

Forschungsbericht BWPLUS

Reduzierung von Transiten im Hochspannungsverteilstromnetz für eine optimale Integration von erneuerbaren Energien (ReTrans)

von

Paul Burkhardt, M. Sc.
Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion

Universität Stuttgart
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH)

Förderkennzeichen: BWSGD 19010

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

März 2023

Ansprechpartner

Unternehmen/Institution	Ansprechpartner
Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Pfaffenwaldring 47 70569 Stuttgart Deutschland	Prof. Dr.-Ing Krzysztof Rudion Email: rudion@ieh.uni-stuttgart.de Paul Burkhardt Email: paul.burkhardt@ieh.uni-stuttgart.de
Netze BW GmbH Schelmenwasenstraße 15 70567 Stuttgart Deutschland	Andreas Frank Email: a.frank@netze-bw.de

Kurzfassung

Transitflüsse durch das Hochspannungsnetz können zu einer erhöhten und somit nicht optimalen Auslastung der Betriebsmittel führen. Dadurch bedingt steigen die Netzverluste in der 110 kV Ebene und die Netzintegration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze wird erschwert. Im Projekt ReTrans werden die Transitflüsse mittels eines hybriden Ansatzes ermittelt sowie reduziert. Für die Bestimmung der Transite wurde ein PMU Monitoring System entwickelt. Dieses wurde mit dem jeweils aktuellen Netzmodell aus der Leitwarte eines Netzbetreibers gekoppelt. Darauf aufbauend lassen sich simulativ Maßnahmen zur Reduktion der Transite ableiten. Um die Übertragungsverluste weiter zu senken, wird in ReTrans zusätzlich der Blindleistungshaushalt im betrachteten Netzgebiet optimiert. Hierfür werden die Blindleistungspotentiale von unmittelbar an das Hochspannungsverteilstromnetz angeschlossenen Erneuerbarer Energien Anlagen genutzt. Somit liefert das Projekt ReTrans einen wichtigen Beitrag zur optimalen Netzintegration von erneuerbaren Energien und der Reduktion von Netzverlusten.

Die im Projekt umgesetzte Methodik zur Bestimmung von Transitflüssen kann anhand der bereits in den Leitsystemen der Netzbetreiber verfügbaren Informationen wie jeweils aktueller Netztopologie und den Ergebnissen der Zustandsschätzung durchgeführt werden. Optional kann durch den Einsatz von PMU-Messtechnik die Genauigkeit der Zustandsschätzung und damit auch die Genauigkeit der Ermittlung der Transitflüsse gesteigert werden.

In ReTrans wurde ein 110 kV-Netzgebiet in Baden-Württemberg betrachtet. Im Vergleich zu einer fiktiven Auslastung ohne Transite, fällt in diesem Netzgebiet die reale Auslastung einzelner Betriebsmittel im analysierten Zeitraum um bis zu 60 % höher aus. Die höchsten Mehrbelastungen treten kurzzeitig für wenige Stunden, bspw. bei der temporären Abschaltung von 380 kV Betriebsmitteln auf.

Sind wie im betrachteten Netzgebiet keine Querregeltransformatoren an der Kopplung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene vorhanden, können die Transite mit den vorhandenen Betriebsmitteln überwiegend nur geringfügig beeinflusst werden. Ausschließlich mittels Topologieänderungen durch Schalthandlungen wird eine effektive Reduktion der Transite ermöglicht. Voraussetzung hierfür ist, dass nach der Umschaltung auch weiterhin ein stabiler und sicherer Netzbetrieb nach dem (n-1)-Kriterium möglich ist. Eine flexible Alternative zu alleinigen Topologieänderungen stellt der Zubau von Betriebsmitteln zur Beeinflussung von Wirkleistungsflüssen, wie bspw. Querregeltransformatoren dar. Da deren Installation kapitalintensiv ist, bietet sich der Einsatz in einzelnen, ausgewählten Umspannwerken an. Werden zudem Blindleistungsflexibilitäten aus Erneuerbare Energien Anlagen zur Verlustreduktion genutzt, kann der Netzbetrieb weiter optimiert werden. Hierfür müssen die Blindleistungssollwerte der Anlagen zentral bestimmt und an diese übermittelt werden.

Insgesamt lassen sich die Maximalbelastungen einzelner Betriebsmittel durch die in ReTrans untersuchten Maßnahmen deutlich reduzieren. Dadurch können Ausbaumaßnahmen wie Leitungsneubauten reduziert und die Integration von Erneuerbaren Energien in die bestehenden Netze verbessert werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Struktur des Stromnetzes in Deutschland.	4
Abbildung 2-2:	Transite durch die Netzgebiete <i>B</i> und <i>C</i> innerhalb der Höchstspannungsebene.	5
Abbildung 2-3:	Schematische Darstellung der Transitflüsse durch die 110 kV-Ebene.	6
Abbildung 2-4:	Zusatzspannung bei einem Längsregeltransformator (a), Querregeltransformator (b), Schrägregeltransformator (c). In Rot dargestellt ist die Spannung ohne Regelung, orange gestrichelt die resultierende Spannung inkl. Regelung.	7
Abbildung 2-5:	Betriebsbereiche in drei Varianten (orange/grün/blau) für $P > 0,05 P_{inst}$ gemäß TAR 4120. Für $P < 0,05 P_{inst}$ gilt der rot gestrichelte Bereich.	8
Abbildung 2-6:	Ausschnitt aus einer 110 kV-Schaltanlage in einem Umspannwerk mit zwei 380/110 kV-Transformatoren und den damit gekoppelten Einspeisefeldern E01 sowie E02. Die Schaltanlage beinhaltet zudem zwei Sammelschienen (SS) sowie die Abgangsfelder E03 bzw. E04. Alle Leistungs- und Trennschalter sind offen dargestellt. Abbildung nach [9].	9
Abbildung 2-7:	Schematische Darstellung der Zeitsynchronisation von PMU über GPS. ...	11
Abbildung 3-1:	PMU Monitoring System mit lokaler Datenkonzentration und zentraler Datenverarbeitung.	13
Abbildung 3-2:	PMU Monitoring System mit drei Messgeräten für drei vermessene Transformatorabgänge (links). Außeneinheit des Monitoring Systems mit LTE- und GPS-Antennen auf dem Dach eines Relaishauses (rechts).	13
Abbildung 3-3:	Technische Verfügbarkeit der PMU-Messdaten seit Installation für alle Umspannwerke.	14
Abbildung 3-4:	Mit dem PMU Monitoring System über eine Woche gemessene Spannungswinkel an den 380/110 kV-Transformatorabgängen in der betrachteten Netzgruppe. Das Umspannwerk UW 1 dient als Referenz und weist somit zu jedem Zeitpunkt einen Spannungswinkeldifferenz von 0° auf.	15
Abbildung 3-5:	Verlauf der gemessenen Spannungswinkeldifferenzen zwischen den Umspannwerken UW 6 und UW 4 über eine Woche. Die schwarz gestrichelten Linien beschränken den Bereich des durch die Messwandler maximal bedingten Winkelfehlers.	15
Abbildung 3-6:	Korrelationsmatrix für verschiedene 380/110 kV-Umspannwerke.	16
Abbildung 3-7:	Oben: Korrelation der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Umspannwerken UW 2 und UW 3 mit der Netzgruppenlast (links) sowie der PV-Erzeugung im Netzgebiet der TransnetBW (rechts). Unten: Korrelation der Spannungswinkeldifferenz zwischen UW 6 und UW 4 mit der Differenz der Wirkleistungsflüsse über die Transformatoren in beiden Umspannwerken.	17
Abbildung 4-1:	Einbindung der Snapshots aus der Leitwarte in die Simulationsumgebung des IEH.	19
Abbildung 4-2:	Schematische Darstellung der Integration der PMU-Messwerte im Rahmen der zweistufigen hybriden Zustandsschätzung.	20
Abbildung 5-1:	Zwei Lastflussrechnungen zur Ermittlung der Transitflüsse nach [21]. Oben: erste Lastflussrechnung mit den Ergebnissen der hybriden Zustandsschätzung. Unten: zweite Lastflussrechnung mit identischen komplexen Spannungen an den Übergabepunkten.	22

