle 8 sind die Ergebnisse der Berechnung des PTDFs von einem Leitungszug zu sehen. Da die Ergebnisse für den Stark-, Mittel- und Schwachlastfall identisch sind, werden diese nur einmal aufgelistet. Als Beispiel wird die Verbindung zwischen Borken und Karben angenommen. Alle anderen Ergebnisse sind dem Anhang zu entnehmen.

Hier ist zu erkennen, dass die Änderung des Wirklastflusses unabhängig von der Ausgangsbelastung des Netzes ist. Das kommt daher, dass die DC-Loadflow Berechnung mit linearisierten Gleichungen arbeitet und diese betriebspunktinvariant sind. Bei der Berechnung eines AC-PTDFs würden sich die Werte bei wechselnden Lastzuständen jedoch schon ändern. Die veränderten Lastbedingungen sind in Abbildung 30 gezeigt. Somit ist es bei dieser Methode auch bei ständig veränderten Lastverhältnissen möglich vorauszusagen, wie sich der Wirklastfluss bei bestimmten Leitungen verhalten wird, wenn eine HGÜ-Leitung beliebig belastet wird. Diese Lastflussänderung ergibt sich mit einer Differenzleistung pro HGÜ von $\Delta P_{HGÜ} = 50 \text{ MW}$. Durch die Linearität kann auch für 1 MW Differenzleistung auf die Lastflussänderung zurückgerechnet werden.

Durch die Kenntnis des PTDF von bekannten kritischen Leitungsabschnitten kann somit auch nach der Anwendung der Optimierungsverfahren individuell der Überlastung einer Leitung entgegengewirkt werden.

PTDF: Borken - Karben						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DGI1221-DKA0581-1	-0,00869	0,10950	0,06340	0,09689	0,15648	0,05646
DGI1111-DKA0591-1	0,02811	0,02320	0,19170	0,05616	0,04220	0,03509
DBO1441-DGI1111-1	0,07693	-0,02723	0,09236	0,08414	0,04657	0,07458
DBO1431-DGI1221-1	0,07545	-0,00116	0,05473	0,10352	0,09411	0,08432

Tabelle 8: Berechnung PTDF Borken - Karben Starklastfall
 Starklast Mittellast

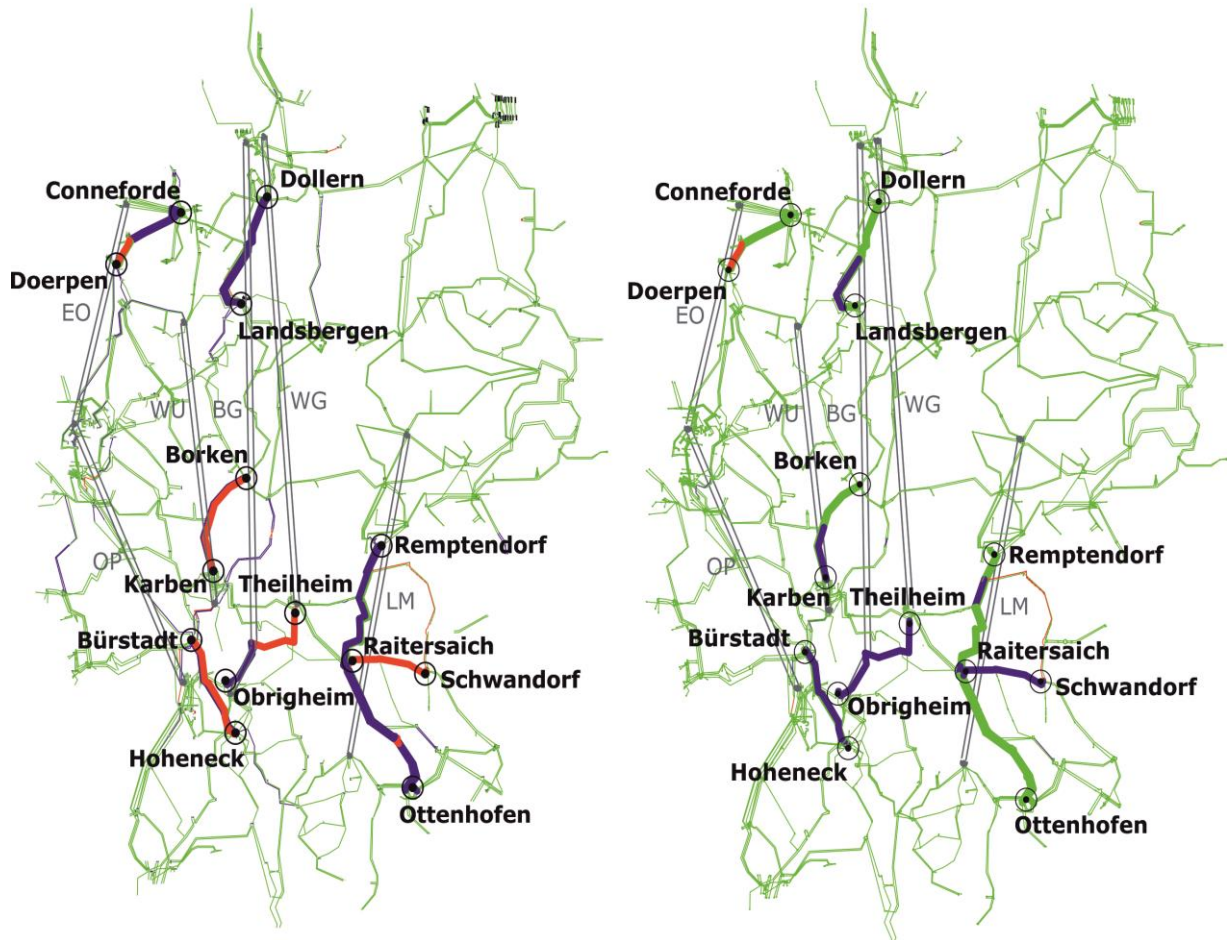


Abbildung 30: Auslastung Hoch- und Höchstspannungsnetz bei Mittel- und Starklast

7 Vergleich von Verlustreduktions- und Sicherheitsoptimierungsverfahren

Zusätzlich zu den Verlusten im Verlustreduktionsverfahren wurde auch die Entwicklung des Überlastfaktors bei steigender HGÜ-Übertragungsleistung ermittelt. Dasselbe wurde auch bei der Optimierung der Versorgungssicherheit durchgeführt. Hierbei sollte untersucht werden, ob bei den Reduktionsverfahren neben den niedrigsten Verlusten auch gleichzeitig eine optimale Versorgungssicherheit erreicht wird und umgekehrt.

7.1 Verlustoptimierung

Da es im Schwachlastfall keine überlasteten Leitungen gibt, konnten diese Gegenüberstellungen nur im Stark- und Mittellastfall aufgestellt werden.

In Abbildung 31 ist zu sehen, dass bei Starklast ohne Leistungsgrenze das Verlustminimum und der optimale Fall für die Versorgungssicherheit gleichzeitig auftreten. Hier können also beide Minima mit diesem Verfahren erreicht werden.

