

# Untersuchung der Interoperabilität verschiedener Netzplanungswerkzeuge

Dr.-Ing. Frey FLOREZ<sup>1</sup>

Sultan Nasiruddin AHMED<sup>2</sup>, Nickan GOLESTANI<sup>3</sup>, Niklas ERLE<sup>4</sup>

Santiago MESA<sup>5</sup>

**Kurzfassung:** In diesem Beitrag wird eine Methode vorgestellt, um Netzplanungswerkzeuge miteinander vergleichen zu können. Hierbei wird auf etablierte Methoden aus dem Softwareentwicklungsprozess zurückgegriffen. Zwei grundlegende Elemente der Qualitätssicherung im Software-Engineering, Unit-Tests und Integrationstests, werden extrapoliert und erweitert, um die aktuellen Anforderungen des Übertragungsnetzes und seine Integration in das Stromnetz zu berücksichtigen. Am Beispiel der Netzplanungswerkzeuge INTEGRAL und PowerFactory wird anschließend demonstriert, welche Auswirkungen Unterschiede in der Modellierung von Elementen des Energieversorgungssystems haben.

**Keywords:** Übertragungsnetz, Unit-Tests, Integrationstests, FACTS, SSSC, Netzsicherheit

## 1 Einleitung

Die Erreichung der klimapolitischen Ziele der Europäischen Union erfordern eine weitreichende Veränderung des Energiesystems. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber untersuchen im Rahmen von Netzplanungsprozessen notwendige Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen, um auch zukünftig eine zuverlässige und sichere Netzinfrastruktur bereitzustellen [1].

Die Randbedingungen und Bewertungskriterien für die Netzplanungsprozesse sind in den Planungsgrundsätzen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst. Insbesondere relevant sind dabei Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen, Untersuchung von Stabilitätskriterien und die Versorgungszuverlässigkeit [2]. Um allen Aspekten der Netzplanung gerecht zu werden sind in der Regel mehrere Netzplanungswerkzeuge notwendig. Die Interoperabilität der Netzplanungswerkzeuge ist eine zunehmend wichtige Fragestellung in der Anwendung.

Im Rahmen dieses Beitrags wird daher ein Vergleich zwischen den zwei Netzplanungswerkzeugen INTEGRAL<sup>6</sup> und PowerFactory<sup>7</sup> durchgeführt. Der Fokus liegt dabei auf der Identifikation von Unterschieden in den internen Modellen dieser beiden

---

<sup>1</sup> Dr.-Ing. Frey Florez TransnetBW GmbH, f.florez@transnetbw.de, <https://www.transnetbw.de/>

<sup>2</sup> Sultan Nasiruddin Ahmed, FGH GmbH, sultan.ahmed@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>3</sup> Nickan Golestani, FGH GmbH., nickan.golestani@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>4</sup> Niklas Erle, FGH e.V., niklas.erle@fgh-ma.de, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>5</sup> Santiago Mesa, Smart Wires Inc, santiago.mesa@smartwires.com, <https://www.smartwires.com/>

<sup>6</sup> INTEGRAL, FGH GmbH, <https://www.fgh-ma.de/>

<sup>7</sup> PowerFactory, DlgSILENT GmbH, <https://www.digsilent.de/>

Netzplanungswerkzeuge. Weiterhin werden Möglichkeiten dargestellt, um Differenzen zwischen den Netzbetriebsmittelmodellen zu beheben.

## 2 Analyse

Im Folgenden werden die relevanten Betriebsmittelmodelle eingeführt, welche im Rahmen dieses Beitrags untersucht werden. Hierbei wird insbesondere auf die Unterschiede der Betriebsmittelmodelle in den Netzplanungswerkzeugen eingegangen.

### 2.1 Transformatoren

Die Modellbildung für Transformatoren in den beiden Netzplanungswerkzeugen ist leicht unterschiedlich. In INTEGRAL wird das  $\pi$ -Ersatzschaltbild angewendet. PowerFactory nutzt hingegen das T-Ersatzschaltbild. Die Streuinduktivität sowie die Kupferverluste der Sekundärseite werden über einen idealen Übertrager auf die Sekundärseite transformiert. Alle Werte des Ersatzschaltbildes werden dabei im per-unit-System eingetragen. In INTEGRAL hingegen werden die absoluten physikalischen Größen angegeben.