Abbildung 5-2:	Zwei Lastflussrechnungen zur Ermittlung der Transitflüsse in der in ReTrans entwickelten Methode. Oben: erste Lastflussrechnung mit den Messungen des PMU Monitoring Systems. Unten: zweite Lastflussrechnung mit identischen komplexen Spannungen an den Übergabepunkten. Das 110 kV-Netz befindet sich dabei jeweils simulativ im Leerlauf.....	23
Abbildung 5-3:	Boxplot der Änderung der Betriebsmittelauslastungen durch Transite.	24
Abbildung 5-4:	Boxplot Vergleich der Betriebsmittelauslastungen mit und ohne Transite.	25
Abbildung 5-5:	Auslastungen der Betriebsmittel 0, 1, 2, 4 sowie 7 mit Transiten sowie idealisiert ohne Transite für einen 4-Tages-Zeitraum in 15-Minuten-Schritten.	26
Abbildung 5-6:	Stromabhängige Verluste mit Transiten sowie ohne Transite. Die summierte Netzverlustenergie ist dabei auf den Ist-Zustand inkl. Berücksichtigung der Transitflüsse normiert.	27
Abbildung 5-7:	Links: Korrelation zwischen der unterspannungsseitigen Winkeldifferenz UW2-UW3 und der Auslastung von Betriebsmittel 3 durch Wirkleistungstransite in %; Rechts: Korrelation zwischen der overspannungsseitigen Winkeldifferenz und der Auslastung durch Wirkleistungstransite in %.	27
Abbildung 5-8:	Korrelation der overspannungsseitigen Winkeldifferenzen der Umspannwerke UW2 und UW3 mit der berechneten Auslastung durch Wirkleistungstransite für die Betriebsmittel 4, 7 und 9.....	28
Abbildung 5-9:	Korrelation der deutschlandweiten Windkraft- und PV-Einspeisung sowie der berechneten Auslastung durch Wirkleistungstransite für das Betriebsmittel 3.....	28
Abbildung 5-10:	Vorgehensweise bei der automatisierten Transitbewertung für Leitungen und Transformatoren.	29
Abbildung 5-11:	Links: Verlauf der automatisierten Transitbewertung für die Betriebsmittel 4, 7 und 8. Zudem sind die jeweiligen Auslastungen mit sowie ohne Transitflüsse dargestellt; Rechts: Transitbewertung für das gesamte Netzgebiet.	30
Abbildung 5-12:	Ablauf der automatisierten Transitbewertung für eine gesamte Netzgruppe.	31
Abbildung 6-1:	Ablauf der Netzbetriebsoptimierung in Abhängigkeit der Transitampelphase. Ohne Zubau von neuen Betriebsmitteln.	33
Abbildung 6-2:	Modifizierte Blindleistungsbereiche in Anlehnung an die VDE-AR-N 4120.	35
Abbildung 6-3:	Links: Normierte Verluste vor der Optimierung (rot), Reduktion der Verluste durch optimierte Blindleistungssollwerte in % (blau). Rechts dargestellt ist die Verlustreduktion für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum in %.....	35
Abbildung 6-4:	Links: Boxplot des Blindleistungsbezugs der Netzgruppe aus dem Übertragungsnetz vor und nach der Optimierung; Rechts: Knotenspannungen vor und nach der Optimierung. Betrachtet wird ein einwöchiger Zeitraum.	36
Abbildung 6-5:	Links: Normierte Verluste vor der Optimierung (rot), Reduktion der Verluste durch optimierte Transformatorstufung in % (blau). Rechts ist in % die Verlustreduktion für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum dargestellt.	36
Abbildung 6-6:	Knotenspannungen vor und nach der Optimierung bei einer maximal im Rahmen der Optimierung zugelassenen 110 kV-seitigen Spannung in p.u. von 1,08. Darstellung ohne Outlier.	37

Abbildung 6-7:	Links: Normierte Verluste vor der Optimierung (rot), Reduktion der Verluste in % (blau) durch optimierte Transformatorstufung sowie Blindleistungssollwerte der DEA. Rechts ist in % die Verlustreduktion für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum dargestellt.	38
Abbildung 6-8:	Vergleich der Verlustreduktionspotentiale für unterschiedliche obere Spannungsgrenzen bei Optimierung von Längsregelung und Blindleistungssollwerte der DEA.....	38
Abbildung 6-9:	Boxplot der Leitungsauslastungen im Ist-Zustand sowie bei kombinierter Optimierung der Längsregelung sowie der Blindleistungssollwerte der DEA bei unterschiedlichen oberen Spannungsgrenzen. Dargestellt ist der Gesamtzeitraum von 10 Monaten.	39
Abbildung 6-10:	Links: Verluste vor und nach der linearen Optimierung; Rechts: Prozentuale Verlustreduktion für dargestellten einwöchigen Zeitraum.	40
Abbildung 6-11:	Boxplot der Spannungen vor und nach der Verlustoptimierung mittels Querregeltransformatoren. Blau gestrichelt ist die in der Optimierung verwendete obere Spannungsgrenze zu sehen. Ohne Darstellung von etwaigen Outliern.....	40
Abbildung 6-12:	Boxplot der Auslastungen von 13 ausgewählten Betriebsmitteln vor und nach der Optimierung mittels simulierten Querregeltransformatoren in allen Umspannwerken. Als Vergleich sind zusätzlich die Auslastungen ohne Transite in grün dargestellt.	41
Abbildung 6-13:	Verlustreduktionen und zeitliche Verläufe der Längsverluste für einen einwöchigen Zeitraum bei simuliertem Einsatz von Querregeltransformatoren. Betrachtet werden fünf Szenarien.....	42
Abbildung 6-14:	Verlustreduktion für den Gesamtzeitraum bei Einsatz von Querregeltransformatoren in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien. ...	42
Abbildung 6-15:	Boxplot der Betriebsmittelauslastungen der Szenarien 0, 3, 4 sowie 5 beim simulierten Einsatz von Querregeltransformatoren.	43
Abbildung 6-16:	Verlustreduktion in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien bei simulierten UPFC.	44
Abbildung 6-17:	Boxplot der Auslastungen von 13 ausgewählten Betriebsmitteln vor und nach der Optimierung mittels simulierten UPFC in allen Umspannwerken (Szenario 0). Als Vergleich sind zusätzlich die Auslastungen ohne Transite in grün dargestellt.	44
Abbildung 6-18:	Boxplot der Leitungsauslastungen bei simulierten UPFC für Szenario 0 (schwarz), Szenario 1 (blau), Szenario 2 (lila) sowie Szenario 3 (rot).....	45
Abbildung 6-19:	Boxplot der Knotenspannungen vor sowie nach der Optimierung mittels UPFC. Blau gestrichelt ist der in der Optimierung vorgegebene obere Spannungsgrenzwert (1,08 p.u.) dargestellt.....	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Parameter ausgewählter Leiterseile für Freileitungen für 380 kV sowie 110 kV.	5
Tabelle 2-2:	Genauigkeitsklassen für induktive Spannungswandler nach DIN EN 61869-3 VDE 0414-9-3 für einen Betrieb mit $0,8 \dots 1,2 U_n$	10
Tabelle 2-3:	Maximaler Messfehler der Winkeldifferenz zwischen zwei Messpunkten bei einer Netzfrequenz von $f = 50$ Hz im Worst Case Fall.....	11
Tabelle 6-1:	Summierte Leistungen der unmittelbar an das 110 kV Netz angeschlossenen DEA.	34
Tabelle 6-2:	Prozentuale Verlustreduktion in Abhängigkeit der zulässigen maximalen Spannung in p.u.	37

