

# Einfluss von Hochspannungs-Gleichstromsystemen auf die Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen

Gerhard Theil

Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Technische Universität Wien,  
1040 Wien, Gusshausstraße 25, Tel:01-58801-370117, gerhard.theil@tuwien.ac.at

**Kurzfassung:** Zwei Ausbauvarianten zur Verbesserung der Zuverlässigkeit eines stark belasteten Hochspannungs-Übertragungsnetzes werden untersucht, und zwar Ringschlüsse in der 380-kV-Spannungsebene und ein dem Drehstromnetz überlagertes Hochspannungs-Gleichstrom- (HGÜ-) Netz. Hierbei werden komplexere baumartig oder ringförmig strukturierte HGÜ-Systeme mit bis zu 7 Stromrichterstationen betrachtet.

**Keywords:** HVDC-Systems, AC-DC Load-Flow, Security-constrained Optimization, Evolution Strategy

## 1 Einleitung

Unter dem Begriff "Stromautobahn" werden neben Konzepten, welche eine massive Verstärkung der 400-kV- Drehstromleitungen des europäischen Verbundnetzes in Richtung Nord-Süd beinhalten, auch dem Drehstromnetz überlagerte Hochspannungs-Gleichstrom- (HGÜ-) Übertragungssysteme in die Überlegungen einbezogen. In diesem Zusammenhang wird in der vorliegenden Arbeit die Frage nach der Zuverlässigkeit eines kombinierten Drehstrom- und Gleichstromnetzes behandelt. Hierbei werden nicht ausschließlich HGÜ-Punkt-zu-Punkt Verbindungen, sondern auch komplexere Strukturen wie baumartig oder ringförmig strukturierte HGÜ-Netze betrachtet.

Im vorliegenden Aufsatz wird zuerst die Modellierung der HGÜ-Systeme und im Anschluss daran ihre Implementation in die Wechselstrom-Lastflussrechnung beschrieben. Die Simulation der Regelungseigenschaften der HGÜ ist Thema eines weiteren Kapitels. Hierbei kommt die evolutionsstrategische Optimierung zur Anwendung, wobei das Ziel in der Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen durch Variation der Regelparameter des Netzes, insbesondere auch jener der HGÜ, besteht. Danach wird auf die Funktion der Lastflussoptimierung mit Sicherheitsnebenbedingungen innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse eingegangen. Den Abschluss bildet die Präsentation von Zuverlässigkeitsanalysen, durchgeführt für mehrere Varianten eines realen 380-kV/220-kV-Übertragungsnetzes.

## 2 Modellierung des HGÜ-Systems

### 2.1 Modellierung des Stromrichters

Abb. 2.1 zeigt das Modell eines Stromrichters bei verlustfrei angenommenem Stromrichtertransformator. Kleinbuchstaben bedeuten Größen in per-unit.

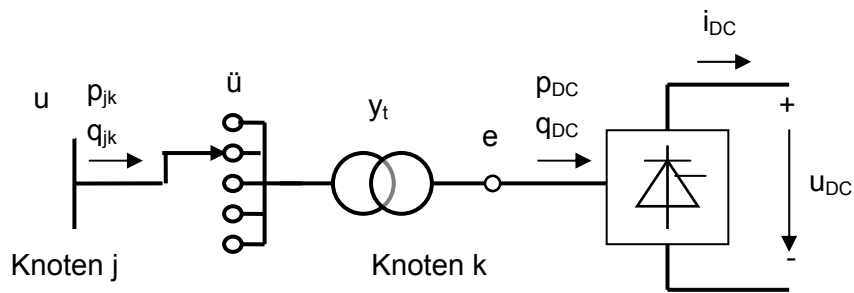


Abbildung 1: Modell einer Stromrichterbrücke

In Abb. 1 bedeuten:  $u$ ,  $e$ : Wechselspannungen auf Primär- und Sekundärseite des Stromrichtertransformators;  $p_{jk}$ ,  $q_{jk}$ ,  $p_{DC}$ ,  $q_{DC}$ : Wirk- und Blindleistung auf der Primär- und Sekundärseite des Stromrichtertransformators;  $\ddot{u}$ : variable Spannungsübersetzung des Stromrichtertransformators,  $\ddot{u} = u/e$ ;  $y_t$ : Längsimpedanz des Stromrichtertransformators;  $u_{DC}$ : Gleichspannung am Stromrichter;  $i_{DC}$ : Gleichstrom des Stromrichters (positiv: Gleichrichterbetrieb, negativ: Wechselrichterbetrieb).