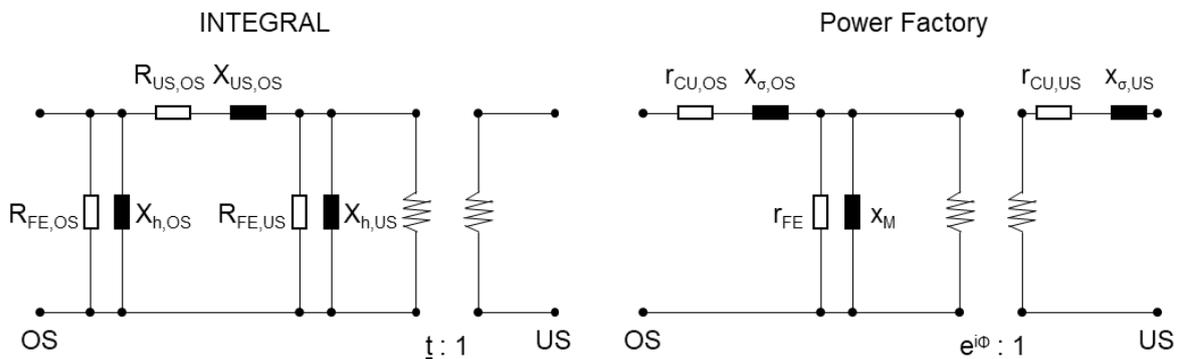


Abbildung 1: Ersatzschaltbilder für Zweiwicklungstransformatoren

Weiterhin werden in Power Factory explizite Vorgaben für die stufenabhängige Kurzschlussspannung  $u_k$  und Kurzschlussleistung  $P_k$  vorgegeben. INTEGRAL nutzt eine verallgemeinerte Approximation in Abhängigkeit der aktuellen Stufenstellung  $s$ , sowie der Werte für  $u_k$  und  $P_k$  in Mittelposition ( $s = s_{mit}$ ), Minimalposition ( $s = s_{min}$ ) und Maximalposition ( $s = s_{max}$ ). Hierdurch ergibt sich die folgende Transformation der stufenabhängigen Größen:

$$u_k(s) = u_{k,s=s_{mit}}(as^2 + bs + 1),$$

$$\text{mit } a = \frac{u_{k,s=s_{max}} + u_{k,s=s_{min}} - 2u_{k,s=s_{mit}}}{2u_{k,s=s_{mit}}s_{max}^2} \text{ und } b = \frac{u_{k,s=s_{max}} - u_{k,s=s_{min}}}{2u_{k,s=s_{mit}}s_{max}}$$

$$P_k(s) = P_{k,s=s_{mit}}(cs^2 + ds + 1),$$

$$\text{mit } c = \frac{P_{k,s=s_{max}} + P_{k,s=s_{min}} - 2P_{k,s=s_{mit}}}{2P_{k,s=s_{mit}}s_{max}^2} \text{ und } d = \frac{P_{k,s=s_{max}} - P_{k,s=s_{min}}}{2P_{k,s=s_{mit}}s_{max}}$$

## 2.2 Flexible AC Transmission Systems

Flexible AC Transmission Systems sind eine Teilmenge elektrischer Betriebsmittel, die aktiv Lastflüsse und Spannungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen beeinflussen können. Im Rahmen dieses Beitrags wird der Static Synchronous Series Compensator (SSSC) untersucht. [3]

SSSC bestehen typischerweise aus einem Wechselrichter, welcher über einen Transformator in Serie mit einer Übertragungsleitung geschaltet wird. Über den Wechselrichter kann eine Spannung in Serie mit der Übertragungsleitung eingeprägt werden und somit die Übertragungsleistung über die Leitung eingestellt werden. Eine detaillierte Darstellung des Aufbaus eines SSSC ist in Abbildung 1 gegeben.

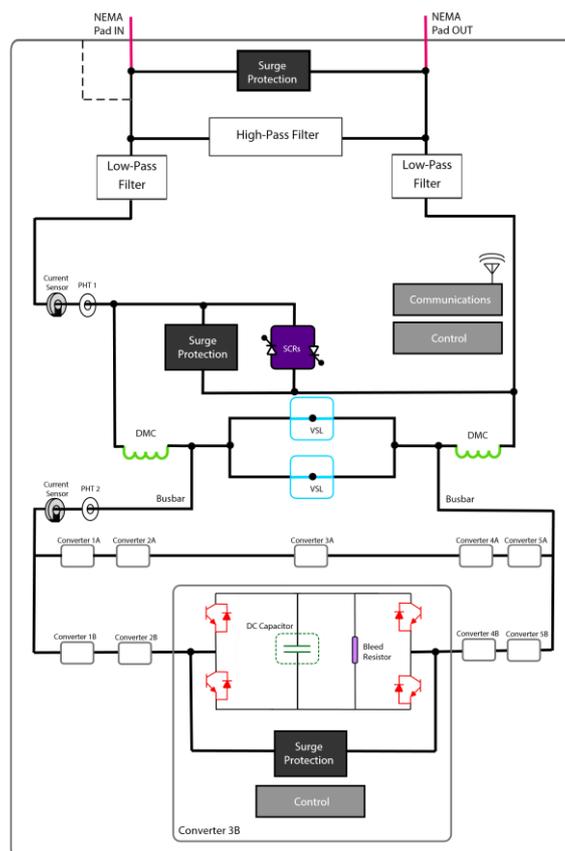


Abbildung 2: Aufbau eines SSSC

Die Regelung der SSSC unterscheidet die folgenden Betriebsmodi:

- **Reactance Mode:** SSSC wirkt wie eine regelbare Reaktanz
- **Voltage Mode:** SSSC wirkt wie eine Spannungsquelle
- **Current Control Mode:** SSSC regelt den Stromfluss über die Leitung
- **Bypass Mode:** SSSC wird umgangen

Die unterschiedlichen Betriebsmodi können in Netzplanungswerkzeugen über eine Anpassung der Jacobi-Matrix im Lastfluss berücksichtigt werden [3].