Inhaltsverzeichnis

Ansprechpartner	II
Kurzfassung	III
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VII
1 Inhaltliche und organisatorische Rahmenbedingungen	1
1.1 Einleitung und Motivation	1
1.2 Bedeutung des Vorhabens für das Land Baden-Württemberg und Relevanz im Themenbereich Smart Grids	2
1.3 Zielsetzung des Projekts	2
1.4 Struktur des Berichts	3
2 Stand der Technik	4
2.1 Elektrische Energienetze.....	4
2.1.1 Entstehung von Transitflüssen.....	5
2.1.2 Herausforderungen im Stromnetz durch neue Erzeuger und Verbraucher.....	6
2.2 Technische Möglichkeiten der gezielten Beeinflussung von Leistungsflüssen und Knotenspannungen	7
2.2.1 Längs-, Quer- und Schrägregeltransformatoren	7
2.2.2 Beeinflussung des Blindleistungshaushalts	8
2.2.3 Topologieänderungen	9
2.3 Monitoring elektrischer Energienetze	9
2.3.1 Konventionelle Leittechnik und Messsysteme	9
2.3.2 Phasor Measurement Units.....	10
3 PMU Monitoring System	12
3.1 Anforderungen an das PMU Monitoring System	12
3.2 Umsetzung des Monitoring Systems	12
3.3 Analyse der Messdaten	14
4 Integration von Snapshots aus der Leitwarte.....	19
4.1 Einbindung der Snapshots aus der Leitwarte in Simulationsumgebung des IEH.....	19
4.2 Integration von Messwerten aus PMU Monitoring System.....	19
5 Transitermittlung und -bewertung	22
5.1 Schätzung der Transitflüsse.....	22
5.1.1 Modellierung der Transitflüsse	22
5.1.2 Analyse der Transitflüsse im betrachteten Netzgebiet.....	24
5.2 Automatisierte Bewertung der Transitflüsse.....	29
5.2.1 Methodik für automatisierte Bewertung für einzelne Leitungen und Transformatoren.....	29
5.2.2 Methodik für automatisierte Bewertung für gesamte Netzgruppe	31

6	Optimierung des Netzbetriebs.....	32
6.1	Optimierungsmaßnahmen und -ziele	32
6.1.1	Ohne Netzausbau umsetzbare Maßnahmen im betrachteten Netzgebiet	32
6.1.2	Durch zusätzliche Betriebsmittel realisierbare Maßnahmen im betrachteten Netzgebiet.....	32
6.1.3	Definition des Optimierungsziels.....	33
6.1.4	Umsetzung der Optimierung	33
6.2	Analyse der Auswirkungen der Optimierungsmaßnahmen	34
6.2.1	Ohne Einsatz neuer Betriebsmittel.....	34
6.2.1.1	Ausschließliche Optimierung des Blindleistungshaushaltes mittels DEA.....	34
6.2.1.2	Ausschließliche Optimierung der Längsregelung der 380/110 kV-Transformatoren	36
6.2.1.3	Kombinierte Optimierung der Längsregelung der 380/110 kV-Transformatoren sowie der Blindleistungssollwerte der DEA	37
6.2.2	Bei Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel	39
6.2.2.1	Querregeltransformatoren in allen 380/110 kV-Umspanwerken.....	39
6.2.2.2	Querregeltransformatoren in ausgewählten 380/110 kV-Umspanwerken.....	41
6.2.2.3	Untersuchung des Zubaus von UPFC	43
7	Fazit und Ausblick.....	47
8	Literatur.....	49

1 Inhaltliche und organisatorische Rahmenbedingungen

Die fortschreitende Integration von erneuerbaren Energien führt zu einer steigenden Belastung der Strom-Verteilnetze, wie beispielsweise der 110 kV-Ebene. Eine Optimierung des Netzbetriebs kann dazu beitragen, Netzausbaumaßnahmen und Netzverluste zu reduzieren sowie eine erhöhte Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes für erneuerbare Energien zu ermöglichen.

1.1 Einleitung und Motivation

Bis 2030 sollen gemäß den Zielen der Bundesregierung die Treibhausgasemission gegenüber 1990 um mehr als 65 % gesenkt werden [1]. Dies erfordert neben einer Steigerung der Energieeffizienz und einer verstärkten Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr auch einen deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien. Bis 2030 soll deren Anteil am Stromverbrauch auf 80 % gesteigert und damit gegenüber 2021 in etwa verdoppelt werden. Dies macht eine Erhöhung der Erzeugungskapazität von Photovoltaikanlagen von derzeit etwa 65 GW auf 215 GW und bei Onshore-Windkraftanlagen auf etwa 115 GW notwendig. Dies entspricht einer Verdopplung der 2021 installierten Windkraft-Leistung [2, 3]. Durch den gleichzeitig umzusetzenden Kohleausstieg werden neben den Kernkraftwerken weitere konventionelle Erzeugungskapazitäten vom Netz getrennt. Während der Einsatz konventioneller Stromerzeugungsanlagen einen gleichmäßigen und gut zu regelnden Energieeintrag in das Netz ermöglicht, verlangt die Einbindung regenerativer Energiequellen ein weit höheres Maß an Flexibilität. Die durch erneuerbare Energien bereitgestellte Energie muss zudem teils über weite Strecken mittels den Übertragungsnetzen (380 kV- bzw. 220 kV-Ebene) in die Verbrauchszentren transportiert werden. Über die Verteilnetze gelangt der Strom dann zu den Endkunden.

In Deutschland weisen die Hochspannungsverteilstromnetze (110 kV-Ebene) eine vermaschte Struktur auf und sind meist an mehreren Punkten an die Übertragungsnetze angeschlossen. Dies führt dazu, dass einerseits die Zuverlässigkeit des Systems durch mehrere Einspeisepunkte aus dem Übertragungsnetz erhöht wird. Andererseits führt die Vermaschung zu ungewollten Leistungsströmen in den 110 kV-Netzen, die durch eine aktuell hohe und zukünftig noch höhere Auslastung des Übertragungsnetzes verursacht werden. Die ungewollten Transite führen neben der durch die erneuerbaren Energien verursachten Erhöhung der Netzauslastung zu einer weiteren Belastung der 110 kV-Netze. Diese zusätzlichen Belastungen reduzieren die verfügbare Übertragungskapazität der 110 kV-Netze, wodurch sich die zukünftige Integrierbarkeit von erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen reduzieren kann. Durch die höhere Netzauslastung hervorgerufene steigende Übertragungsverluste erhöhen zudem die Kosten der Stromverteilung. Eine weitere negative ökonomische Auswirkung ist, dass aufgrund von Netzengpässen erneuerbare Energien abgeregelt und die Betreiber für den entgangenen Ertrag entschädigt werden müssen. Verteilnetzbetreiber sind aufgrund der hohen Transitbelastungen bereits heute zu topologischen Maßnahmen wie Netztrennungen und Trafoabschaltungen gezwungen, damit trotz der ungewollten Transite die (n-1)-Sicherheit und damit ein stabiler und sicherer Netzbetrieb aufrechterhalten sowie gegebenenfalls Beeinträchtigungen der Spannungsstabilität behoben werden können.

Die Auswirkungen der Transitflüsse erfordern somit die Notwendigkeit einer besseren Ausnutzung der aktuell vorhandenen Netzinfrastruktur oder des Netzausbaus. Da dieser unter anderem aufgrund von Akzeptanzproblemen schwierig umsetzbar ist und zudem zusätzliche Kosten zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Energiewende aus volkswirtschaftlicher Sicht führen, liegt der Fokus dieser Arbeit auf der besseren Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur.

1.2 Bedeutung des Vorhabens für das Land Baden-Württemberg und Relevanz im Themenbereich Smart Grids

In Baden-Württemberg gibt es bereits heute eine hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen, welche nach dem von der Landesregierung beschlossenen Klimaschutzgesetz noch weiter zunehmen soll [4]. So wird zukünftig die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem in ländlichen Regionen stattfinden und in die Metropolen mit einem hohen Strombedarf transportiert werden. Dies ist darin begründet, dass der Zubau von neuen Photovoltaik- und vor allem Windkraftanlagen in Ballungsräumen nur begrenzt möglich ist. Dabei führt gerade dieser zunehmende Stromtransport innerhalb der Übertragungsnetze in Baden-Württemberg zu einer Zunahme von ungewollten Leistungstransiten im 110 kV-Verteilnetz. Dadurch wird eine weitere Integration von Erneuerbaren Energien in die Verteilnetze aufgrund der reduzierten Leitungskapazität erschwert. Daher bestehen die Notwendigkeit und der Bedarf, in Baden-Württemberg solche Transite zu identifizieren sowie Aussagen zur Reduktion von Transiten im Verteilnetz zu treffen. Somit kann auch zukünftig ein sicherer Netzbetrieb ermöglicht und damit auch die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes erhalten werden.