Die normierte (in per-unit angesetzte) Stromrichtergleichung lautet:

$$u_{DC} = k \cdot e \cdot \cos \theta - x_c \cdot i_{DC} \quad (1)$$

$$k = \frac{3\sqrt{2} \cdot n_B \cdot U_b}{\pi \cdot U_{DC,b}} \quad (2)$$

$$x_c = \frac{3 \cdot n_B \cdot X_c \cdot P_{DC,b}}{\pi \cdot U_{DC,b}^2} \quad (3)$$

In Gl. (1) ist  $\theta$  der Zünd- bzw. Löschwinkel,  $e$  ist der Wechselspannungsbetrag (Abb. 1, Knoten k). In den Gleichungen (2) bis (3) bedeuten:  $n_B$ : Anzahl der Brücken;  $U_b$ : Wechselstrom-Bezugsspannung in kV zur Umrechnung auf per-unit;  $U_{DC,b}$ ,  $P_{DC,b}$ : per-unit-Bezugsgrößen für Spannungen (Pol zu Pol bei Bipolarsystem) und Leistungen des Gleichstromsystems in kV bzw. MW;  $X_c$ : Kommutierungsreaktanz in Ohm.

Die Gleichstromwirkleistung ergibt sich aus

$$P_{DC} = i_{DC} \cdot u_{DC} \quad (4)$$

Die Kommutierungsblindleistung lautet [1]:

$$q_{DC} = |P_{DC}| \sqrt{\frac{(k \cdot e_k)^2}{u_{DC}^2} - 1} \quad (5)$$

## 2.2 Modellierung des Gleichstromnetzes

Der Zusammenhang zwischen Gleichstrom und Gleichspannung wird mit Hilfe der Leitwertmatrix  $\mathbf{G}$  hergestellt, Gl. (6). Diese kann als Äquivalent der bei Wechselstromnetzen verwendeten Knotenpunktsadmittanzmatrix betrachtet werden. Die fett gedruckten Symbole für Strom und Spannungen symbolisieren Vektoren. Ihre Dimension beträgt bei Pukt-zu-Punkt-Verbindungen 2 und erhöht sich bei komplexeren Systemen entsprechend der Anzahl

der Knoten des Gleichstromnetzes. Gl. (6) ist bei Monopolar- und bei Bipolarsystemen identisch, unterschiedlich sind lediglich die Gleichungen zur Umrechnung der Admittanzen auf per-unit [1].

$$\mathbf{i}_{DC} = \mathbf{G} \cdot \mathbf{u}_{DC} \quad (6)$$

### 3 Kombination des Gleich- und Wechselstromsystems

Aus Gl. (1) folgt, dass der "Zustand" des Stromrichters durch die Zustandsgrößen  $\theta$  bzw.  $\cos\theta$  und  $u_{DC}$  definiert ist. Eine weitere Stromrichterzustandsgröße ist das Übersetzungsverhältnis  $\bar{u}$  des Stromrichtertransformators. Die Zustandsgrößen der Wechselstromseite des Stromrichters sind durch den Betrag  $e$  und Winkel  $\varphi_e$  der Wechselspannung ( $e$  in Abb. 1) gegeben. Klammert man vorerst das Übersetzungsverhältnis  $\bar{u}$  aus, so erhält man für die Wechselstrom- und Gleichstromseite des Stromrichters insgesamt die 4 Zustandsgrößen, nämlich  $e$ ,  $\varphi_e$ ,  $u_{DC}$ ,  $\cos\theta$ . Zu ihrer Berechnung benötigt man ebenso viele Vorgabewerte.

Die erste Vorgabegröße resultiert aus der Bedingung, dass an der Schnittstelle zwischen Stromrichter und Gleichstromnetz die Bilanzgleichung (7) erfüllt sein muss.

$$\Delta \mathbf{i}_{b,k} = \mathbf{i}_{DC,k} - \mathbf{g}_{DC,k} \cdot \mathbf{u}_{DC} = 0 \quad (7)$$

Hierbei bedeutet  $k$  den Index des (fiktiven) Verbindungsknotens zwischen Stromrichter und Gleichstromleitung bzw. Gleichstromnetz und  $\mathbf{g}_{DC,k}$  die  $k$ -te Zeile der Admittanzmatrix  $\mathbf{G}$  des Gleichstromnetzes.

Vorgabewerte für die Wechselstromgrößen  $e$ ,  $\varphi_e$  ergeben sich, dem klassischen Ansatz der Lastflussrechnung nach dem Funktionalmatrizenverfahren entsprechend, aus den Wirk- und Blindleistungsresiduen des auf der Gleichstromseite befindlichen Knotens des Stromrichtertransformators, siehe Abb. 1, Knoten  $k$  bzw. Gl. (8), (9).

$$\Delta p_k = p_{g,k} - p_{b,k}(u_j, \varphi_{u,j}, e_k, \varphi_{e,k}) - p_{DC,k}(e_k, u_{DC,k}, \theta, \dots) = 0 \quad (8)$$

$$\Delta q_k = q_{g,k} - q_{b,k}(u_j, \varphi_{u,j}, e_k, \varphi_{e,k}) - q_{DC,k}(e_k, u_{DC,k}, \dots) = 0 \quad (9)$$