### 3 Methodik

Ziel dieses Beitrags ist die vergleichende Gegenüberstellung der Ergebnisse der beiden Netzplanungswerkzeuge INTEGRAL und PowerFactory. Hierfür wird auf etablierte Methoden aus dem Softwareentwicklungsprozess zurückgegriffen. Zum einen werden Unit Tests durchgeführt, welche einzelne Komponentenmodelle im Detail überprüfen. Weiterhin wird in Integrationstests die Wirkung unterschiedlicher Komponenten geprüft [4]. Die hier verwendete Methodik berücksichtigt noch mehr Elemente der Softwareentwicklung, aber es werden nur die Aspekte im Zusammenhang mit den Testarten hervorgehoben.

#### 3.1 Unit Tests

Durch die Unit Tests werden einzelne Komponentenmodelle untersucht und miteinander verglichen. Für Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren sieht der Versuchsaufbau vor, dass an der Unterspannungsseite (US) und Oberspannungsseite (OS) der Komponentenmodelle jeweils externe Netzeinspeisungen modelliert werden. Somit kann der Fluss auf den Transformatoren genau eingestellt und die Berechnungsergebnisse miteinander verglichen werden. Die Tertiärseite (T) der Dreiwicklungstransformatoren bleibt für diese Tests im Leerlauf.

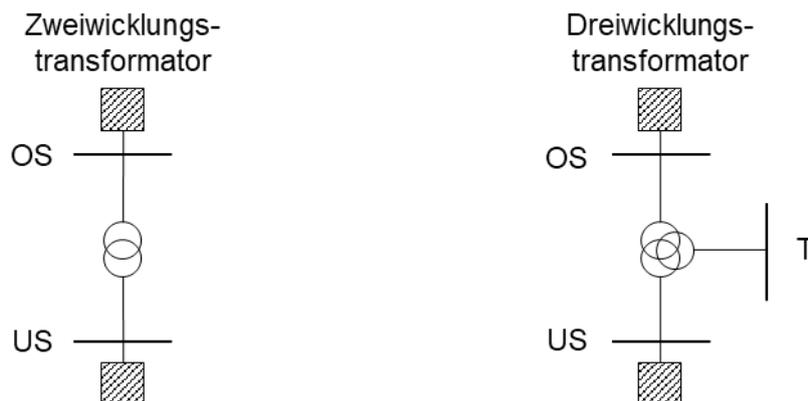


Abbildung 3: Unit Tests für Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren

Um das Stellvermögen der Phasenschiebertransformatoren beurteilen zu können, ist ein paralleler Pfad notwendig, welcher die verdrängten Flüsse aufnehmen kann. Dies wird über einen parallelen Zweig bestehend aus einem äquivalenten, unregulierten Betriebsmittel ermöglicht.

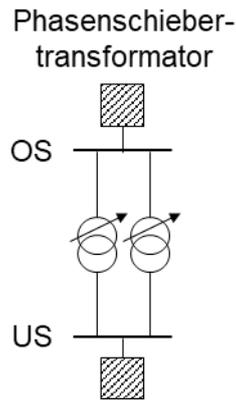


Abbildung 4: Unit Tests für Phasenschiebertransformatoren

### 3.2 Integrationstest

Im Integrationstests soll das Zusammenwirken mehrerer unterschiedlicher Betriebsmittelmodelle geprüft werden. Zu diesem Zweck wird im Rahmen dieses Papers ein Testnetz genutzt, welches auf dem IEEE-39-Knoten Testnetz basiert [5].

Weiterhin wird in dem Integrationstest geprüft, welche Auswirkungen die Berücksichtigung von Gegenmaßnahmen in der Betriebsplanung der Übertragungsnetzbetreiber hat. Unter Gegenmaßnahmen wird in diesem Beitrag der Abruf von Redispatch und der netzdienliche Einsatz von SSSCs verstanden. Zu diesem Zweck werden drei Last- und Einspeisesituationen im Netzdatensatz berücksichtigt:

- **Kritische Situation:** hoher Einsatz von Gegenmaßnahmen notwendig, um Netzsicherheit gewährleisten zu können
- **Moderate Situationen:** minimaler Einsatz von Gegenmaßnahmen notwendig, um Netzsicherheit gewährleisten zu können
- **Unkritische Situation:** kein Einsatz von Gegenmaßnahmen notwendig, um Netzsicherheit gewährleisten zu können

Für diese Fälle wird untersucht, ob wartungsbedingte Außerbetriebnahmen von einer bis zu vier Leitungen in der Betriebsplanung möglich sind. Die Gewährleistung der Netzsicherheit wird über den Einsatz von Redispatch, sowie einem kurativen Einsatz von SSSCs ermöglicht. Durch dieses Vorgehen kann gewährleistet werden, dass das Modell der SSSCs in beiden Netzplanungswerkzeugen in einem möglichst breiten Spektrum untersucht wird. Dies schließt mit ein, dass alle Betriebsmodi des SSSCs eingesetzt werden.