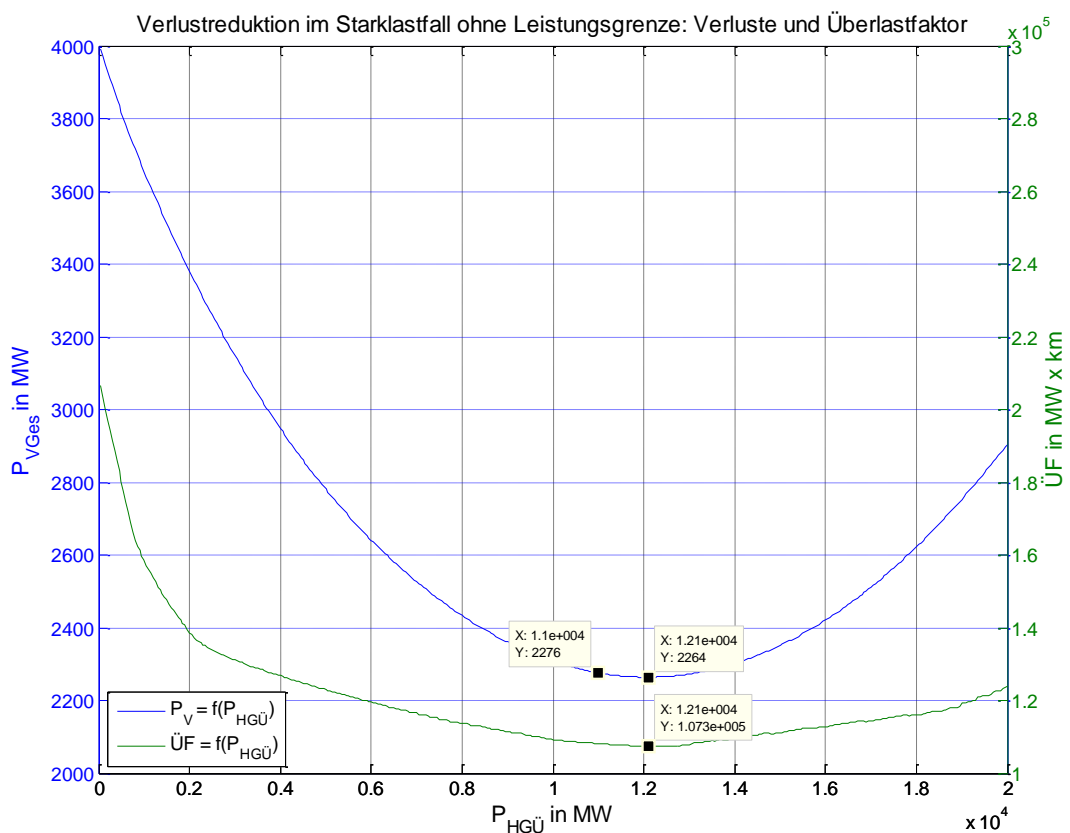


Abbildung 31: Verlustreduktion im Starklastfall ohne Leistungsgrenze: Verluste und Überlastfaktor

In Abbildung 32 erkennt man, dass der optimale Fall für die Versorgungssicherheit im Starklastfall ohne Leistungsgrenze etwas früher eintritt als das Verlustminimum, und dass der Überlastfaktor bei Erreichen des Verlustminimums schon wieder gestiegen ist. Hier können also nicht beide Minima mit diesem Verfahren erreicht werden, auch wenn der Unterschied jeweils zwischen den zwei Punkten nicht sehr groß ist. Es müsste bei diesem Verfahren ein Mittelmaß zwischen diesen beiden Werten gefunden werden.

Beim Vergleich von Abbildung 31 und Abbildung 32 erkennt man, dass die Minima nicht sehr stark voneinander abweichen. Daher ist der Betrieb mit Leistungsgrenze geeigneter, weil der finanzielle Aufwand um eine leistungsstärkere HGÜ-Anlage zu bauen mit Sicherheit bedeutend größer ist, als dass es durch die geringeren Verluste und der etwas größeren Versorgungssicherheit wieder ausgeglichen werden kann.

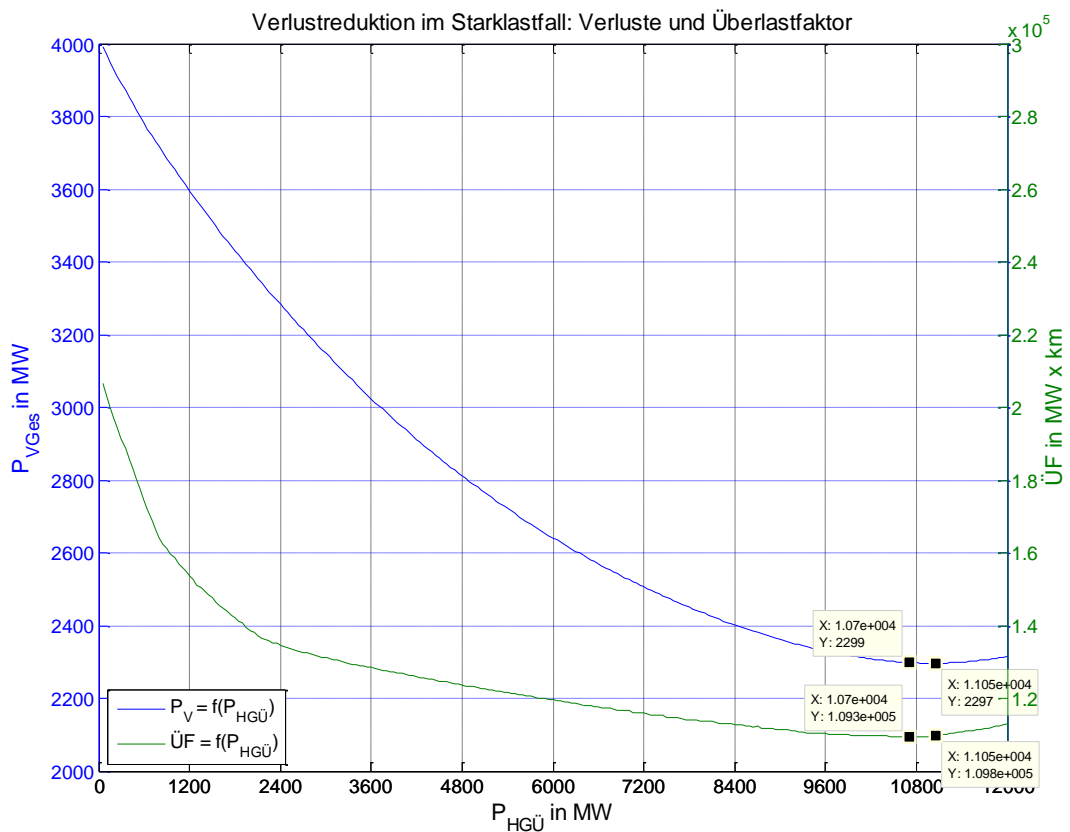


Abbildung 32: Verlustreduktion im Starklastfall mit Leistungsgrenze: Verluste und Überlastfaktor

Abbildung 33 zeigt den gleichen Fall bei Mittellast. Hier können jedoch beide Optima mit dem gleichen Betriebspunkt erreicht werden, obwohl sich der optimale Überlastfaktor schon viel früher einstellt. Ein Grund, warum dieser aber mit größer werdender HGÜ-Übertragungsleistung nicht mehr steigt, ist die Gleichtaktskalierung. Dadurch dass sämtliche Lastflüsse reduziert werden, kommt es an den Einspeise- und Entnahmepunkten zu einer verbesserten Lastsituation. Deshalb hat der erhöhte Lastfluss über die Leitungen in diesem Bereich versorgungssicherheitstechnisch praktisch keinen Einfluss mehr. Es werden daher während des restlichen Simulationszyklus keine neuen Leitungen mehr überbelastet und der Überlastfaktor bleibt ab dem Optimum konstant.