$p_{g,k}$ ,  $q_{g,k}$  Vorgegebene Wirk- und Blindleistungsbilanzen in Knoten  $k$  (0, da sich an Knoten  $k$  weder Lasten noch Einspeisungen befinden)

$p_{b,k}$ ,  $q_{b,k}$  Berechnete Wirk- und Blindleistungsflüsse in Knoten  $k$  aus Knoten  $j$

Somit besitzt das Lösungsgleichungssystem noch einen Freiheitsgrad, welcher durch eine Sollwertvorgabe festgelegt wird. Hierbei bestehen folgende Möglichkeiten:

- Wirkleistung oder Strom (Leistung bzw. Strom vom Stromrichter in das Gleichstromnetz eingespeist oder von dort abgenommen)
- Stromrichterspannung  $u_{DC}$ .
- Zünd-/Löschwinkel  $\theta$  bzw.  $\cos\theta$ .

Die erste oben genannte Variante wird durch Einführen eines Wirkleistungsresiduums, Gl. (10), oder eines analog formulierten Stromresiduums realisiert.

$$\Delta p_{DC,k} = p_{DC,soll,k} - P_{DC,k}(u_{DC,k}, u_{DC,l}, \dots) \quad (10)$$

Die Behandlung der letzten beiden Sollwertvorgaben wird im nächsten Kapitel erläutert.

Die Zustandsgrößen des Wechselstromteils des Netzes, nämlich die Spannungsbeträge und Spannungswinkel der entsprechenden Knoten, ergeben sich aus Leistungsresiduen, welche in Analogie zu Gl. (8), (9) angesetzt werden, jedoch ohne die Gleichstromleistungen  $p_{DC}$  und  $q_{DC}$ .

Fasst man sämtliche Residuen inklusive Bilanzgleichung (7) im Vektor  $\Delta r$  und sämtliche Zustandsgrößen in  $\Delta x$  zusammen, so lautet das Lösungsgleichungssystem:

$$\Delta r = F \cdot \Delta x \quad (11)$$

$F$  ist die Funktionalmatrix, welche sich aus den negativen Ableitungen der Residuen nach den Zustandsgrößen ergibt. Die Lösung des Problems (11) erfolgt, ausgehend von sinnvoll gewählten Anfangswerten der Zustandsgrößen, auf iterativem Wege.

## 4 Simulation der Regelungseigenschaften der HGÜ

Bei der HGÜ-Regelung werden zwei Hierarchieebenen unterschieden. Das Ziel der unteren Ebene besteht in der Erfüllung der Sollwertvorgaben, welche gleichzeitig, wie oben beschrieben, zur Festlegung der Stromrichterzustände dienen. In Tabelle 1 werden die hier realisierten Varianten der Stromrichter-Sollwertvorgaben angegeben. Links befinden sich die in Kap. 3 definierten Zustandsgrößen, rechts die aktiven Residuen.

Tabelle 1 Zulässige Varianten von Sollwertvorgaben für einen Stromrichter mit Angabe der jeweils aktiven Residuen, fix: feste Vorgabe des entsprechenden Sollwerts

Bez.	$p_{DC}, i_{DC}$	$\cos\theta$	$u_{DC}$	$e$	$\varphi_e$	$\ddot{u}$	Res.1 (7)	Res.2 (10)	Res.3 (8)	Res.4 (9)
A	/	fix	var	var	var	fest	$\Delta i_{b,DC}$	/	$\Delta p$	$\Delta q$
B	fix	var	var	var	var	fest	$\Delta i_{b,DC}$	$\Delta p_{DC}$	$\Delta p$	$\Delta q$
C	fix	var	var	var	var	fest	$\Delta i_{b,DC}$	$\Delta i_{DC}$	$\Delta p$	$\Delta q$
D	/	var	fix	var	var	fest	$\Delta i_{b,DC}$	/	$\Delta p$	$\Delta q$

Das Stromrichterübersetzungsverhältnis  $\ddot{u}$  wird in sämtlichen Varianten als fest vorgegeben behandelt. Somit scheinen Differentiale nach  $\ddot{u}$  in der Lösungsmatrix nicht auf, was relativ gute Konvergenzeigenschaften des Lösungsalgorithmus zur Folge hat. Die Wechselstrom-Zustandsgrößen  $e$  und  $\varphi_e$  sind durch die Residuen  $\Delta p$  Gl.(8) und  $\Delta q$  Gl.(9) definiert. Damit verbleiben vorerst  $\cos\theta$  und  $u_{DC}$  als freie Zustandsgrößen. Die Bilanz  $\Delta i_{b,DC}$  (Res.1 in Tab. 1 bzw. Gl. (7)) muss zur Verknüpfung von Stromrichter und Gleichstromnetz immer aktiv sein. Infolgedessen reduziert sich die Anzahl der Freiheitsgrade auf 1, weshalb pro Stromrichter nur ein einziger Sollwert vorgegeben werden kann. Wählt man dafür  $\cos\theta$  (Variante A) oder  $u_{DC}$  (Variante D), so wird die entsprechende Größe aus dem Zustandsgrößenvektor bzw. aus dem Lösungsgleichungssystem eliminiert. Eine Analogie zu dieser Prozedur stellt die Behandlung von Spannungsbeträgen bei PV-Knoten dar. Hierbei erübrigt sich die