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Unit Tests

#### 4.1.1 Test 1: Kurzschlussstromrechnung bei Zweiwicklungstransformatoren

Für den ersten Test wird eine Kurzschlussstromrechnung für zehn unterschiedliche Modelle von Zweiwicklungstransformatoren in den Netzplanungswerkzeugen durchgeführt. Das Impedanzkorrekturverfahren nach Norm IEC 60909-0:2016 wird in beiden Netzplanungswerkzeugen deaktiviert. Wie in Kapitel 3 beschrieben, sind an Ober- und

Unterspannungsseite Ersatznetzmodelle angeschlossen. Folgende Fehlerarten werden untersucht:

- Dreipoliger Kurzschluss
- Einpoliger Kurzschluss mit Sternpunktterdung an Fehlerort
- Einpoliger Kurzschluss mit ober- und unterspannungsseitiger Sternpunktterdung

Insgesamt ergibt sich daher für diesen Test für die zehn untersuchten Zweiwicklungstransformatormodelle eine Stichprobengröße von 60. Diagramm 1 zeigt die relativen Fehler für alle untersuchten Vergleichsrechnungen. Der maximale relative Fehler zwischen den Berechnungsergebnissen der beiden Netzplanungswerkzeuge beträgt 0,12 %. Der Test kann daher als erfolgreich bewertet werden.

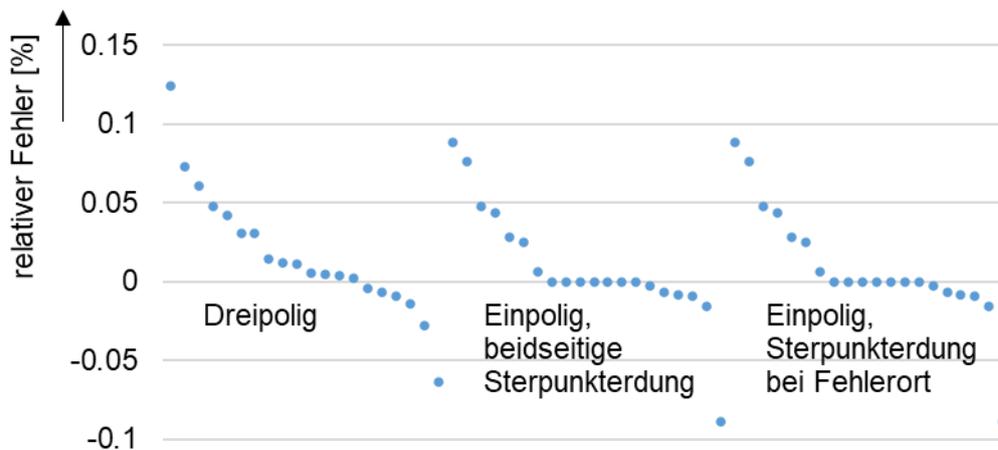


Diagramm 1: Relative Fehler für Kurzschlussströme bei Zweiwicklungstransformatoren

#### 4.1.2 Test 2: Stufenstellung von Phasenschiebertransformatoren

Die Verstufung von Phasenschiebertransformatoren ist eine wirksame Maßnahme zur gezielten Steuerung von Lastflüssen im Netzbetrieb. Im Rahmen der Unit Tests wird daher untersucht, welche Auswirkungen die möglichen Stufenstellungen von insgesamt zehn unterschiedlichen Phasenschiebertransformatormodellen hervorrufen. Die wesentliche Messgröße ist in diesem Fall der Wirkfluss über den Phasenschiebertransformator.

Diagramm 2 zeigt die relativen Fehler der Wirkflussübertragung über die Phasenschiebertransformatoren. Insgesamt ergibt sich eine Stichprobengröße von 502. Die Stichprobengröße ergibt sich aus den zehn Phasenschiebertransformatoren mit Stufenbereichen zwischen 33 und 65 Stufen. Die höchste Abweichung zwischen den Vergleichsrechnungen liegt bei 2,3 %. Dieser hohe relative Fehler befindet sich im Bereich sehr kleiner Übertragungsleistungen (< 1 MW). Der absolute Fehler liegt in diesem Fall bei lediglich 0,01 MW. Dieser Ausreißer kann daher bei der Bewertung des Tests vernachlässigt

werden. Alle weiteren Vergleichsrechnungen weisen eine relative Abweichung < 1 %. Der Test kann somit als erfolgreich bewertet werden.