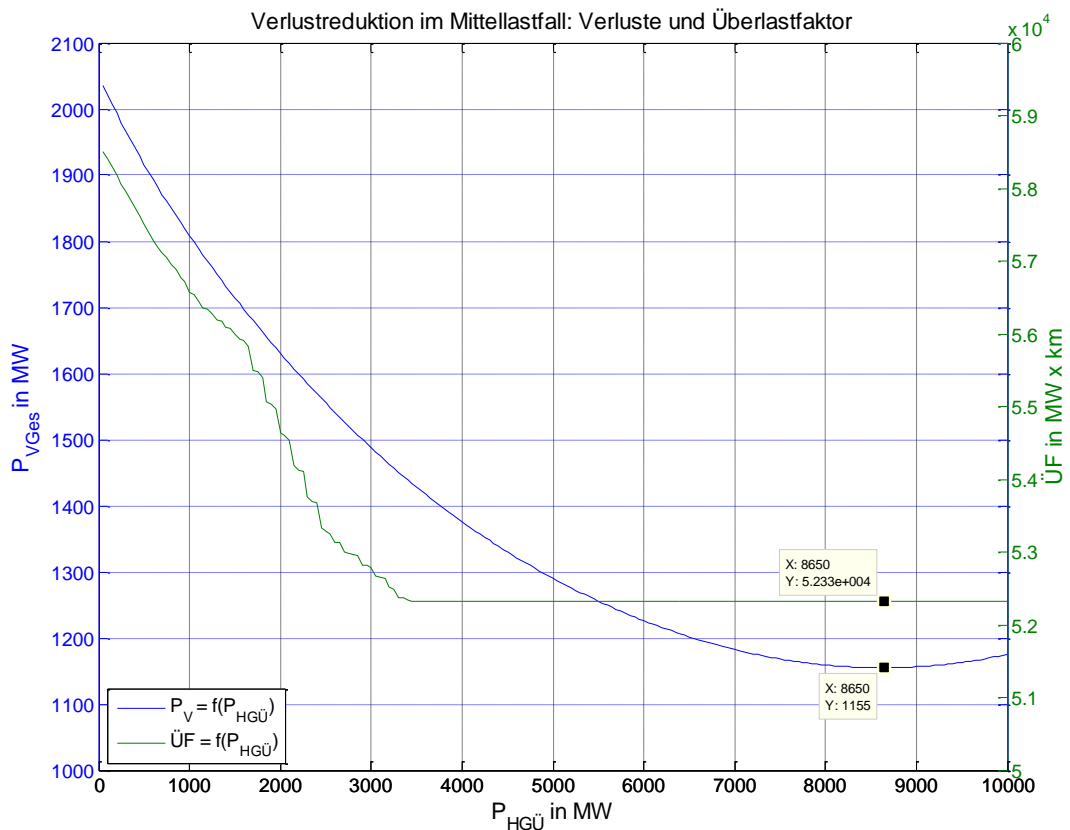


Abbildung 33: Verlustreduktion im Mittellastfall: Verluste und Überlastfaktor

7.2 Versorgungssicherheitsoptimierung

Wie schon beim Verlustreduktionsverfahren wurden auch hier die beiden Optimierungsparameter ermittelt, um zu sehen ob beim Verfahren zur Steigerung der Versorgungssicherheit beide Optima erreicht werden können.

In Abbildung 34 ist die Entwicklung der beiden Parameter bei Starklast ohne Leistungsgrenze zu sehen. Hierbei ist gut zu erkennen, dass ab ca. 11 GW (grüne Kurve) Gesamtübertragungsleistung der Überlastfaktor nur mehr sehr geringfügig reduziert wird. Daher wäre, um auch die Verluste so gering wie möglich zu halten, es für diesen Fall geeigneter, diesen Betriebspunkt einzustellen, bei dem auch die Verluste ein Minimum erreichen.

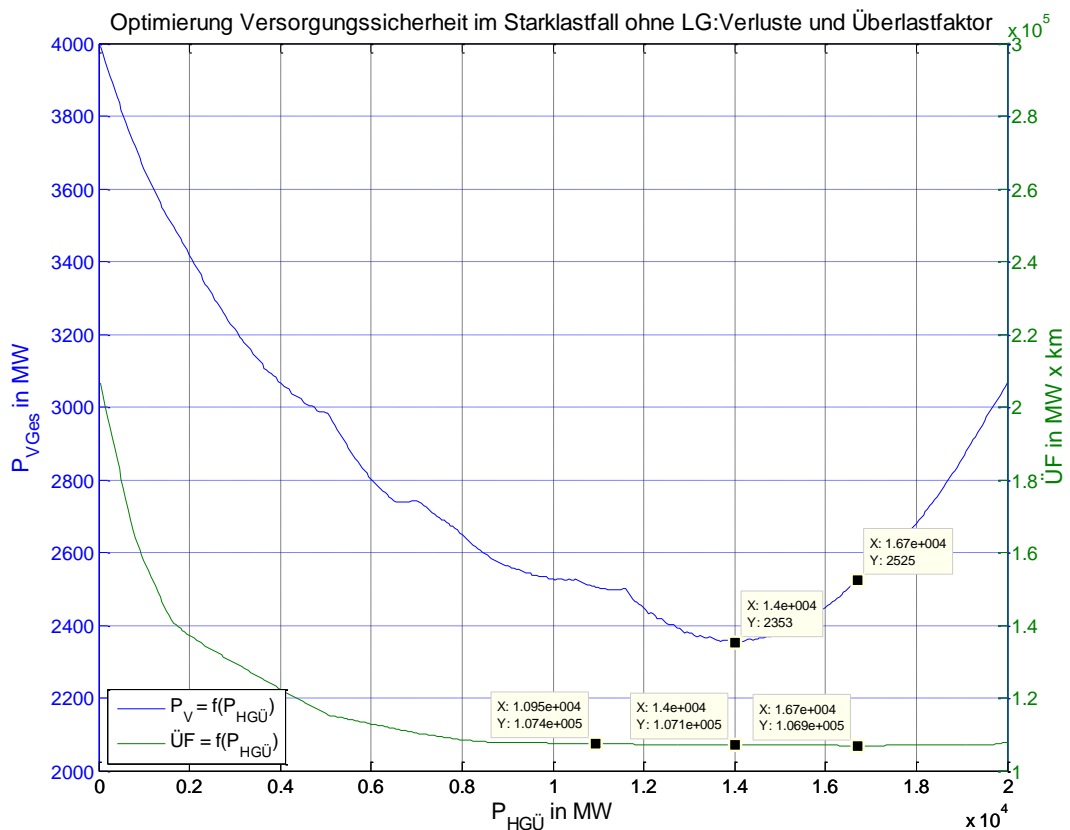


Abbildung 34: Optimierung der Versorgungssicherheit im Starklastfall ohne Leistungsgrenze: Verluste und Überlastfaktor

In Abbildung 35 ist zu sehen, dass der optimale Fall für die Versorgungssicherheit und das Verlustminimum bei diesem Szenario gleichzeitig erreicht werden können. Hier muss kein Kompromiss bei der Betriebspunkteinstellung gefunden werden um ein Optimum erreichen zu können.

Wie auch bei dem Verlustoptimierungsverfahren kann bei Vergleich von Abbildung 34 und Abbildung 35 erkannt werden, dass die Minima nicht stark voneinander abweichen. Daher wird auch hier der Betrieb mit Leistungsgrenze geeigneter sein.