Verarbeitung eines weiteren Residuums, und Res.2 verbleibt somit undefiniert, siehe Tab. 1. Soll dagegen ein Leistungs- oder Stromsollwert berücksichtigt werden, so ist gemäß Variante B und C Res.2 zu aktivieren.  $\cos\theta$  und  $u_{DC}$  sind nun freie Zustandsgrößen, welche sich aus der Lösung von Gl. (11) ergeben.

In der höheren Hierarchieebene der HGÜ-Regelung stellen sämtliche Sollwerte, also auch Übersetzungsverhältnisse  $\bar{u}$ , Variable einer Optimierungsprozedur dar [2]. Der Optimierungsalgorithmus stellt diese so ein, dass wahlweise entweder Grenzwertverletzungen oder Verluste minimiert werden. Im zweiten Fall werden Grenzwertverletzungen in Form von Sicherheitsnebenbedingungen behandelt.

Als Optimierungsalgorithmus kommt die Evolutionsstrategie [3] zum Einsatz. Die Stromrichtergrößen  $p_{DC}$ ,  $\cos\theta$ ,  $u_{DC}$  und  $\bar{u}$ , ferner die Spannungsbeträge von Generator- PV-Knoten und in gewissen Varianten auch die Übersetzungsverhältnisse von Netztransformatoren werden in einen Vektor verlagert, welcher von der Evolutionsstrategie als Individuum behandelt wird. Jedem Element (Objektparameter) eines Individuums ist ein Streuungswert (Strategieparameter) zugeordnet. Während des Ablaufs der Evolutionsstrategie werden die Objektparameter entsprechend ihren Streuungen variiert und bilden auf diese Weise Nachkommen. Daraus werden die Individuen mit den niedrigsten Zielfunktionswerten, welche gleichzeitig die Sicherheitsbedingungen erfüllen, ausgewählt. Sie bilden sodann die nächste Generation.

Es wird eine 3,18 Strategie angewendet (3 Eltern, 18 Nachkommen, Selektion ausschließlich aus Nachkommen), ferner intermediäre Rekombination aus zwei Elternindividuen, keine Korrelation der Strategieparameter. Die Anfangsstreuungen der Regelparameter betragen in den meisten Versuchen 2% (Spannungen), 10% (Transformatorstufen) und 20% (Stromrichterwinkel). Die evolutionsstrategischen Iterationen werden beendet, sobald die Änderungsrate der Optimierungsgewinne einen vorgegebenen Grenzwert unterschreitet.

## 5 Lastflussoptimierung und Zuverlässigkeitsanalyse

Die Zuverlässigkeitsanalyse basiert auf einem analytischen Ansatz und umfasst folgende Aktivitäten bzw. Algorithmen:

- Simulation von Betriebsmittelausfällen,
- Ermittlung der Wahrscheinlichkeiten der Ausfälle,
- Bewertung der Ausfallfolgen mittels Fehlereffektanalyse, Simulation korrekativer Maßnahmen,
- Wichtung der Ausfallwahrscheinlichkeiten mit dem Bewertungsindex der Ausfallfolgen,
- Akkumulation der gewichteten Ausfallwahrscheinlichkeiten zu einem System-Zuverlässigkeitsindex.

Wesentlichster Bestandteil der Fehlereffektanalyse ist die Lastflussrechnung. Sie stellt die Information über Grenzwertverletzungen sowie über die nicht lieferbare Last bereit. Korrektive Maßnahmen umfassen Zuschaltung von Reserveelementen, erforderlichenfalls Lastanpassungen sowie Veränderung der Regelparameter des Netzes. Die Simulation der zuletzt genannten Aufgabe erfolgt durch den oben beschriebenen Optimierungsalgorithmus.

In den vorliegenden Untersuchungen werden Ausfallsituationen bis zur 4. Ordnung simuliert. Die Wahrscheinlichkeiten der Ausfälle werden mittels Markov-Methode berechnet [4]. Die

Resultate umfassen die Ausfallhäufigkeit in 1/a, die Zeitnichtverlässlichkeit bzw. akkumulierten Ausfallstunden pro Jahr und die Energienichtverlässlichkeit bzw. den Quotienten zwischen nicht gelieferter Energie und Jahresarbeit.