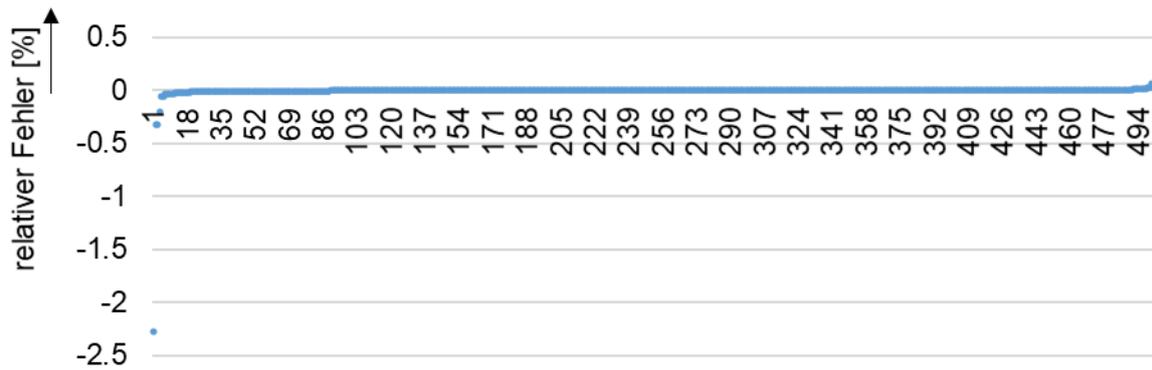


Diagramm 2: Relativer Fehler des Wirkflusses über Phasenschiebertransformator

#### 4.1.3 Test 3: Kurzschlussstromrechnung bei Dreiwicklungstransformatoren

Für den dritten Test wird eine Kurzschlussstromrechnung für zehn unterschiedliche Modelle von Dreiwicklungstransformatoren in den Netzplanungswerkzeugen durchgeführt. Das Impedanzkorrekturverfahren nach Norm IEC 60909-0:2016 wird in beiden Netzplanungswerkzeugen deaktiviert. Wie in Kapitel 3 beschrieben, sind an Ober- und Unterspannungsseite Ersatznetzmodelle angeschlossen. An der Tertiärwicklung wird kein Ersatznetzmodell angeschlossen. Folgende Fehlerarten werden untersucht:

- Dreipoliger Kurzschluss
- Einpoliger Kurzschluss mit Sternpunktterdung an Fehlerort
- Einpoliger Kurzschluss mit ober- und unterspannungsseitiger Sternpunktterdung

Insgesamt ergibt sich daher für diesen Test für die zehn untersuchten Dreiwicklungstransformatormodelle eine Stichprobengröße von 60. Diagramm 3 zeigt die relativen Fehler für alle untersuchten Vergleichsrechnungen. Der maximale relative Fehler zwischen den Berechnungsergebnissen der beiden Netzplanungswerkzeuge beträgt 0,05 %. Der Test kann daher als erfolgreich bewertet werden.

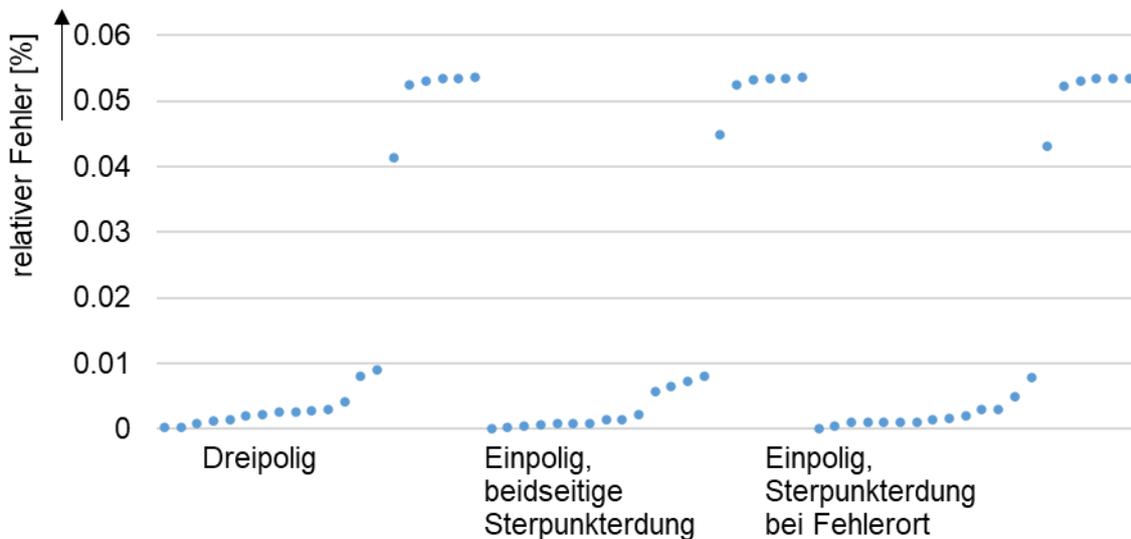


Diagramm 3: Relative Fehler für Kurzschlussströme bei Dreiwicklungstransformatoren

#### 4.1.4 Test 4: Einfluss der Spannungsregelung

Die Änderung der Stufenstellung zur Beeinflussung des Übersetzungsverhältnisses wird im Betrieb elektrischer Übertragungsnetze zur Steuerung der Spannungen genutzt. Daher wird in diesem Beitrag untersucht, welche Unterschiede sich zwischen den beiden Netzplanungswerkzeugen bei unterschiedlicher Stufenstellung ergeben. Es werden daher für zehn unterschiedliche Zweiwicklungstransformatoren untersucht, welche Differenzen sich bei einer Verstufung der Transformatoren in Lastflussrechnungen zeigen.