Darüber hinaus zeigt das durchgeführte Projekt auf, wie die Netzverluste in den Verteilnetzen durch Optimierungsmaßnahmen durch den verbesserten Betrieb aller vorhandener Netzbetriebsmittel und Erzeugungsanlagen verringert werden können. Hierdurch kann aufgrund reduzierter Leitungsauslastungen auch die Abregelung von regenerativen Erzeugungsanlagen sowie der notwendige Netzausbau durch die verbesserte Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur reduziert werden. Die so vermiedenen Kosten haben Einfluss auf die Netzentgelte, was bei Verbrauchern in Baden-Württemberg sowie aufgrund der ab 2023 bundeseinheitlichen Netzentgelte auch bei Stromkunden in anderen Bundesländern eine preissenkende Wirkung haben kann.

1.3 Zielsetzung des Projekts

Im Rahmen des Projekts ReTrans sollen als Durchführbarkeitsstudie Transitflüsse durch ein 110 kV-Netzgebiet erfasst, hinsichtlich deren Auswirkungen auf den Netzbetrieb bewertet sowie echtzeitnahe Algorithmen für einen optimierten Netzbetrieb entwickelt werden. Die Projektergebnisse sollen es Netzbetreibern ermöglichen, Transite in ihrem Netz zu identifizieren und effizient zu reduzieren.

Für die Erfassung der Transite wird ein Transit-Schätz-Modul entwickelt, welches unter Verwendung von Messdaten aus einem zeitsynchronisierten Monitoring-System und der jeweils aktuellen Netzmodelle aus der Leitwarte des am Projekt beteiligten Netzbetreibers Netze BW die Transite ermittelt. Mithilfe eines im Rahmen des Projekts zu erarbeitenden Transit-Bewertungs-Moduls können die Auswirkungen von Transiten auf den Netzbetrieb je nach bereits vorhandener Grundauslastung der Betriebsmittel automatisiert identifiziert werden. Zur Optimierung des Netzbetriebs wird ein Transit-Optimierungs-Modul implementiert. Dieses soll durch simulative Änderung der Netzbetriebsführung wie Änderung der Einstellung von Längsreglern von 380/110 kV-Transformatoren die Transitbelastung des betrachteten Netzgebietes reduzieren. Als weiterer Teil der Optimierung ist vorgesehen, das Blindleistungspotential der an das Hochspannungsnetz angeschlossenen regenerativen Erzeugungsanlagen zu nutzen, um die Spannungshaltung zu verbessern und um Verluste zu reduzieren.

Aus der erläuterten Zielsetzung lassen sich zusammenfassend die folgenden Teilziele der Durchführbarkeitsstudie ableiten:

- Konzipierung und Installation eines Monitoringsystems in einem 110 kV-Netzgebiet,

- Kopplung des Monitoringsystem mit jeweils aktuellen Netzzuständen,
- Bestimmung und Bewertung der Transitflüsse im Echtzeitbetrieb,
- Simulationsbasierte Optimierung des Netzbetriebs,
- Analyse von weiteren Optimierungsmöglichkeiten durch neue Betriebsmittel.

1.4 Struktur des Berichts

In diesem Kapitel wurde auf die Rahmenbedingungen und die Zielsetzung des Projektes eingegangen. Im folgenden Abschnitt wird durch die Thematisierung des Stands der Technik die notwendige Basis zum Verständnis des Berichts vermittelt. Die Kapitel 3 bis 6 beschreiben die Vorgehensweisen und die erzielten Ergebnisse der einzelnen Arbeitsschritte. Zum Abschluss fasst das Kapitel 7 die Kernergebnisse des Projekts zusammen und gibt einen Ausblick auf weitere mögliche Forschungsfelder.

2 Stand der Technik

Das folgende Kapitel dient zum Einstieg in das Themengebiet der elektrischen Energienetze. Ausgehend von der Struktur der Stromnetze in Deutschland wird die Entstehung von Transiten und die durch neue Erzeuger und Verbraucher bedingten Herausforderungen erläutert. Anschließend wird auf technische Möglichkeiten zur Beeinflussung von Leistungsflüssen und Knotenspannungen eingegangen. Den Abschluss dieses Abschnitts bildet ein Überblick über das Monitoring elektrischer Energienetze.

2.1 Elektrische Energienetze

Das elektrische Energienetz ist in Deutschland in vier Netzebenen unterteilt. Die in Abbildung 2-1 in blau dargestellte Höchstspannungsebene wird mit einer Spannung von 220 kV bzw. 380 kV betrieben und dient der Übertragung von Strom über weite Strecken. So gelangt beispielsweise in Norddeutschland mittels Windkraftanlagen erzeugter Strom über diese Netzebene nach Süddeutschland. In den kommenden Jahren werden zusätzlich zum mit Wechselspannung betriebenen Übertragungsnetz einzelne mit Gleichspannung betriebene Trassen wie SüdLink [5] in Betrieb genommen, um das vorhandene Übertragungsnetz zu entlasten.

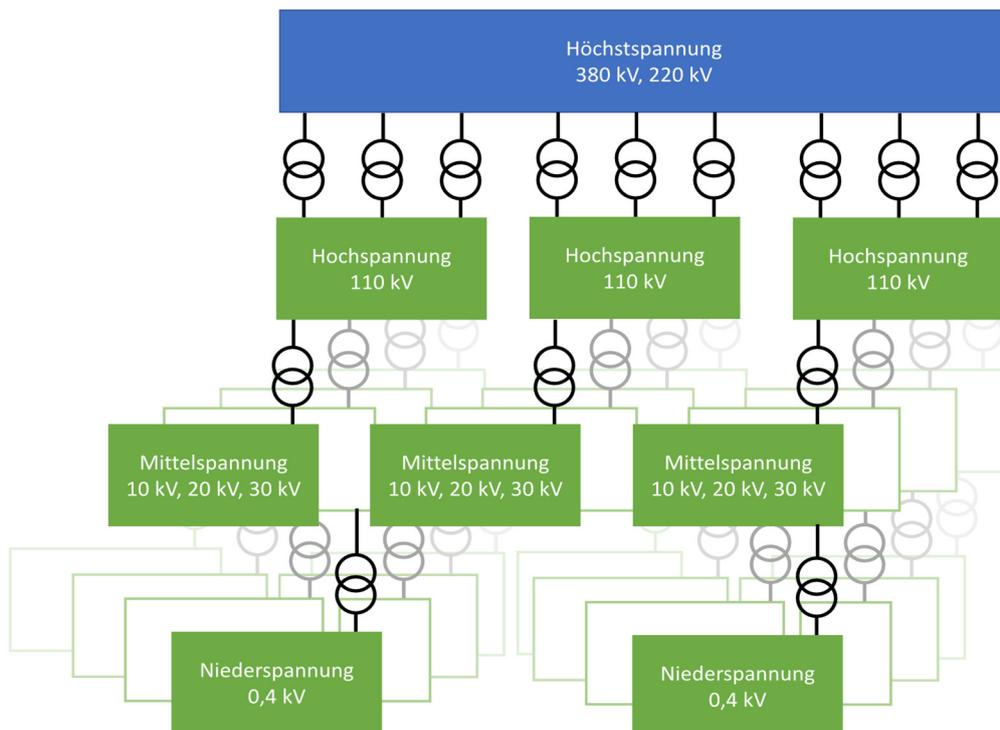


Abbildung 2-1: Struktur des Stromnetzes in Deutschland.