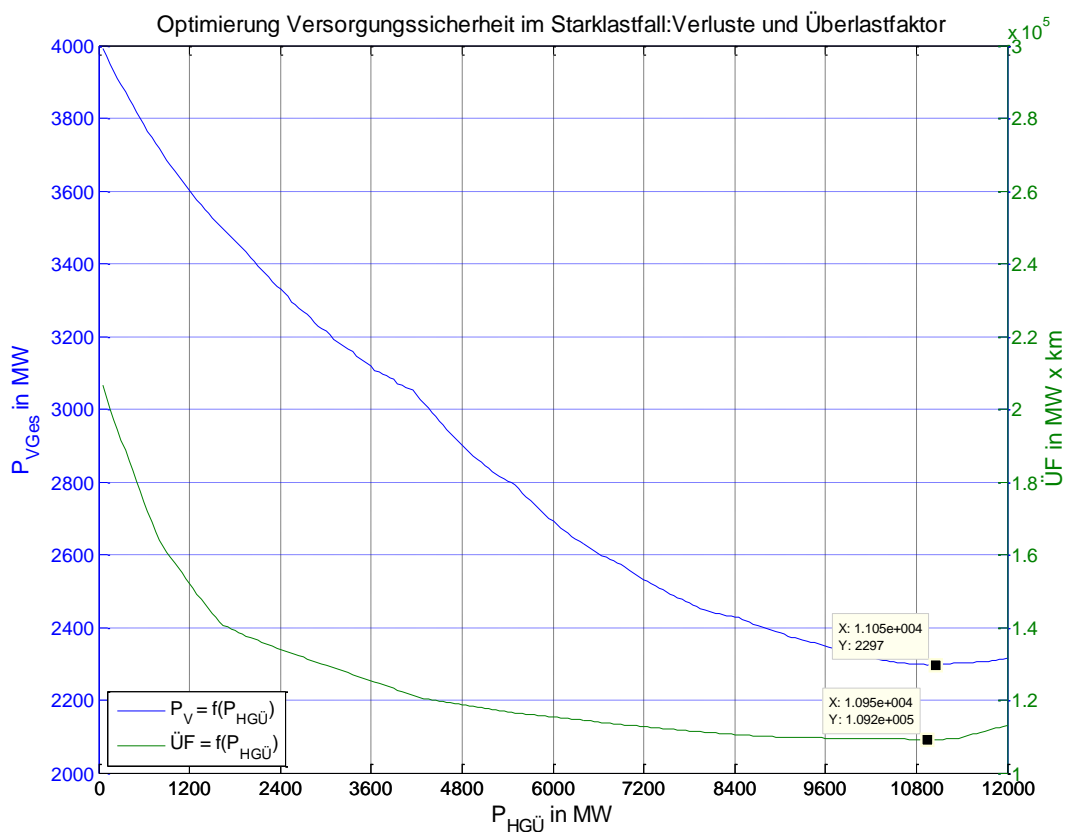


Abbildung 35: Optimierung der Versorgungssicherheit im Starklastfall mit Leistungsgrenze: Verluste und Überlastfaktor

Abbildung 36 zeigt den gleichen Fall im Mittellastfall. Bei diesem Beispiel können wieder parallelen zum Verlustreduktionsverfahren gefunden werden. Auch hier können beide Optima beim gleichen Betriebspunkt erreicht werden, obwohl sich der optimale Überlastfaktor schon viel früher als der minimale Verlustwert einstellt. Hier ist ebenfalls die Gleichtaktskalierung der Grund warum sich bei weiterer Steigerung der HGÜ-Übertragungsleistung der Überlastfaktor nicht mehr ändert. Da jedoch nach dem Erreichen des bestmöglichen Überlastfaktors die Verluste um fast die Hälfte weniger reduziert werden als nach Erreichen des Verlustminimums, ist es bedeutend wirtschaftlicher, wenn dieses Verfahren solange fortgeführt wird, bis auch die Verluste ein Minimum erreichen, obwohl dieses Szenario auf Versorgungssicherheit abzielt.

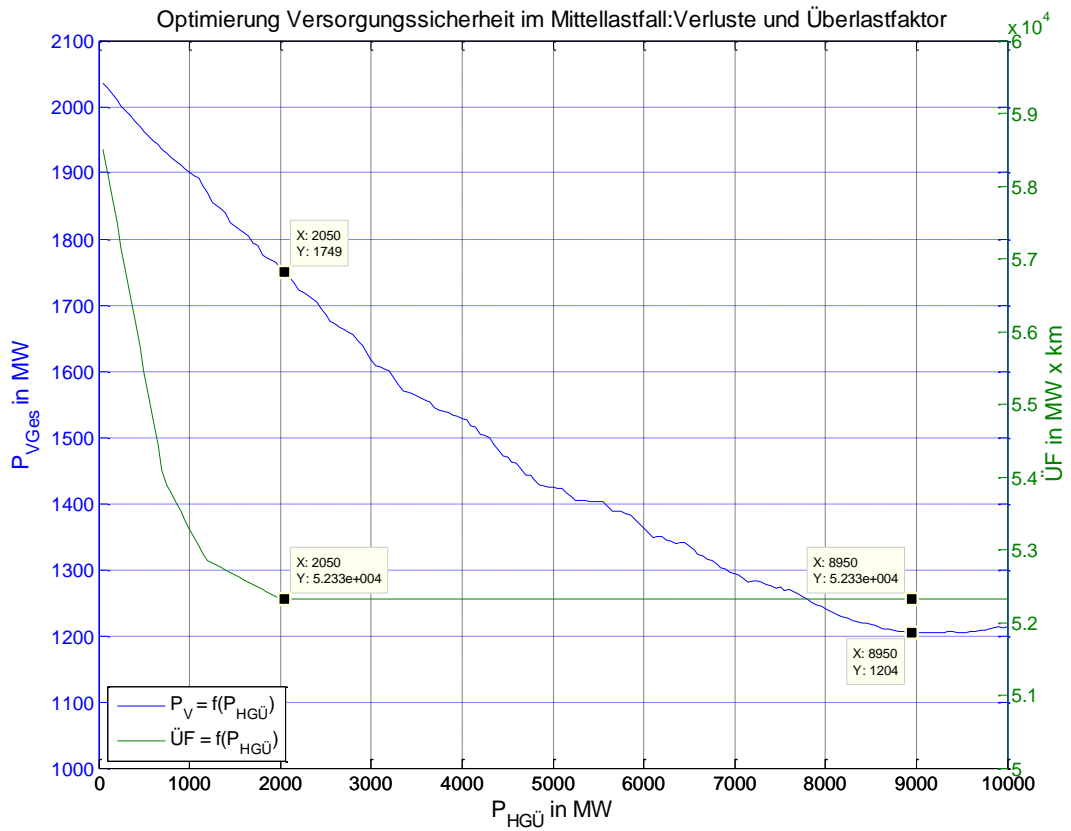


Abbildung 36: Optimierung der Versorgungssicherheit im Mittelastfall: Verluste und Überlastfaktor

8 Optimierungssensitivität

Die Verlustreduzierungs- und Versorgungssicherheitssensitivitäten geben Aufschluss darüber, wie sich der Gradient pro Belastungsschritt verändert. Dabei werden die Gradientenverläufe der einzelnen HGÜ-Leitungen in einem Diagramm über dem Optimierungsschritt dargestellt, sodass schnell ersichtlich ist, welche Leitung im jeweiligen Schritt den stärksten Einfluss auf das umliegende Netz ausübt. Hierbei sind auf der Ordinate die Sensitivitäten der HGÜ-Leitungen je Optimierungsschritt dargestellt und auf der Abszisse die Optimierungsschritte. Je höher die jeweilige Sensitivität ist, desto stärker ist der Einfluss der zugehörigen HGÜ-Leitung auf die Zielfunktion der jeweiligen Optimierung.

8.1 Resümee hinsichtlich der Verlustreduzierungssensitivität

In den folgenden drei Diagrammen sind die Einflüsse der übertragenen Leistungen über die sechs HGÜ-Leitungen auf die Wirkleistungsverluste zu sehen. Man erkennt hier im Gegensatz zu den Abbildungen 12 - 15 auch die Sensitivität der Verluste des Drehstromnetzes von den einzelnen DC-Leitungen. Als Beispiel dienen in Abbildung 37 die beiden stärksten Leitungen (Gelb: LM = Lauchstädt – Meitingen; Türkis: BG = Brunsbüttel – Großgartach). Hier ist zu sehen, um wie viel größer die Beeinflussung der Verbindung BG im Gegensatz zu LM ist. Deshalb wird in den ersten ca. 20 Schritten des Optimierungsvorgangs die BG-Verbindung als einzige belastet. Diese Erkenntnis ist einfach zu kontrollieren, denn Abbildung 12 bestätigt dies. Erst ab dem zwanzigsten Schritt, also bei einer bis dorthin gesamten Übertragungsleistung von 1 GW, sollte erst die nächste Leitung belastet werden.

Weiters ist zu erkennen, dass ab dem ca. 125ten Schritt, alle sechs Leitungen ähnlich große Wirkungen auf das Netz haben. Ab hier spielt die Wahl der Leitung im Optimierungsverfahren keine allzu große Rolle mehr.

Diese Feststellungen treffen auch auf Abbildung 38 und Abbildung 39 zu. Der einzige Unterschied ist die Anzahl der Optimierungsschritte, hier benötigt man weniger 50 MW Schritte um das Netz genügend zu entlasten und um das Optimum zu erreichen.