Diagramm 4 zeigt die relativen Fehler in den Knotenspannungen bei aktiver Spannungsregelung von Zweiwicklungstransformatoren. Der maximale relative Fehler beträgt circa 0,06 %.

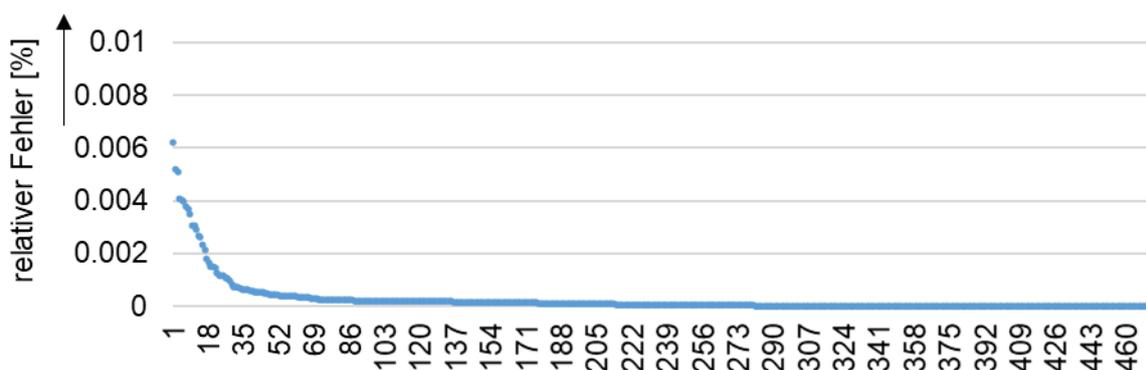


Diagramm 4: Relative Fehler in den Knotenspannungen bei aktiver Spannungsregelung von Zweiwicklungstransformatoren

Die Auswirkung der Spannungsregelung auf die übertragene Wirkleistung wird im Rahmen dieses Tests ebenfalls untersucht. Diagramm 5 zeigt alle relativen Fehler der übertragenen Wirkleistung zwischen INTEGRAL und PowerFactory. Es ergeben sich insgesamt sieben Fehler, die den Schwellwert von 1 % überschreiten. Für diese Rechnungen wird jedoch nur eine geringe Wirkleistungsübertragung (< 1 %) angenommen, weshalb sich absolute Abweichungen von maximal 1,5 kW die hohen relativen Fehler erklären. Diese Situationen

können daher bei der Bewertung der Berechnungsgüte vernachlässigt werden. Insgesamt kann der Test somit als erfolgreich bewertet werden.

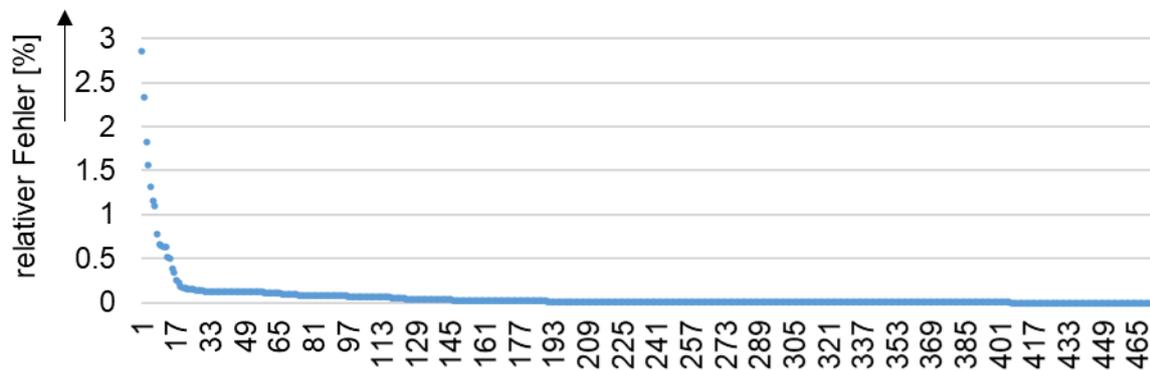


Diagramm 5: Relativer Fehler der übertragenen Wirkleistung bei aktiver Spannungsregelung von Zweiwicklungstransformatoren

## 4.2 Integrationstest

### 4.2.1 Test 5: Lastflussrechnung für ausgedehntes Testsystem

Für den Integrationstest wird ein Lastfluss für das IEEE-39-Knoten-Testsystem mit einer festen Einspeise- und Lastsituation in beiden Netzplanungswerkzeugen berechnet. Tabelle 1 fasst die relativen Fehler für den Integrationstest zusammen. Die maximalen, relativen Fehler zwischen den Berechnungsergebnissen sind vernachlässigbar klein. Auch der Integrationstest kann daher als erfolgreich bewertet werden.