## 6 Zuverlässigkeitsanalyse eines Hochspannungsnetzes

### 6.1 Netzstruktur

Die Basis für die vorliegenden Untersuchungen bildet ein Netz mit 100 Knoten und den Spannungsebenen 220-kV und 380-kV für einen Starklastfall, siehe vereinfachte Darstellung in Abb. 2. Rund 4600 MW werden in das interne 110-kV- Netz eingespeist. Dem sind Leistungstransporte von Ost Richtung Süd/West und Süd von 1390MW überlagert, was zu über der n-1-Grenze liegenden Auslastungen einiger 220-kV- Leitungen führt. Das externe Netz wird durch ein Extended-Ward-Equivalent [5] nachgebildet.

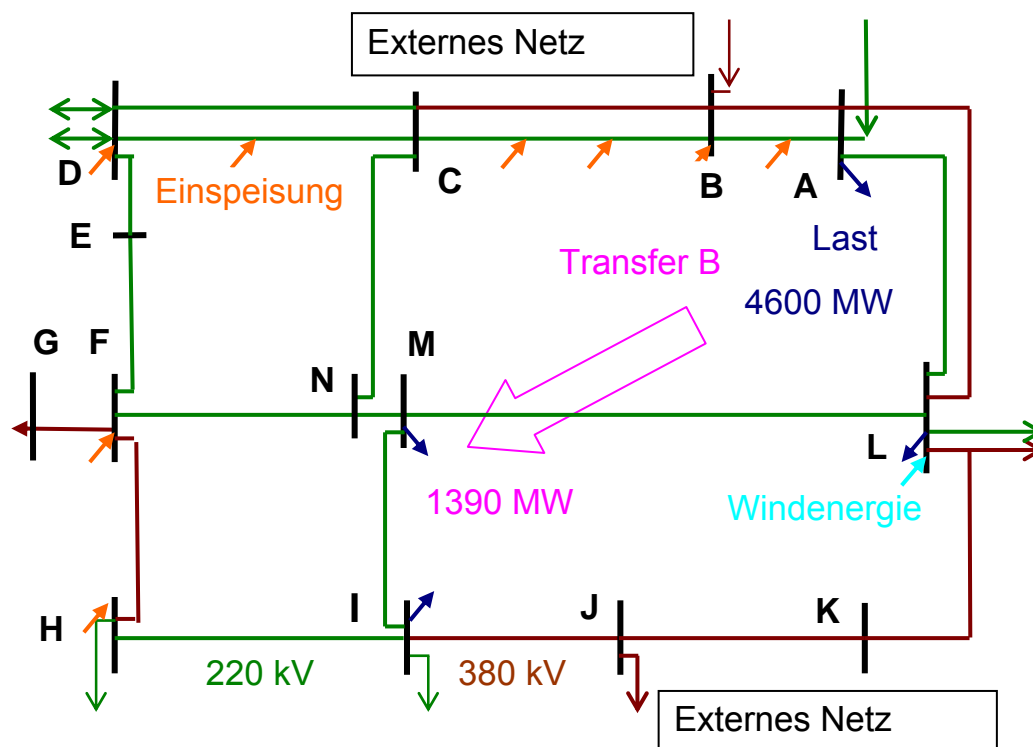


Abbildung 2: Vereinfachte Darstellung des Drehstromnetzes

In Abb. 3 ist das Schema des HGÜ-Netzes in der Variante "Ringnetz" dargestellt. Die Stromrichter werden als 12-pulsige Bipolarsysteme  $\pm 500\text{kV}$  modelliert. Weitere Varianten, nämlich Gleichstromleitung, Baum- und Schienenstruktur werden in [6] dargestellt. Die Trassenlänge zwischen Knoten L und G beträgt in einer Richtung ca. 700km. Für die Stromrichter werden folgende Sollwerte vorgegeben: Leistungen in den Knoten B, D, F, H, J und L, Spannung in Knoten G. Die extern vorgegebenen Sollwertbeträge sind in Abb. 3 eingetragen.

Bei aktiver evolutionsstrategischer Optimierung werden in den im Verlaufe der Zuverlässigkeitsanalyse durchgeführten Ausfallsimulationsrechnungen zur Minimierung des Ausmaßes allenfalls auftretender Grenzwertverletzungen folgende Regelungsparameter variiert:

- Sollleistungen und Sollspannungen der Stromrichter
- Stufenstellungen der Stromrichtertransformatoren
- Generator-Blindleistungsregelung mittels Spannungsbeträgen von PV-Knoten
- Stufenstellungen der Netztransformatoren 380-kV/220-kV