Das in grün dargestellte Verteilnetz ist in die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene unterteilt. Die einzelnen Netzebenen sind dabei über Transformatoren verbunden. Während in den unteren Spannungsebenen die Verknüpfung meist an einem einzelnen Ort erfolgt, ist das Hochspannungsnetz an mehreren Punkten mit der überlagerten Netzebene gekoppelt. Diese Vermaschung wird üblicherweise umgesetzt, da das 110 kV-Netz nach dem so genannten (n-1)-Prinzip geplant und betrieben wird und damit die Versorgungssicherheit erhöht wird. Dadurch wird ermöglicht, dass beim Ausfall eines Betriebsmittels, wie eines Transformators, das Verteilnetz weiter sicher versorgt werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Verbund aus

Höchst- und Hochspannungsebene betrachtet, da durch deren multiple Kopplungen ungewollte Leistungsansätze hervorgerufen werden. Im folgenden Abschnitt wird näher auf die Entstehung der Transitflüsse eingegangen.

2.1.1 Entstehung von Transitflüssen

Der Begriff Transitflüsse beschreibt Leistungsflüsse, die durch ein oder mehrere andere Netzgebiete fließen, in denen weder ihre Quelle (Erzeuger) noch Senke (Verbraucher) verortet ist. Abbildung 2-2 zeigt schematisch Transite durch die Gebiete der Übertragungsnetzbetreiber B und C, welche durch den Leistungsfluss im Gebiet des Netzbetreibers A hervorgerufen werden. Da der Leistungsfluss sowohl innerhalb des Netzgebiets A, als auch aufgrund vorhandener elektrischer Leitungen über die benachbarten Gebiete stattfinden kann, teilt sich der Leistungsfluss gemäß den Impedanzverhältnissen auf die möglichen Strompfade auf.

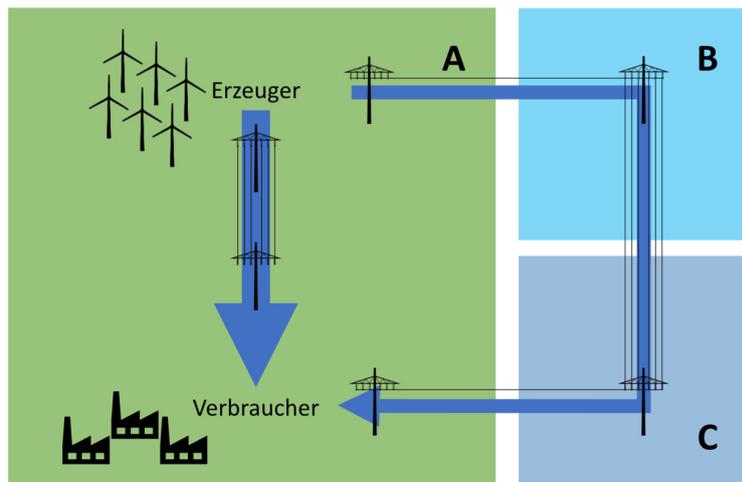


Abbildung 2-2: Transite durch die Netzgebiete B und C innerhalb der Höchstspannungsebene.

Im Rahmen des Projekts ReTrans werden Transite betrachtet, die durch die 110 kV-Ebene fließen und deren Quelle sowie Senke im Höchstspannungsnetz liegt. Voraussetzung für die Entstehung von Transiten in einem 380 kV/110 kV Netzverbund ist, wie in Abbildung 2-3 dargestellt, dass das Hochspannungsnetz an zwei oder mehr Verknüpfungspunkten mit dem Übertragungsnetz verbunden ist. Aufgrund der geringeren äquivalenten Impedanz der 380 kV-Ebene fließt ein Großteil der übertragenen Leistung wie gewünscht im Übertragungsnetz. Nur ein vergleichsweise kleiner Teil belastet als Transitfluss die Hochspannungsebene. Allerdings ist die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel in dieser Spannungsebene deutlich geringer als im überlagerten 380 kV-Netz. So entspricht bei den Leiterseiltypen nach Tabelle 2-1 eine Strombelastung von 200 A einer Auslastung von etwa 31 % für den ausgewählten 110 kV-Freileitungstyp und für unter 8 % für den unten beispielhaft aufgeführten 380 kV-Leitungstyp.

Tabelle 2-1: Parameter ausgewählter Leiterseile für Freileitungen für 380 kV sowie 110 kV.

Spannung	Leiterseil	Ohm'scher Widerstand bei 20° C in Ω/km [6]	Strombelastbarkeit in A [6]
380 kV	4x240/40 Al/St	0,03	4x645 = 2580
110 kV	230/30 Al/St	0,12	630

Je nach Betrag und Richtung der Basisleistungsflüsse werden durch die Transite einzelne Betriebsmittel im 110 kV-Netz entlastet oder belastet. Als Basisleistungsflüsse werden in der

vorliegenden Arbeit die Leistungsflüsse bezeichnet, welche im 110 kV-Netz fiktiv ohne Transitflüsse ausschließlich aufgrund der in dieser sowie den unterlagerten Netzebenen vorhandenen Lasten und Erzeugern fließen würden. Im Beispiel in Abbildung 2-3 wird die Auslastung von Leitung 1 durch Transite und damit die Verlustleistung erhöht, während beide Werte für Leitung 2 sinken.

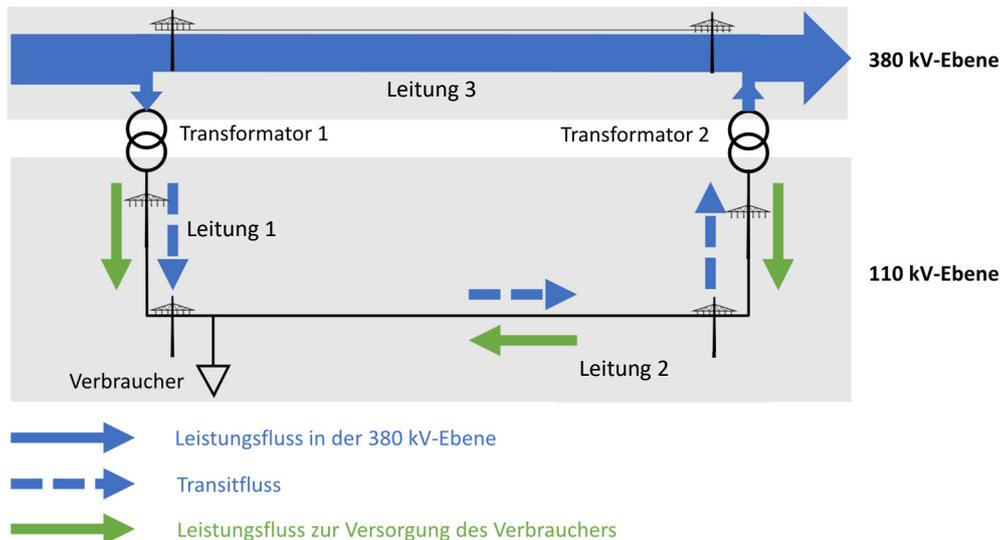


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der Transitflüsse durch die 110 kV-Ebene.

Der Betrag und die Richtung der Transite hängen einerseits von der jeweils aktuellen Netztopologie und andererseits von den Leistungsflüssen in der 380 kV-Ebene ab. Ist die Höchstspannungsebene nur schwach ausgelastet, fließt in elektrisch parallelen Hochspannungsleitungen nur ein geringer Transitstrom. Entsprechend wirkt sich ein Anstieg der Auslastung auf die Transite durch das 110 kV-Netz aus. Ein sprunghafter Anstieg der Transite kann durch die Abschaltung einer zu 110 kV-Leitungen parallelen Höchstspannungstrasse zustande kommen.

Ein Indikator für den Betrag der Transitflüsse sind die überspannungsseitigen Differenzen der komplexen Spannungsbeträge sowie -Winkel an den 380/110 kV-Transformatoren. Im Hoch- und Höchstspannungsnetz ist die übertragene Blindleistung zwischen zwei Netzknoten hauptsächlich von der Spannungsbetragsdifferenz und der Wirkleistungsfluss maßgeblich von dem Spannungswinkelunterschied abhängig. Steigt beispielsweise bei gleichbleibender Netztopologie die Spannungswinkeldifferenz zwischen zwei Netzknoten, nimmt der Wirkleistungsfluss zwischen den Knoten zu.