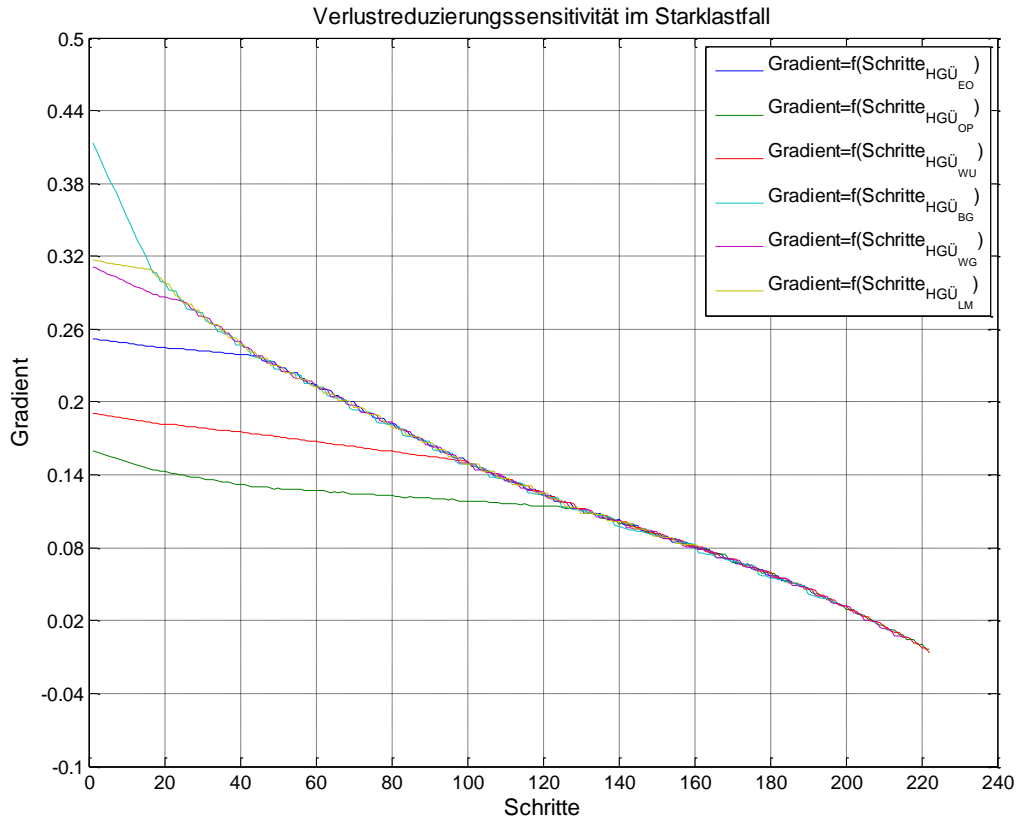


Abbildung 37: Verlustreduzierungssensitivität bei Starklast

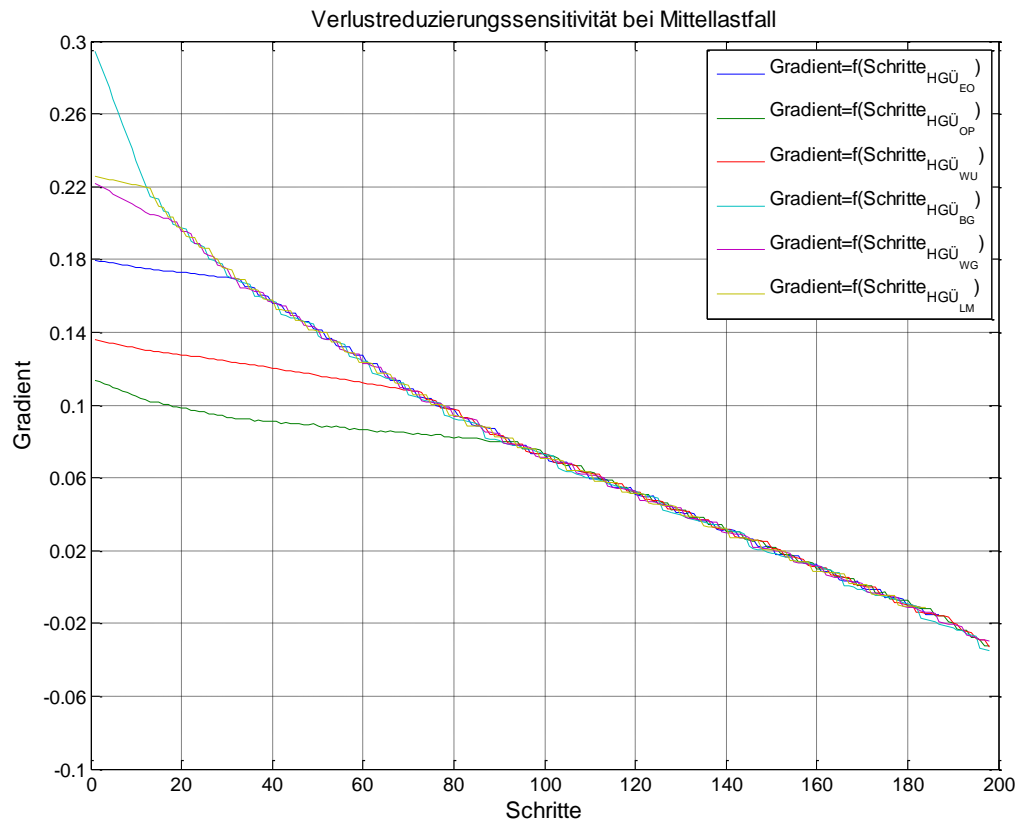


Abbildung 38: Verlustreduzierungssensitivität bei Mittellast

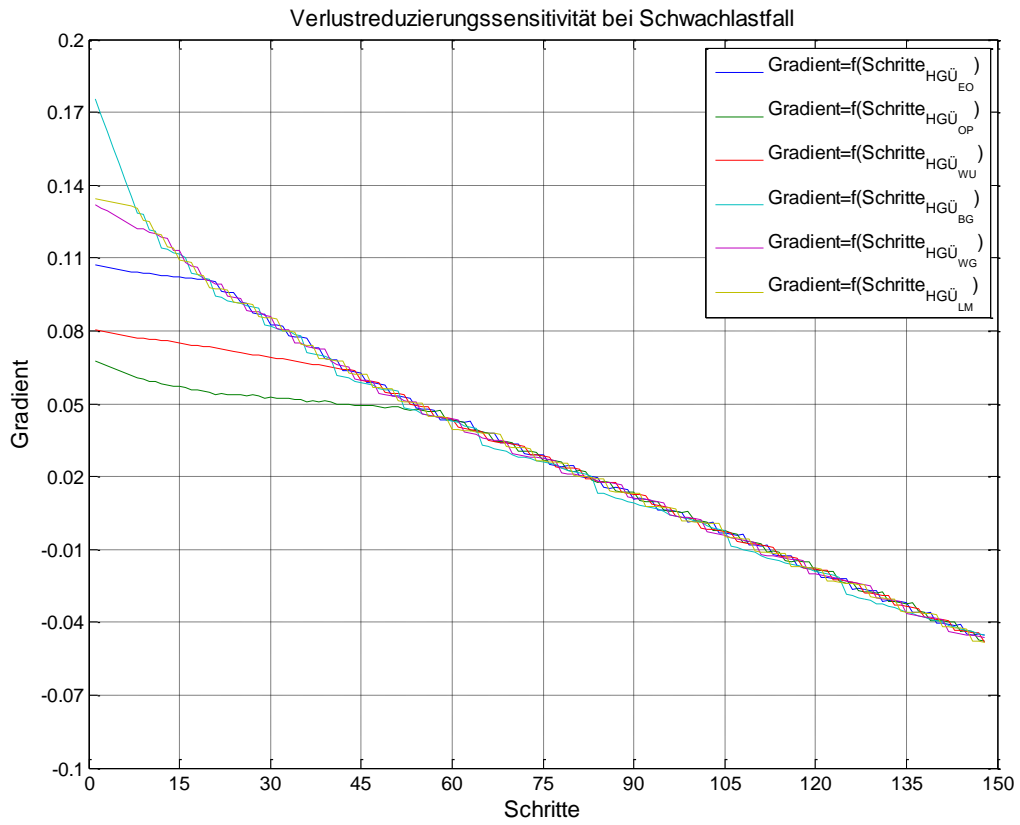


Abbildung 39: Verlustreduzierungssensitivität bei Schwachlast

8.2 Resümee hinsichtlich der Versorgungssicherheitssensitivität

In Abbildung 40 und Abbildung 41 ist zu erkennen, dass es, wie schon in 6.3 erklärt wurde, bei diesem Verfahren einen großen Unterschied zwischen Starklast und Mittellast gibt. Während bei Starklast die Verbindungen Brunsbüttel – Großgartach und Osterath – Philippsburg eine große Rolle spielen, hat bei Mittellast die Osterath – Philippsburg überhaupt keinen Einfluss auf die Versorgungssicherheit.