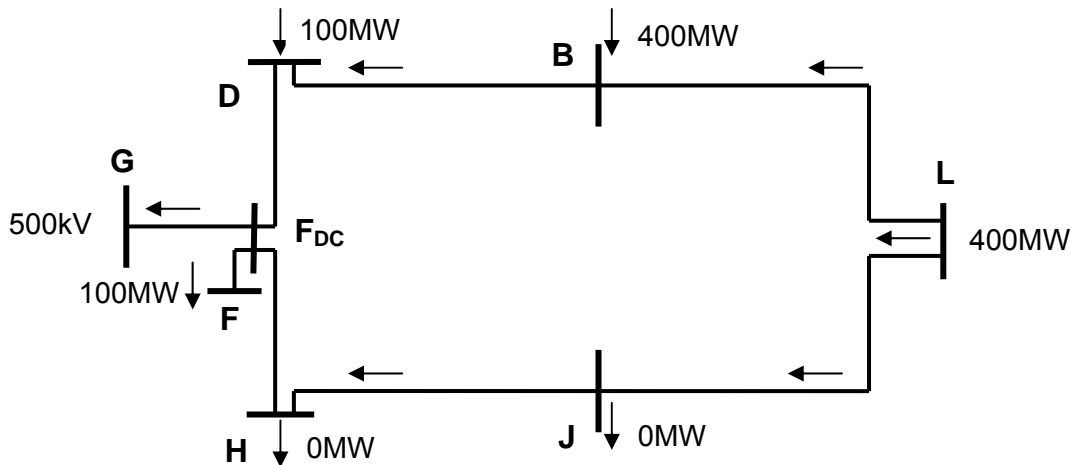


Abbildung 3: Gleichstromnetz, Struktur d (Ringstruktur)

## 6.2 Bezeichnungsweise der Netz- und Regelungsvarianten

1. Zeichen: Netzvariante Drehstromsystem.

Nr.3: 380-kV-Netz gemäß Abb. 2, braun

Nr.2: Wie Nr.3, Transfer B reduziert um 500MW

Nr.4: Offene Ringe im 380-kV-Netz geschlossen (grün → braun), Last wie Nr.3.

2. Zeichen: Netzvariante Gleichstromsystem.

'b': Baumstruktur [6]

'c': Schienenstruktur, Knoten L – B – D - F<sub>DC</sub> – G umfassend

'd': Ringnetz

'-': kein Gleichstromnetz

3. Zeichen: Regelungsvariante.

'p': Sollleistungen und Sollspannungen der Stromrichter, Stufenstellungen der Stromrichtertransformatoren und der Phasenschieber, Spannungen von PV-Knoten. Kein DC-Netz: Phasenschieber und PV-Knoten

't': Zusätzlich Stufenstellungen der Netztransformatoren

'o': Keine Regelung mit Ausnahme der Generator-PV-Knoten

## 6.3 Zuverlässigkeitsdaten der Netzkomponenten

Für Stromrichtertransformatoren werden dieselben Zuverlässigkeitsdaten wie bei den anderen Transformatoren verwendet (Ausfallhäufigkeit 0,116/a, mittlere Ausfalldauer 28,6h). Zuverlässigkeitsindizes von Stromrichterbrücken werden angenommen (Ausfallhäufigkeit 0,022/a, mittlere Ausfalldauer 24h). Für die restlichen Betriebsmittel werden Standardwerte verwendet [7].

## 6.4 Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalysen

### 6.4.1 Analyse ohne aktiver evolutionsstrategischer Optimierung

Die Sollwerte der HGÜ-Systeme werden nicht verändert, lediglich die Blindleistungsregelung der PV-Knoten ist während der Lastflussiterationen aktiv.

Betrachtet man in Abb. 4 vorerst die ohne Berücksichtigung eines Gleichstromnetzes berechneten Fälle 2-o und 3-o, so erkennt man deutlich die starke Abhängigkeit der Nichtverlässlichkeit des Systems von der Belastung. Verstärkungsmaßnahmen im 380-kV-Netz bewirken eine deutliche Verbesserung der Systemzuverlässigkeit, siehe Variante 4-o.

Auch die Alternativvarianten mit überlagerten Gleichstromnetzen erbringen deutliche Verbesserungen, wie aus Abb. 4, Variante 3bo, 3co und 3do, zu entnehmen ist, wobei die Zuverlässigkeitsgewinne in der angegebenen Reihenfolge zunehmen, also Ringstruktur (d) erbringt das beste Resultat und Baumstruktur (b) den geringsten Gewinn.

Bemerkenswert ist jedoch, dass Strukturvariante 4 (Verstärkungen in der 380-kV-Spannungsebene) bessere Zuverlässigkeiten aufweist als die beste Gleichstromnetzvariante, vgl. 3do mit 4-o. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass Variante 4 eine geringere Anzahl von Netzregelungs-Freiheitsgraden besitzt als die Varianten 3b, 3c und 3d. Eine endgültige Aussage darüber, ob die Verstärkung des Drehstromnetzes eine bessere Zuverlässigkeit als ein überlagertes Gleichstromnetz ergibt, kann daher erst nach Durchführung von Versuchen mit aktivierten Regelungsparametern erfolgen.