2.1.2 Herausforderungen im Stromnetz durch neue Erzeuger und Verbraucher

Der Anstieg an erneuerbaren Energien in Deutschland stellt die Stromnetze vor neue Herausforderungen. Zum einen muss die Energie aus den Windparks im Norden über die Übertragungsnetze in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden. Zum anderen werden auch in Süddeutschland in den Verteilnetzen Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen installiert. Dadurch werden die Verteilnetze zunehmend belastet und müssen aufgrund perspektivisch drohender Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen ausgebaut werden. Dabei ist der große Planungshorizont, welcher für den Netzausbau benötigt wird, problematisch. Oft ist ein Planungszeitraum von mehreren Jahren vonnöten. Jedoch ist durch die dezentrale Verteilung der neuen Erzeuger und Verbraucher nicht langfristig vorhersehbar, an welchen Stellen das Netz in Zukunft am stärksten ausgelastet sein wird. Neben den durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingten Herausforderungen in der Netzplanung müssen bereits

heute im Netzbetrieb Erzeugungsanlagen gedrosselt und durch andere Maßnahmen wie Topologieänderungen in den Netzbetrieb eingegriffen werden, um einen sicheren und stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Können die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Transitflüsse reduziert und damit Leitungsauslastungen gesenkt werden, hat dies somit einen positiven Einfluss auf die weitere Integrierbarkeit von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze.

2.2 Technische Möglichkeiten der gezielten Beeinflussung von Leistungsflüssen und Knotenspannungen

Im folgenden Abschnitt werden technische Möglichkeiten vorgestellt, mit denen Knotenspannungen und Leistungsflüsse gezielt beeinflusst werden können. Dabei handelt es sich um eine Auswahl und keine vollständige Übersicht.

2.2.1 Längs-, Quer- und Schrägregeltransformatoren

Mittels Längsregeltransformatoren wird durch eine in Stufen variable, phasengleiche Zusatzspannung ΔU das Spannungsniveau im Netz beeinflusst. Sind in einem vermaschten 110 kV-Netz mehrere Längsregeltransformatoren zur überlagerten Netzebene vorhanden, können durch eine Änderung der Stufenschalterpositionen die Blindleistungsflüsse zwischen den Transformatoren gesteuert werden. Die Wirkleistungsflüsse lassen sich mittels Längsregelung in Hochspannungsverteilstellen nur geringfügig verändern. Zur Beeinflussung der Wirkleistungsflüsse können hier Querregeltransformatoren eingesetzt werden. Bei diesen wird über das Einbringen einer um 90° phasenversetzten Zusatzspannung ΔU der Spannungswinkel verändert (vgl. Abbildung 2-4 b). An der Kopplung von 380 kV- und 110 kV-Netzen können diese Regeltransformatoren somit zur Reduktion von Wirkleistungstransiten eingesetzt werden. Dies wird allerdings in der Praxis bisher zum Beispiel in Baden-Württemberg nur vereinzelt umgesetzt. Beispielsweise soll im Umspannwerk Weinheim ein 110/110 kV-Querregeltransformator zur Reduktion von Transitflüssen installiert werden [7].

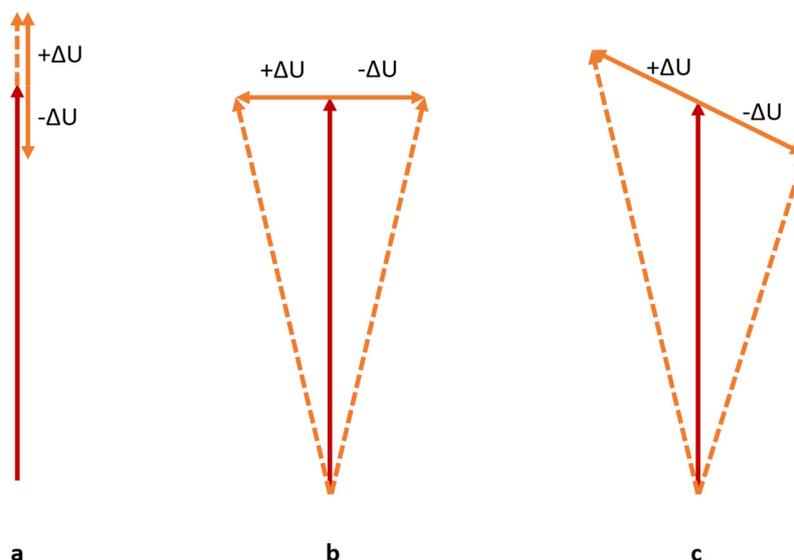


Abbildung 2-4: Zusatzspannung bei einem Längsregeltransformator (a), Querregeltransformator (b), Schrägregeltransformator (c). In Rot dargestellt ist die Spannung ohne Regelung, orange gestrichelt die resultierende Spannung inkl. Regelung.

Darüber hinaus existieren Schrägregeltransformatoren. Mit diesen kann sowohl der Spannungsbetrag als auch der Winkel beeinflusst werden. Somit können mit diesen Transformatoren in vermaschten 110 kV-Netzen der Wirkleistungsfluss als auch der Blindleistungsfluss über

den Transformator gesteuert werden. Je nach konstruktivem Aufbau der Schrägregeltransformatoren kann die Zusatzspannung ΔU nur mit einem festen Spannungswinkel von beispielsweise 60° gestellt werden. [8] Nachteilig bei dieser Transformatorart ist, dass bei einer Beeinflussung des Spannungswinkels und somit der Wirkleistungstransite, automatisch auch der Spannungsbetrag verändert wird. Die Einflüsse der drei Regeltransformatoren auf die sekundärseitige Spannung ist in Abbildung 2-4 dargestellt. Alternativ zu den ausschließlich diskret schaltbaren Regeltransformatoren existieren Unified Power Flow Controller (UPFC). Mit diesen lässt sich unter Verwendung von leistungselektronischen Bauteilen ein großer und kontinuierlicher Regelbereich umsetzen [9].

2.2.2 Beeinflussung des Blindleistungshaushalts

Blindleistung sollte, wenn möglich, lokal bereitgestellt werden, da der Transport über Betriebsmittel die Verluste im Netz erhöht. Der Blindleistungshaushalt und damit in Hochspannungsnetzen die Knotenspannungen kann über verschiedene Betriebsmittel gesteuert bzw. geregelt werden. Dazu zählen

- spannungsgeregelte Generatoren von konventionellen Erzeugungsanlagen,
- Blindleistungsbereitstellung von EE-Anlagen,
- Kompensationsspulen,
- Kondensatorbänke,
- Static Synchronous Compensators (STATCOM).

Um den vorgegebenen Spannungswert zu erreichen, stellen spannungsgeregelte Generatoren von konventionellen Kraftwerken je nach Betrag der Netzspannung induktive (untererregte) oder kapazitive (übererregte) Blindleistung bereit. Um die Spannungshaltung zu verbessern, müssen EE-Anlagen ebenfalls Blindleistung bereitstellen. Momentan sind hierfür die $\cos(\varphi)$ -Steuerung und die $Q(U)$ -Regelung etablierte Verfahren. Bei der $\cos(\varphi)$ -Steuerung wird untererregte und damit spannungssenkende Blindleistung in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung bereitgestellt. Bei der $Q(U)$ -Regelung ist die Blindleistungsbereitstellung spannungsabhängig und damit weitgehend unabhängig von der jeweils aktuellen Wirkleistungseinspeisung bereitzustellen. Die EE-Anlagen müssen dabei am Netzanschlusspunkt in der Hochspannungsebene Blindleistung gemäß den zulässigen Betriebsbereichen nach der TAR 4120 bereitstellen können (vgl. Abbildung 2-5).