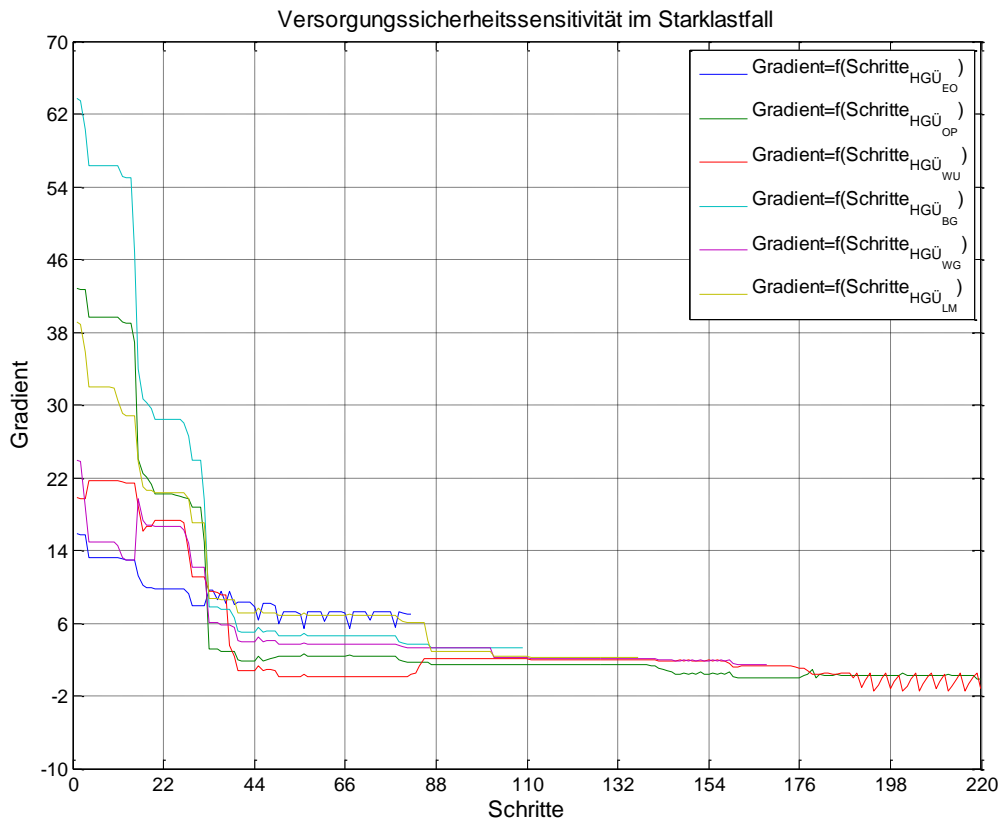


Abbildung 40: Versorgungssicherheitssensitivität bei Starklast

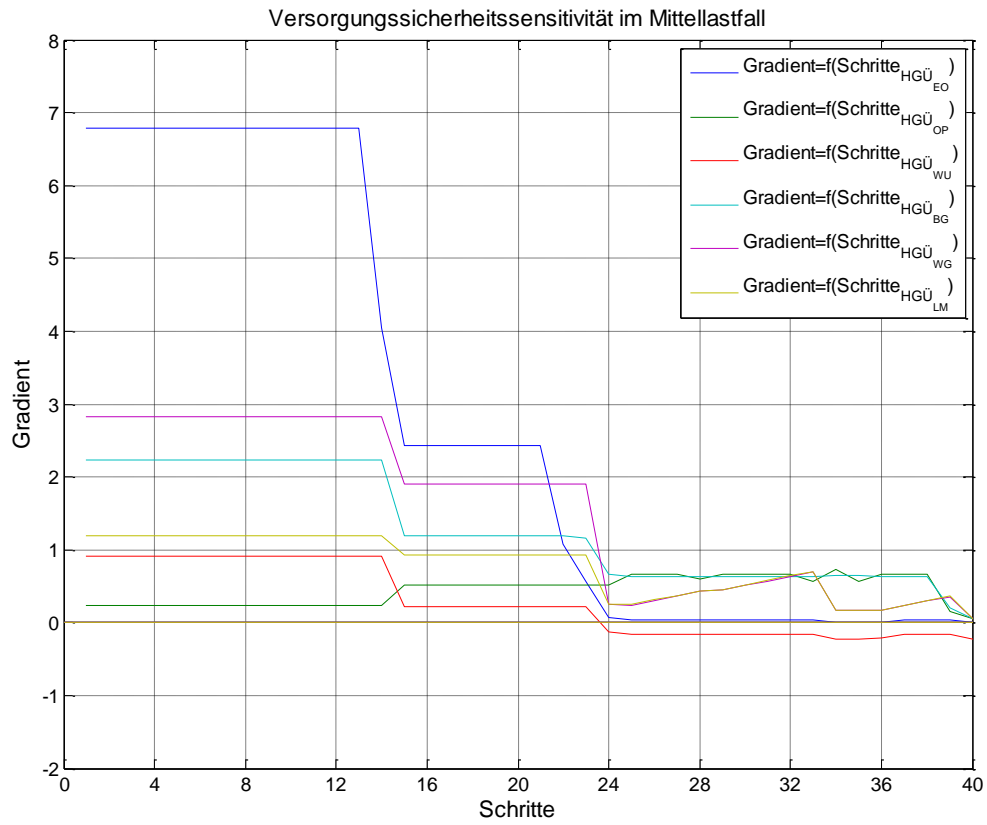


Abbildung 41: Versorgungssicherheitssensitivität bei Mittellast

9 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Obwohl für die Verluste und den Überlastfaktor jeweils zwei unterschiedliche Reduktionsverfahren angewendet wurden, sind immer beide Faktoren pro Verfahren beobachtet worden.

Beim Verlustreduktionsverfahren hat sich herausgestellt, dass im Starklastfall die Optima für Verluste und Versorgungssicherheit nicht gleichzeitig mit einem Betriebspunkt erreicht werden können. Der minimale Überlastfaktor wird nach 10750 MW Gesamtübertragungsleistung erreicht, wobei jedoch das eigentliche Ziel der optimalen Verlustreduktion erst nach 11050 MW erreicht wird. Hier kann man einen Kompromiss eingehen und ein Mittelmaß zwischen diesen beiden Betriebspunkten finden, denn die beiden Werte liegen auf die gesamte Übertragungsleistung gesehen eng beieinander.

Auch war zu erkennen, dass bei Betrieb der Anlage mit einer Leistungsgrenze zwar nicht die optimalen Werte bei den jeweiligen Optimierungsszenarien erreicht werden können, jedoch der Unterschied bei den Ergebnissen zu gering ist, um bei allen Übertragungsstrecken leistungsstärkere Anlagen zu errichten.

Im Mittellastfall kann mit dem Erreichen des Verlustminimums auch gleichzeitig ein Versorgungssicherheitsmaximum für dieses Optimierungsszenario erreicht werden, daher gibt es in diesem Fall nur einen bestmöglichen Betriebspunkt.