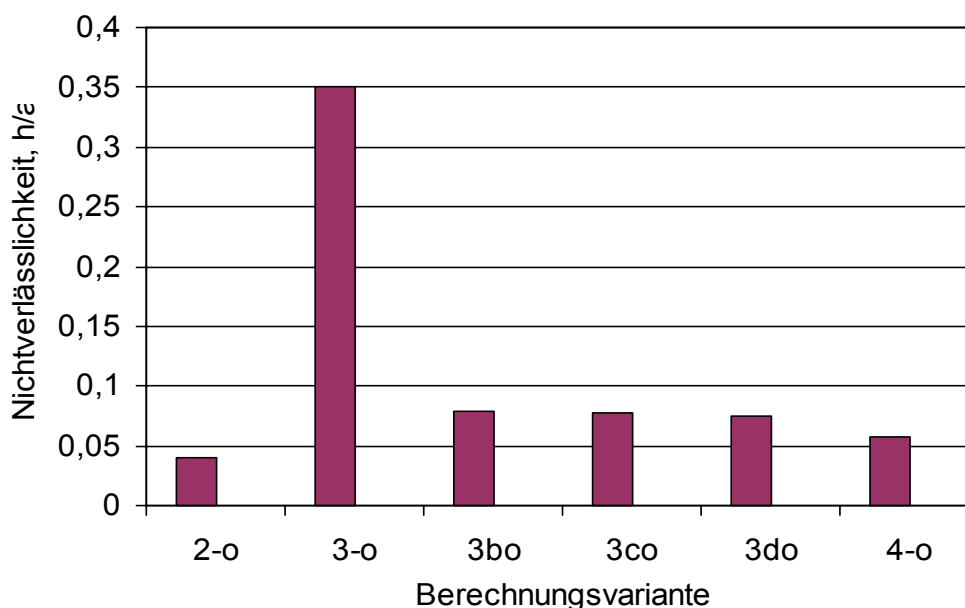


Abbildung 4: System- Energienichtverlässlichkeiten, keine Optimierung

### 6.4.2 Analyse mit aktiver evolutionsstrategischer Optimierung

Aus Abb. 5 ist zu entnehmen, dass sich in allen Fällen durch Regelung der Netzparameter Verbesserungen der Zuverlässigkeitsindizes erreichen lassen. Dies gilt nicht nur für die Varianten mit überlagertem Gleichstromnetz. Insbesondere bei Netzstruktur 3- (ohne Gleichstromnetz) beobachtet man eine starke Reduktion der Nichtverlässlichkeit, und zwar bereits dann, wenn die Transformatorregelung – abgesehen von den Phasenschiebern –



deaktiviert ist (vgl. Variante 3-o mit 3-p). Dagegen ist das Verbesserungspotential der Zuverlässigkeit durch Parameterregelung bei vorhandenem Gleichstromnetz wesentlich geringer, vgl. Variante 3do und 3dp. Ähnliche Relationen – lediglich geringe Verbesserungen – beobachtet man auch bei dem verstärkten Drehstromnetz, vgl. Variante 4-o mit 4-p. Dies ist eine Folge dessen, dass sowohl bei Variante 3d als auch bei 4- bereits ohne Aktivierung der Regelparameter ein relativ hohes Zuverlässigkeitsniveau erreicht wird.

Die zusätzliche Regelung der Stufenstellungen der Netztransformatoren hat positive, allerdings nicht sehr stark ausgeprägte Effekte. Die Zunahme der Energienichtverlässlichkeit in Variante 3-t gegenüber 3-p widerspricht der Erwartung, da in 3-t eine größere Anzahl von Regelungsparametern aktiv ist als in 3-p. Versuche zeigten, dass dies ein Effekt der Arbeitsweise der Evolutionsstrategie ist [6]. Nach Veränderung der Streuungen der Transformatorstufen liefert Variante 3-t erwartungsgemäß geringere Nichtverlässlichkeiten als 3-p.

Die generell geringen Nichtverlässlichkeiten der Varianten 4 lassen den Schluss zu, dass ein Ausbau der 380-kV-Spannungsebene für das vorliegende System mehr Gewinn an Zuverlässigkeit erbringt als die Errichtung eines überlagerten Gleichstromnetzes.