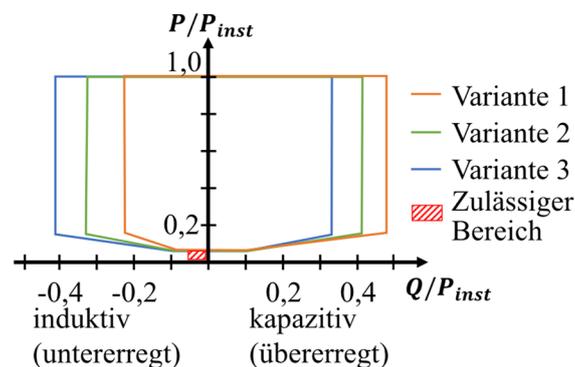


Abbildung 2-5: Betriebsbereiche in drei Varianten (orange/grün/blau) für $P > 0,05 P_{inst}$ gemäß TAR 4120. Für $P < 0,05 P_{inst}$ gilt der rot gestrichelte Bereich.

Des Weiteren können Kompensationsspulen und Kondensatorbänke bedarfsgerecht je nach Auslastung des Netzgebiets zugeschaltet werden und damit zum Beispiel den auslastungsabhängigen Blindleistungsbedarf von Betriebsmitteln kompensieren. Mit hochspannungsseitig an

380/110 kV-Transformatoren oder einer 20 kV-Tertiärwicklung installierten Kompensations-einrichtungen kann zudem ein vertraglich vereinbarter Blindleistungsbereich über den entsprechenden Transformator sichergestellt werden. Damit lässt sich bei Schwachlast durch Zuschaltung von Kompensationsspulen der kapazitive Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes ausgleichen. Nachteil der konventionellen Spulen und Kondensatorbänke ist, dass diese nur gestuft und oftmals sogar nur komplett zu- oder abgeschaltet werden können. Unter Verwendung von Leistungselektronik lässt sich beispielsweise mittels STATCOM ein großer und kontinuierlicher Regelbereich erreichen. Weiterführende Informationen zu technischen Möglichkeiten des Blindleistungsmanagements kann beispielsweise [9] entnommen werden.

2.2.3 Topologieänderungen

Um Transitflüsse durch die 110 kV-Ebene zu reduzieren, können Topologieänderungen des Hochspannungsnetzes vorgenommen werden. Es besteht die Möglichkeit, einzelne Betriebsmittel, wie durch Transite stark belastete Transformatoren oder Leitungen, vorübergehend abzuschalten. Voraussetzung hierfür ist die gegebene $(n-1)$ -Sicherheit auch nach der Abschaltung. Für die $(n-1)$ -Analyse sollte dabei auch der Nahbereich des übergeordneten 380 kV-Netzes berücksichtigt werden. Zudem kann in Umspannwerken durch Umschaltungen auf Sammelschienenenebene die Topologie so verändert werden, dass sich die Belastung des Hochspannungsnetzes verringert und die Integration von erneuerbaren Energien gesteigert werden kann [10]. Abbildung 2-6 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus einer 110 kV-Schaltanlage mit zwei Sammelschienen in einem 380/110 kV-Umspannwerk. Daraus sind unterschiedliche Verschaltungsmöglichkeiten erkennbar.

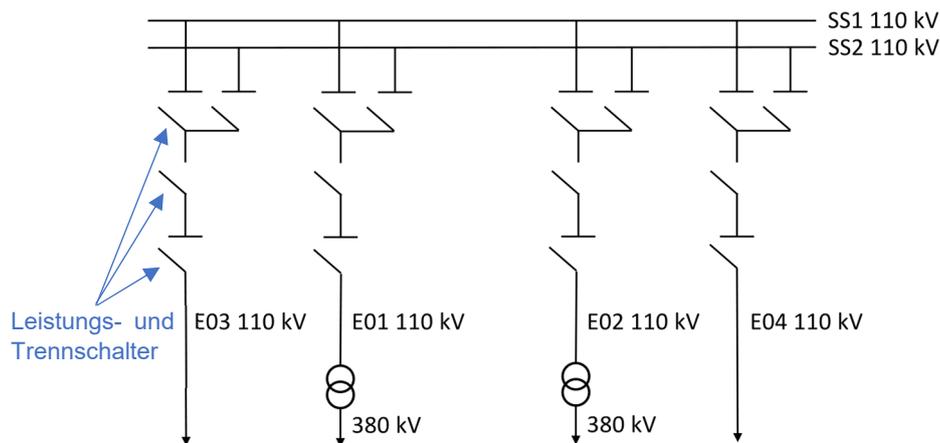


Abbildung 2-6: Ausschnitt aus einer 110 kV-Schaltanlage in einem Umspannwerk mit zwei 380/110 kV-Transformatoren und den damit gekoppelten Einspeisefeldern E01 sowie E02. Die Schaltanlage beinhaltet zudem zwei Sammelschienen (SS) sowie die Abgangsfelder E03 bzw. E04. Alle Leistungs- und Trennschalter sind offen dargestellt. Abbildung nach [9].

2.3 Monitoring elektrischer Energienetze

Im Folgenden wird auf das Monitoring elektrischer Energienetze eingegangen. Hierfür werden zuerst die konventionelle Leittechnik und Messsysteme thematisiert. Anschließend werden Vorteile von per GPS zeitsynchronisierten Messsystemen, sogenannten Phasor Measurement Units (PMU) erläutert und dargestellt, wie aus den ermittelten Messwerten ein konsistenter Netzzustand ermittelt wird.

2.3.1 Konventionelle Leittechnik und Messsysteme

Zur Steuerung und technischen Überwachung räumlich weit verteilter Umspannwerke und Betriebsmittel werden zentrale Leitsysteme eingesetzt. Als Grundelement der Leittechnik gilt die

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) -Funktion. Über das SCADA-System können beispielsweise Netzparameter wie Spannungsbeträge und Schaltzustände überwacht und angepasst werden. [11] Darüber hinaus werden sogenannte höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen (HEO) eingesetzt. Diese dienen u.a. der wirtschaftlichen Optimierung der Netzbetriebsführung sowie der Erhöhung der Verfügbarkeit der Stromversorgung. Zu den HEO-Funktionalitäten zählt auch die Ermittlung eines konsistenten Netzzustandes aus den messfehlerbehafteten Messwerten im Rahmen der Estimationsrechnung. [9] Um aus den mit Messfehlern behafteten und meist ohne hochpräzise Zeitsynchronisation versehenen Messwerten einen konsistenten Netzzustand zu ermitteln, wird eine Netzzustandsschätzung durchgeführt. Mithilfe eines Algorithmus werden die Fehlerquadrate zwischen Messwerten und den im Rahmen der Zustandsermittlung geschätzten Werten minimiert. Die Netzzustandsermittlung dient dabei als Grundlage für alle weiteren Netzberechnungen und -optimierungen.

Aufgrund der hohen Spannungen und Ströme können Messungen in der 110 kV-Ebene nicht unmittelbar an den Betriebsmitteln durchgeführt werden. Daher kommen Spannungs- und Stromwandler zum Einsatz, welche die Eingangsgrößen auf genormte, deutlich niedrigere Ausgangsgrößen transformieren. Die Nennspannung im Hochspannungsnetz von 110 kV entspricht dabei je nach Spezifikation des Wandlers einer sekundärseitigen Messspannung von beispielsweise 110 V oder 100 V. Ein Messwandler kann mehrere Wandlerkerne aufweisen, an denen jeweils Messabgriffe angebracht werden können. Die Genauigkeit der eingesetzten Wandlerkerne bestimmt neben der Genauigkeit der verwendeten Messtechnik den resultierenden Messfehler. Tabelle 2-1 zeigt Genauigkeitsklassen für induktive Spannungswandler bei einem Betrieb zwischen dem 0,8-fachen und dem 1,2-fachen der Nennspannung. Da Stromwandler anders als Spannungswandler auch im Normalbetrieb einen breiten Auslastungs- und somit Messbereich abdecken müssen, ist hierfür der bei geringen Strömen ansteigende Messfehler zu beachten [12].