Weiters erkennt man, dass sich aufgrund der Gleichtaktskalierung an der Regelcharakteristik zwischen den Lastfällen nur wenig ändert. Der Grund dafür, dass es doch Unterschiede gibt, ist einerseits die sinkende Übertragungsleistung über die einzelnen HGÜ-Leitungen und der damit verbunden sinkende Einfluss der Leitungsverluste und andererseits die Leistungsgrenze. Wie Tabelle 4 zeigt, kann der optimale Betriebspunkt pro Leitung für die verschiedenen Lastfälle auch gleichtaktskaliert werden, also ähnlich wie zu Beginn die Lastszenarien erstellt worden sind.

Beim Optimieren der Versorgungssicherheit zeigt sich im Starklastfall, dass auch hier beide Optima mit einem Betriebspunkt erreicht werden können.

Auch hier gilt wie bei der Verlustreduktion, der Unterschied bei den Ergebnissen mit und ohne Leistungsgrenze ist zu gering, um eine leistungsstärkere Anlage rechtfertigen zu können.

Im Mittellastfall wird der optimale Überlastfaktor aufgrund der wenigen überlasteten Leitungen schon mit einer sehr geringen HGÜ-Übertragungsleistung erreicht. Hier ist es besser, wenn das Verfahren solange weitergeführt wird, bis auch das Verlustminimum erreicht wird, denn der Überlastfaktor ändert sich ab Erreichen des Optimums nicht mehr, und dadurch können auch die Verluste noch um mehr als das Doppelte reduziert werden.

Zwischen den beiden Regelcharakteristiken gibt es keinen Zusammenhang, hier muss in jedem Lastszenario das Optimum aufgrund der sich ändernden Überlastsituationen neu ermittelt werden.

Bevor ein Verfahren angewendet wird, muss erst klar gestellt werden, auf welchen Faktor mehr Wert gelegt wird. Jedoch beim Vergleich der Reduktionsverfahren (siehe Tabelle 9) miteinander hat sich herausgestellt, dass beim Starklastfall das Verfahren zur Optimierung der Versorgungssicherheit etwas geeigneter ist. Hier sieht man durch die Ergebnisse, dass die Verluste annähernd gleich stark reduziert werden wie beim Verlustreduktionsverfahren, es aber einen größeren Unterschied beim Überlastfaktor gibt. Bei Mittellast ist es genau umgekehrt.

Optimierungsverfahren	Verlustreduktion		Optimierung der Versorgungssicherheit	
	Verluste	Überlastfaktor	Verluste	Überlastfaktor
Starklast	2296,8 MW	109842 MW · km	2297,7 MW	109157 MW · km
Mittellast	1155,1 MW	52327 MW · km	1204,4 MW	52327 MW · km

Tabelle 9: Gegenüberstellung der Reduktionsverfahren

Bei der Netzreduktion hat sich herausgestellt, dass es hier zwar einen groben Zusammenhang zwischen der jeweiligen Impedanz und dem optimalen ermittelten Betriebspunkt gibt, aber nur durch die Kenntnis der Impedanzen ist es trotzdem nicht möglich diesen auch bestmöglich einzustellen. Die Impedanz gibt weder Auskunft wie stark das Netz belastet ist, noch wo der Lastschwerpunkt liegt. Es kann also vorab nur eine grobe Abschätzung der Belastungsstaffelung abgegeben werden.

Die Berechnung des PTDFs bei verschiedenen Lastfällen hat ergeben, dass dieser für den Wirklastfluss belastungsunabhängig ist. Er muss für die gewünschten Leitungen nur einmal berechnet werden und die Ergebnisse gelten für alle Lastszenarien. Der Vorteil entsteht dadurch, dass z.B. das Verlustreduktionsverfahren angewendet werden könnte, und mit den Werten aus der PTDF-Berechnung ist es somit möglich zusätzlich individuell überlasteten Leitungen entgegen zu wirken. Der Nachteil bei dieser Berechnungsart ist, dass dies eben nur für die Wirklasten gilt und die Blindleistung unberücksichtigt bleibt.

10 Anhang

PTDF: Conneforde - Doerpen						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DDO1251-DRH1191-1	0,13927	-0,01686	0,01516	0,06659	0,05986	0,01695
DDO1181-DRH1171-1	0,34078	-0,02154	0,05386	0,08017	0,07205	0,02122
DDI1081-DRH1171-1	0,34078	-0,02154	0,05386	0,08017	0,07205	0,02122
DDI1091-DRH1191-1	0,13927	-0,01686	0,01516	0,06659	0,05986	0,01695
DDI1231-DIH0151-1	0,34078	-0,02154	0,05386	0,08017	0,07205	0,02122
DDI1241-DIH0161-1	0,13927	-0,01686	0,01516	0,06659	0,05986	0,01695
DCO0921-DIH0161-1	0,13927	-0,01686	0,01516	0,06659	0,05986	0,01695
DCO0911-DIH0151-1	0,34078	-0,02154	0,05386	0,08017	0,07205	0,02122

Tabelle 10: Berechnung PTDF Conneforde – Doerpen Mittellastfall

PTDF: Dollern - Landsbergen						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DDO1171-DSO1811-1	0,05011	-0,00336	0,02059	0,15894	0,16980	0,01409
DDO1361-DSO1831-1	0,01874	-0,01132	-0,00883	0,18127	0,16460	0,02565
DSO1721-DSO1811-1	0,05011	-0,00336	0,02059	0,15894	0,16980	0,01409
DSO1711-DSO1831-1	0,01874	-0,01132	-0,00883	0,18127	0,16460	0,02565
DSO1721-DSO1841-1	0,07602	-0,01172	0,04492	0,15022	0,14397	0,02743
DSO1711-DSO1821-1	0,02855	0,00157	-0,02670	0,15386	0,15608	0,00686
DDO1291-DSO1821-1	0,02855	0,00157	-0,02670	0,15386	0,15608	0,00686
DDO1311-DSO1841-1	0,07602	-0,01172	0,04492	0,15022	0,14397	0,02743
DDO1311-DLA1511-1	0,07602	-0,01172	0,04492	0,15022	0,14397	0,02743
DDO1291-DLA1411-1	0,02855	0,00157	-0,02670	0,15386	0,15608	0,00686

Tabelle 11: Berechnung PTDF Dollern - Landsbergen Mittellastfall

PTDF: Borken - Karben						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DGI1221-DKA0581-1	-0,00869	0,10950	0,06340	0,09689	0,15648	0,05646
DGI1111-DKA0591-1	0,02811	0,02320	0,19170	0,05616	0,04220	0,03509
DBO1441-DGI1111-1	0,07693	-0,02723	0,09236	0,08414	0,04657	0,07458
DBO1431-DGI1221-1	0,07545	-0,00116	0,05473	0,10352	0,09411	0,08432

Tabelle 12: Berechnung PTDF Borken - Karben Mittellastfall

PTDF: Teilheim – Obrigheim						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DHO0581-DHU0281-1	0,02832	0,24465	0,00205	0,34511	-0,10997	0,08298
DGR0411-DHO0581	0,02832	0,24465	0,00205	0,34511	-0,10997	0,08298

Tabelle 13: Berechnung PTDF Teilheim - Obrigheim Mittellastfall

PTDF: Remptendorf - Ottenhofen						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DIR0311-DOH1101-1	0,00720	0,00926	0,00108	0,01873	-0,04703	0,24510
DIR0242-DZO0302-1	0,00038	0,00049	0,00006	0,00099	-0,00241	0,01320
DIR0242-DIR0332-1	0,00038	0,00049	0,00006	0,00099	-0,00241	0,01320
DIR0311-DRA2151-1	0,00758	0,00975	0,00114	0,01972	-0,04944	0,25830
DRA2141-DRA2151-1	0,00758	0,00975	0,00114	0,01972	-0,04944	0,25830
DRA2131-DRA2141-1	0,00758	0,00975	0,00114	0,01972	-0,04944	0,25830
DRA2121-DRA2131-1	0,00758	0,00975	0,00114	0,01972	-0,04944	0,25830
DRA2121-DRA2371-1	0,00758	0,00975	0,00114	0,01972	-0,04944	0,25830
DRA2301-DRA2511-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DKR3011-DRA2301-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DKA3021-DKR3011-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DFO1461-DKA3021-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DFO1461-DFO1471-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666