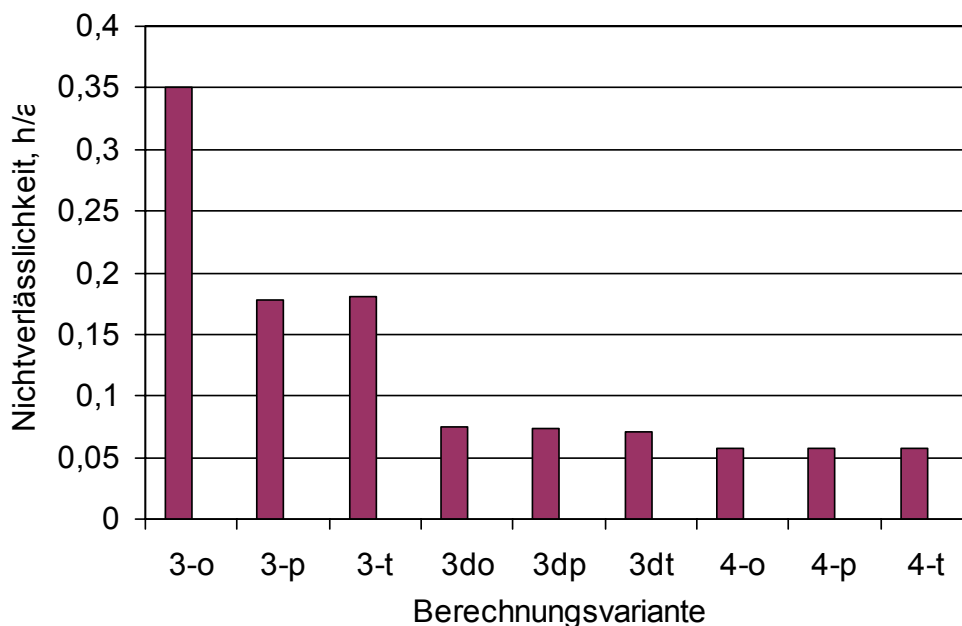


Abbildung 5: System- Energienichtverlässlichkeiten, Optimierung.

## 7 Zusammenfassung

Zwei Ausbauvarianten zur Verbesserung der Zuverlässigkeit eines stark belasteten Hochspannungs-Übertragungsnetzes werden untersucht, und zwar Ringschlüsse in der 380-kV-Spannungsebene und Errichtung eines dem Drehstromnetz überlagerten Hochspannungs-Gleichstromnetzes.

Ein überlagertes Gleichstromnetz bewirkt bei allen betrachteten Strukturvarianten eine deutliche Verbesserung der Systemzuverlässigkeit. Dies trifft nicht nur für die Berechnungsfälle mit aktivierter evolutionsstrategischer Optimierung zu, sondern auch für die Fälle mit festgehaltenen Netzregelparametern. (PV-Spannungsregelung ist immer aktiv). Die

Gleichstromnetz-Ringstruktur erbringt tendentiell das beste Ergebnis, gefolgt von der Schienenstruktur und danach der Baumstruktur. Die höchste Zuverlässigkeit beobachtet man jedoch bei der Variante "vollständig ausgebautes 380-kV-Netz".

Das Verbesserungspotential der Zuverlässigkeit durch evolutionsstrategische Parameterregelung ist bei den Netzvarianten mit Gleichstromnetz geringer als bei den anderen Varianten. Zu begründen ist dies damit, dass die durch die Stromrichter zusätzlich verfügbaren Freiheitsgrade auch ohne Anwendung der Evolutionsstrategie eine flexiblere Einstellung der Lastflussverteilung erlauben, als dies in den Netzvarianten ohne überlagertes Gleichstromsystem der Fall ist.

Die mittels Evolutionsstrategie erreichbaren Verlustreduktionen fallen bei den Varianten mit überlagertem Gleichstromnetz höher aus als bei den anderen vergleichbaren Systemen [6]. Dies ist abermals ein Effekt der durch die Stromrichter zusätzlich eingebrachten Regelgrößen. Dennoch nimmt das Minimum der Variante "vollständig ausgebautes 380-kV-Netz" den kleinsten Absolutwert aus allen durchgeführten Versuchen an [6].

Die Resultate der vorliegenden Untersuchungen lassen somit den Schluss zu, dass ein Ausbau der 380-kV-Spannungsebene für das vorliegende System sowohl hinsichtlich Zuverlässigkeit als auch hinsichtlich Verluste vorteilhafter ist als die Überlagerung eines schwächer dimensionierten 380-kV-Netzes durch ein Gleichstromnetz.

## 8 Literatur

[1] G. Theil: Berücksichtigung von Gleichstromübertragungsnetzen in der Lastflussrechnung Forschungsbericht FB 2/2012. Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien 2012.

[2] G. Theil: Berücksichtigung von Stromrichtern in der Lastflussrechnung mit evolutionsstrategischer Optimierung. Forschungsbericht FB 1/2013. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, 2013.

[3] Hans-Paul Schwefel: Numerische Optimierung von Computer-Modellen mittels der Evolutionsstrategie. Birkhäuser Verlag Basel und Stuttgart 1977.

[4] G. Theil: Programm zur Zuverlässigkeitsabschätzung von Hochspannungsnetzen, Eingabedokumentation. Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Technische Universität Wien, Oktober 2010.

[5] F.F. Wu, A. Monticelli: A critical review of external network modeling for online security analysis. Electrical Power and Energy Systems, Vol. 5 (1983), No. 4, pp. 222 - 235.

[6] G. Theil: Einfluss von Hochspannungs-Gleichstromsystemen auf die Zuverlässigkeit von Übertragungsnetzen. Forschungsbericht FB 3/2013. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, 2013.

[7] G. Theil: Ermittlung der Zuverlässigkeitsindizes von Betriebsmitteln des österreichischen Höchstspannungsnetzes - Problem homogener Datenbasen. Forschungsbericht FB 1/2014. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Technische Universität Wien, 2014.