Maximaler, relativer Fehler [%]	Knotenspannung	Wirkleistungsübertragung
		0,003

Tabelle 1: Relative Fehler für Integrationstest

### 4.2.2 Test 6: Einfluss von Gegenmaßnahmen

Zunächst wird geprüft, ob durch beide Netzplanungswerkzeuge das gleiche Ergebnis bei der Bewertung der Netzsicherheit erreicht werden kann. In insgesamt 13 Szenarien wird geprüft, ob sich durch vier unterschiedliche Außerbetriebnahmen (AB 1-4) kritische Systemzustände für die Last- und Einspeisesituation aus Kapitel 3.2 ergeben. Ein Systemzustand wird als kritisch eingestuft, wenn die Auslastung von mindestens einem Transformator oder einer Leitung im (n-1)-Fall größer als 100 % ist. Mögliche Gegenmaßnahmen sind dabei der Einsatz von Redispatch (RD), der Einsatz eines SSSC, sowie der Einsatz eines SSSCs in Current Control Mode (CC).

Szenario	INTEGRAL				Power Factory			
	AB 1	AB 1+2	AB 1+2+3	AB 1+2+3+4	AB 1	AB 1+2	AB 1+2+3	AB 1+2+3+4
unkritisch								
moderat								
moderat + RD								
moderat + SSSC								
moderat + RD + SSSC								
moderat + SSSC(CC)								
moderat + RD + SSSC(CC)								
kritisch								
kritisch + RD								
kritisch + D + SSSC								
kritisch + RD + SSSC								
kritisch + D + SSSC(CC)								
kritisch + RD + SSSC(CC)								
	Außerbetriebnahme möglich							
	Außerbetriebnahme ist nicht möglich							

Tabelle 2: Netzsicherheitsbewertung unter Einsatz von SSSC und Redispatch

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse für die Netzsicherheitsbewertung von INTEGRAL und PowerFactory. In beiden Netzplanungswerkzeugen ergibt sich die gleiche Beurteilung der 13 Szenarien. In der unkritischen Situation können alle vier Außerbetriebnahmen gleichzeitig umgesetzt werden. Die moderate und die kritische Situation hingegen benötigen den Einsatz von SSSC und Redispatch um alle vier Außerbetriebnahmen gleichzeitig durchführen zu können.



Diagramm 6: Relativer Fehler für Knotenspannungen bei Regelung von SSSC

Die relativen Fehler der Knotenspannungen über alle betrachteten Szenarien befinden sich im Bereich von -2 % bis 1 %. Vereinzelt hohe Abweichungen können dadurch erklärt werden, dass sich die SSSCs in den Situationen in unterschiedlichen Betriebsmodi befinden. 99,7 % aller Werte befinden sich im Bereich zwischen -1 % und 1 %.