DES2911- DFO1471-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DES2911- DWG3791-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DRE2211- DWG3791-1	0,02018	0,03982	0,01888	0,08062	0,10907	0,17666
DRE1221- DRE2211-1	0,01292	0,02248	0,01310	0,04902	0,06608	0,09267
DRE1211- DRE2401-1	0,02303	0,04790	0,02174	0,09543	0,14141	0,17180
DRE1221- DRE1271-1	0,01292	0,02248	0,01310	0,04902	0,06608	0,09267
DRE1211- DRE1291-1	0,02303	0,04790	0,02174	0,09543	0,14141	0,17180

Tabelle 14: Berechnung PTFD Remptendorf - Ottenhofen Mittellastfall

PTDF: Raitersaich - Schwandorf						
Leitungsname	EO	OP	WU	BG	WG	LM
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
DLU2542- DSD3522-1	0,00233	0,00359	0,00100	0,00734	-0,00087	0,05299
DLU2542- DRA2352-1	0,00233	0,00359	0,00100	0,00734	-0,00087	0,05299

Tabelle 15: Berechnung PTFD Raitersaich - Schwandorf Mittellastfall

11 Symbolverzeichnis

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
R	Ω	Wirkwiderstand
$R'_{HGÜ}$	Ω/km	Wirkwiderstandsbelag der HGÜ-Leitung
$R_{HGÜ}$	Ω	Widerstand der HGÜ-Leitung
r	p.u.	Wirkwiderstand
r_{LE}	p.u.	Wirkwiderstand einer Leitung im AC-Netz
$R_{LE-1..N}$	Ω	Wirkwiderstand der Leitung 1 - N im AC-Netz
X	Ω	Blindwiderstand
x	p.u.	Blindwiderstand
X_{LE}	Ω	Blindwiderstand einer Leitung im AC-Netz
$X'_{\phi LE}$	Ω/km	Durchschnittlicher Blindwiderstandsbelag einer Leitung
X_k	Ω	Dreiphasige Kurzschlussimpedanz
Z_N	Ω	Bezugsimpedanz
Y	$1/\Omega$	Admittanz
$U_{AC,N}$	V	Nennspannung im Drehstromsystem
$U_{1..3}$	V	Spannung im zu reduzierenden Netz
U_d	V	Gleichspannung
U_{d0}	V	Ideelle Gleichspannung bei $\alpha = 0$ und $I_d = 0$
U_{d1}	V	Gleichspannung auf der Gleichrichterseite
U_{d2}	V	Gleichspannung auf der Wechselrichterseite
$U_{HGÜ}$	V	Übertragungsspannung in der HGÜ-Anlage
U_N	V	Bezugsspannung
U_{Δ}	V	Verkettete Spannung des Drehstromsystems
$I_{1..3}$	A	Einspeisungen 1 - 3 im zu reduzierenden Netz
I_N	A	Bezugsstrom
I_k	A	Dreiphasiger Kurzschlussstrom
I_d	A	Gleichstrom

$I_{HGÜ}$	A	Strom über HGÜ-Leitung
I_{LE}	A	Strom über eine Leitung
$I_{LE-1..N}$	A	Strom über die Leitungen 1 -N
I'_2	A	Bestimmter Lastzustand des reduzierten Netzes
S_k	VA	Kurzschlussleistung
S_N	VA	Bezugsscheinleistung
P_{DC}	W	Wirkleistung die auf den DC- Anschluss bezogen wird
P_d	W	Leistung bezogen auf die Leitungsmitte
$P_{HGÜ}$	W	Leistung über HGÜ-Leitung
P_{V-AC}	W	Gesamtverluste im AC-Netz
P_{trans}	W	Transportierte Leistung
P_{V-LE}	W	Verlustleistung einer einzelnen Leitung
$P_{V-HGÜ}$	W	Verlustleistung der HGÜ- Leitungen
P_{V-Ges}	W	Gesamte Verlustleistung
P_{V-min}	W	Minimale Verlustleistung
P_{LE-ist}	W	Momentanwert der übertragenen Leistung
$P_{LE-therm}$	W	Maximalleistung für die die Leitung ausgelegt ist
ΔP_{LE}	W	Differenzleistung zwischen vorher und nacher
ΔP_{LS}	W	Leistungsschritt
P_{LEv}	W	Wirklastfluss über Leitung vor Belastung der HGÜ-Leitung
P_{LEn}	W	Wirklastfluss über Leitung nach Belastung der HGÜ-Leitung
$\Delta P_{HGÜ}$	W	Differenz der übertragenen Leistung über die HGÜ-Leitung
Q_c	VAr	Blindleistungskompensationsvermögen an der AC-Sammelschiene der Kopfstation
f_1	Hz	Frequenz von Netz 1
f_2	Hz	Frequenz von Netz 2
Θ	°	Leitungswinkel
α	°	Zündwinkel
γ	°	Löschwinkel
u	°	Kommutierungswinkel
$l_{HGÜ}$	km	Länge der HGÜ-Leitung

l_{LE}	km	Länge der Übertragungsleitung im Netz
$\ddot{U}F_{LE}$	W · km	Überlastfaktor einer überlasteten Leitung
$\ddot{U}F_{Ges}$	W · km	Überlastfaktor gesamt
$\ddot{U}F_{LE-1..N}$	W · km	Überlastfaktor von Leitung 1 bis N
Y_{11}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{12}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{13}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{21}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{22}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{23}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{31}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{32}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y_{33}	p.u.	Teilmatrix der Admittanzmatrix
Y'_{22}	p.u.	Admittanzwerte der Erstzweige
k	-	Steigung der Kurve
y_1	-	Punkt 1 in y - Richtung
y_2	-	Punkt 2 in y - Richtung
Δy	-	Differenz der beiden y- Werte
x_1	-	Punkt 1 in x - Richtung
x_2	-	Punkt 2 in x - Richtung
Δx	-	Differenz der beiden x- Werte

12 Literatur

- [1] Amprion: <http://www.amprion.net/netzausbau/politischer-auftrag> , 21.01.2015
- [2] Erster Fortschrittsbericht Energiewende: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/034/1803487.pdf>, 21.01.2015
- [3] „NEP 2014, Stand: April2014, www.Netzentwicklungsplan.de
- [4] D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2011 978-3-642-19246-3
- [5] K. Heuck, K. Dettmann, D. Schulz: „Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis“ 8. Auflage. Vieweg+Teubner, 2010 978-3-834-80736-6.
- [6] A. J. Schwab: „Elektroenergiesysteme, Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, Springer, Berlin Heidelberg, 2009 978-3-540-92227-8
- [7] Springer download: <http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CB8QFjAA&url=http%3A%2F%2Flink.springer.com%2Fcontent%2Fpdf%2Fbbm%253A978-3-642-17989-1%252F1.pdf&ei=x2PCVKTVGOv5ywOXiIG4AQ&usg=AFQjCNFJgA2-tua1ybzMJWvg09J4cpwiCw>, 23.1.2015
- [8] P. Kundur: „Power System Stability and Control“, McGraw-Hill, New York, 1994 978-0-07-035958-1
- [9] V. Crastan, D. Westermann: „Elektrische Energieversorgung 3“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2012 978-3-642-20100-4
- [10] H. Renner: „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“, Skriptum Technische Universität , Graz, 2010
- [11] K. Heuck, K. D. Dettmann, D. Schulz: „Elektrische Energieversorgung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis“, Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden, 2007 978-3-8348-0217-0
- [12] Das Gradientenverfahren: http://www2.math.uni-paderborn.de/fileadmin/Mathematik/People/walther/seminar/Vortrag_Gradientenverfahren.pdf, 10.2.2015
- [13] C. L. Duthaler: „Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz“, Masterarbeit, Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich, 2007
- [14] <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>