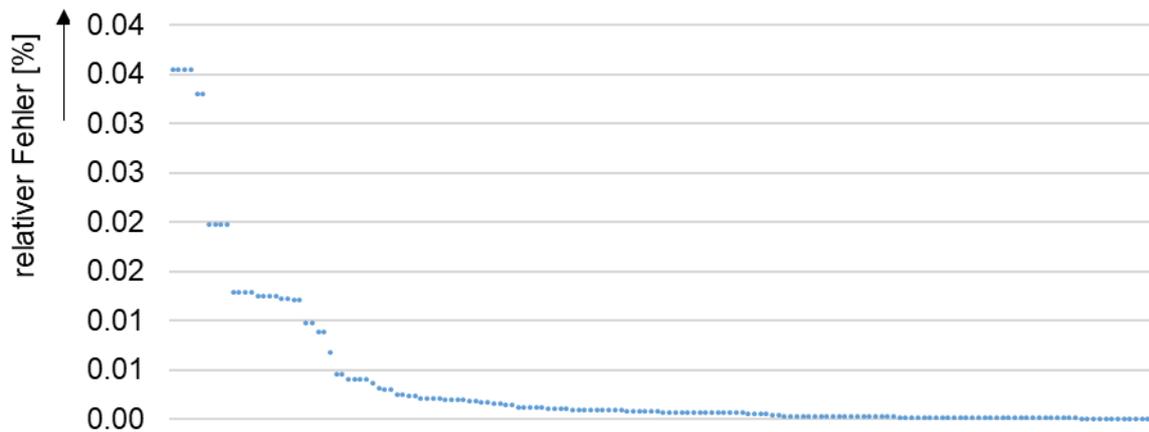


Diagramm 7: Relativer Fehler in der Übertragungsleistung von Transformatoren

Die relativen Fehler der Übertragungsleistungen der im Netzdatensatz befindlichen Transformatoren liegen im Bereich  $< 1\%$ . Der Integrationstest unter Berücksichtigung der Gegenmaßnahmen von Übertragungsnetzbetreibern kann daher als erfolgreich bewertet werden.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH; Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH, Netzentwicklungsplan Strom 2030, 2019.
- [2] TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH; Amprion GmbH; 50Hertz Transmission GmbH, Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, 2020.
- [3] Y. H. Song und A. Johns, Flexible AC Transmission Systems (FACTS), 1999.
- [4] X.-P. Zhang, Advanced Modeling of the Multicontrol Functional Static Synchronous Series Compensator (SSSC) in Newton Power Flow, 2003.
- [5] M. Pezze, K. Rubinov und J. Wuttke, Generating Effective Integration Test Cases from Unit Ones, 2013.
- [6] R. P. Payasi<sup>1</sup>, A. K. Singh<sup>1</sup> und D. Singh<sup>2</sup>, Planning of different types of distributed generation with seasonal mixed, 2012.

Anhang A: Test-System

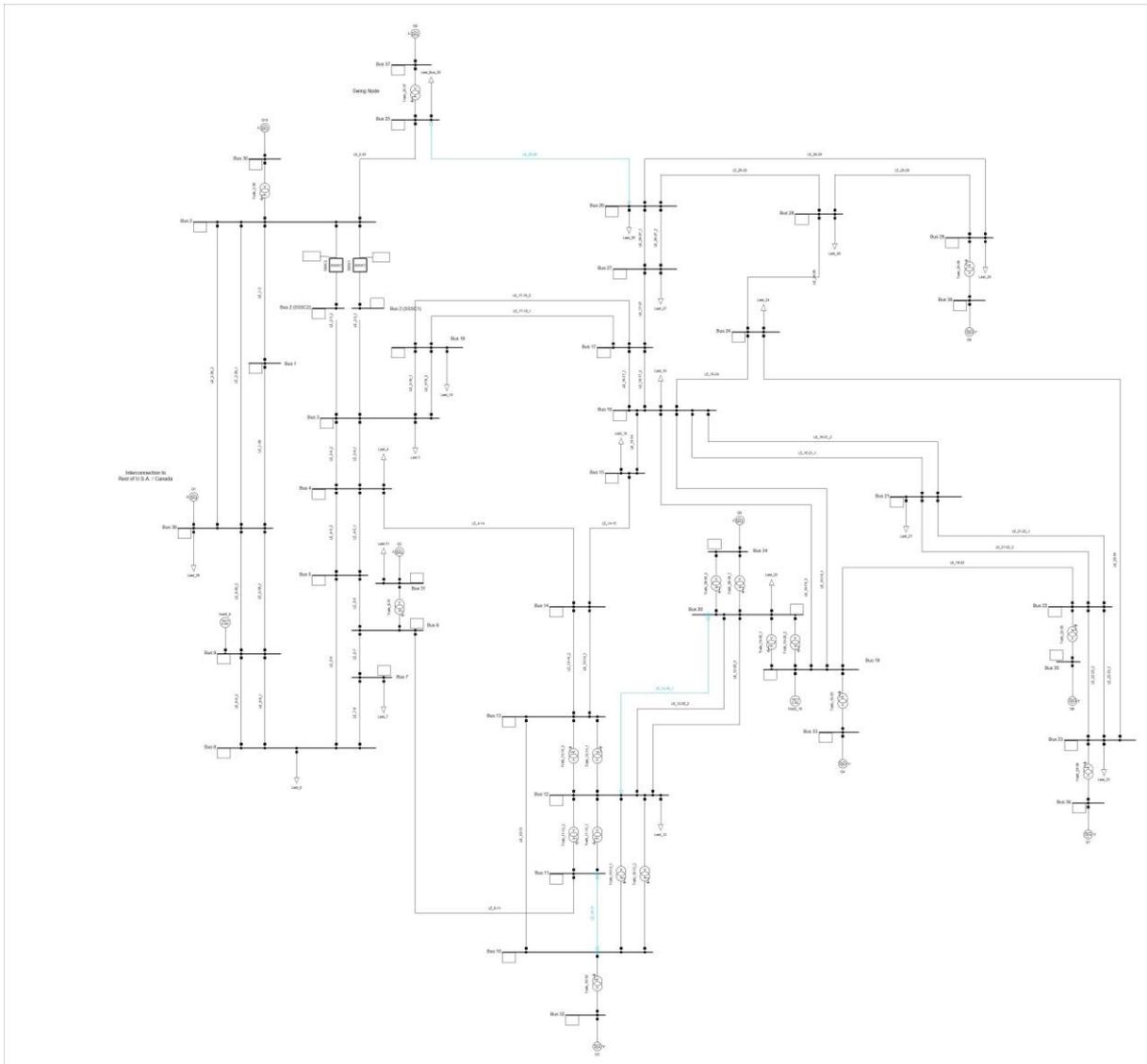


Abbildung 5: Test-System – Erweiterte IEEE-39 Bus System