Tabelle 2-2: Genauigkeitsklassen für induktive Spannungswandler nach DIN EN 61869-3 VDE 0414-9-3 für einen Betrieb mit $0,8 \dots 1,2 U_n$.

Genauigkeitsklasse	Max. Amplitudenfehler in %	Maximaler Winkelfehler in °
0,1	0,1	$\pm 0,08$
0,2	0,2	$\pm 0,17$
0,5	0,5	$\pm 0,33$

Um eine Zeitsynchronisation zwischen der Mess- und weiteren Sekundärtechnik in den Umspannwerken herzustellen, werden Zeitserver eingesetzt. Diese wiederum erhalten beispielsweise über eine DCF-77-Funkuhr die entsprechende Systemzeit. Die Genauigkeit des so erhaltenen Zeitstempels muss dabei bis in den Millisekundenbereich exakt sein. [9]

2.3.2 Phasor Measurement Units

Die Genauigkeit des Zeitstempels der konventionellen Messtechnik kann durch die Verwendung eines direkt auf die entsprechende Messtechnik aufgeschalteten GPS-Zeitsignals deutlich übertroffen werden. Dies wird bei PMU umgesetzt. In Abbildung 2-7 ist die GPS-Zeitsynchronisation beim Einsatz von PMU schematisch dargestellt. Die Genauigkeit des GPS-Zeitstempels liegt bei $< 1 \mu\text{s}$ [13]. Durch die verbesserte zeitliche Zuordenbarkeit der Messwerte kann unter anderem im Rahmen der Estimationsrechnung ein genaueres Abbild des Netzzustands ermittelt werden. Zudem wird ermöglicht, die Spannungswinkel verschiedener Netzknoten direkt zu messen und miteinander zu vergleichen, was beispielsweise für das Stabilitätsmonitoring in der Höchstspannungsebene eingesetzt wird. Eine direkte Messung der Spannungswinkeldifferenzen ist bei konventioneller Messtechnik aufgrund des ungenaueren Zeitstempels nicht umsetzbar.

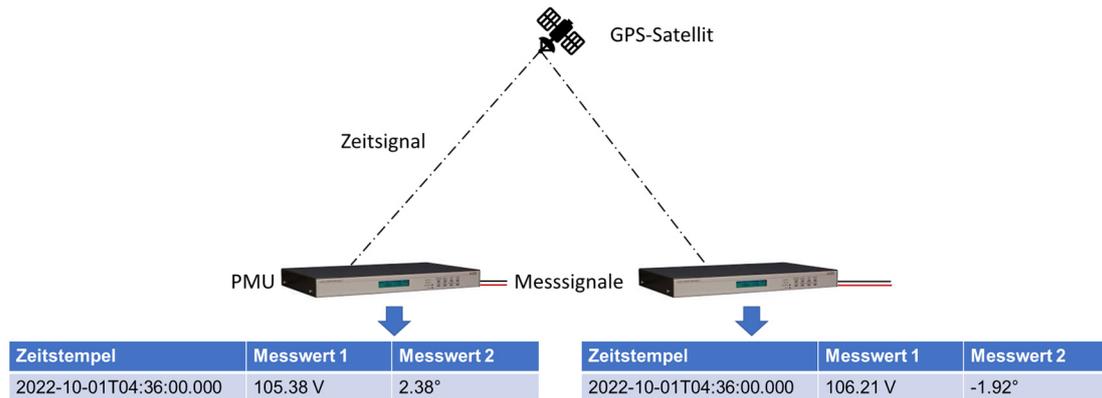


Abbildung 2-7: Schematische Darstellung der Zeitsynchronisation von PMU über GPS.

Bei einer an zwei Stationen phasengleichen Spannung und einer angenommenen Genauigkeit des Zeitstempels der konventionellen Messgeräte von $\Delta t = 1 \text{ ms}$ könnte damit trotz einer tatsächlichen Spannungswinkeldifferenz von $\Delta\varphi_{real} = 0^\circ$ im Worst Case Fall messtechnisch eine betragsmäßige Winkeldifferenz von bis zu $\Delta\varphi_{mess} = 2 \times 18^\circ = 36^\circ$ ermittelt werden (siehe Tabelle 2-3). Bei Verwendung von PMU ist der Fehler durch die Ungenauigkeit des Zeitstempels kleiner als der Winkelfehler der Messwandler gemäß Tabelle 2-2.

Tabelle 2-3: Maximaler Messfehler der Winkeldifferenz zwischen zwei Messpunkten bei einer Netzfrequenz von $f = 50 \text{ Hz}$ im Worst Case Fall

Messgerät	Genauigkeit des Zeitstempels in μs	Fehler durch Zeitstempel in $^\circ$
PMU	1	0,036
Konventionell	1000	36

3 PMU Monitoring System

Im Folgenden wird auf das im Rahmen des Projektes ReTrans entwickelte und installierte PMU Monitoring System eingegangen. In Abschnitt 3.1 werden die Anforderungen an das Monitoring System erläutert. Anschließend wird in Teil 3.2 das technische Design des Monitoring Systems beschrieben und unter 3.3 eine Analyse der Messdaten vorgenommen.

3.1 Anforderungen an das PMU Monitoring System

Wie in Kapitel 2.1.1 beschrieben, sind die Spannungsbetrags und -winkelunterschiede an den Verknüpfungspunkten zwischen 380 kV- und 110 kV-Ebene ein Indikator für den Betrag der Transitflüsse. Um ein ganzes Netzgebiet bezüglich der Transite überwachen zu können, ist somit die Installation von PMU an jedem 380/110 kV-Transformator in der entsprechenden Netzgruppe im Projekt vorgesehen. Sind in einem Umspannwerk mehrere Sammelschienen und 380/110 kV-Transformatoren vorhanden, müssen diese alle einzeln vermessen werden. Grund hierfür sind die in Abbildung 2-6 und Abschnitt 2.2.3 gezeigten vielfältigen Verschaltungsmöglichkeiten innerhalb eines Umspannwerks bzw. einer Schaltanlage. Folglich können die Transformatoren sowohl ober- als auch unterspannungsseitig auf unterschiedliche und getrennte Sammelschienen geschaltet sein und damit unterschiedliche komplexe Spannungen aufweisen.

Des Weiteren sollten die PMU nach Möglichkeit an nicht bereits belegte Wandlerkerne für die Spannungs- und Strommessungen angeschlossen werden, da ansonsten ein Messfehler außerhalb des in der Genauigkeitsklasse spezifizierten Bereichs resultieren kann. Grund hierfür ist, dass bspw. Stromwandler im theoretischen Idealfall im Kurzschluss betrieben werden [12]. Je größer der Lastwiderstand der in Reihe geschalteten Messtechnik, desto größer der Messfehler. Um möglichst genaue Messungen zu erzielen, sollten zudem die noch freien Wandlerkerne mit der besten Genauigkeitsklasse verwendet werden.

Da die Messpunkte im 110 kV-Netzgebiet räumlich stark verteilt sind und die Messdaten in Echtzeit genutzt werden sollen, müssen diese echtzeitnah an einen zentralen Server zur Speicherung und Weiterverarbeitung übertragen werden.

3.2 Umsetzung des Monitoring Systems

Im Rahmen des Projekts ReTrans wurde eine Netzgruppe des am Projekt beteiligten Verteilnetzbetreibers Netze BW als Untersuchungsgebiet ausgewählt. Das Netzgebiet liegt in Baden-Württemberg und beinhaltet sechs 380/110 kV-Umspannwerke (siehe Abbildung 3-1). An allen Einspeisefeldern der 380/110 kV-Transformatoren in diesen Umspannwerken wurde ein eigens am IEH entwickeltes PMU Monitoring System installiert. Dieses besteht aus je einem PMU je Trafoabgang zur Messung der komplexen Spannungen sowie Ströme. Damit können auch die Wirk- und Blindleistungsflüsse über den Transformator bestimmt werden. Weitere Komponenten des Systems sind ein wartungsarmer Industrie-PC als lokaler Datenkonzentratoren sowie eine Einheit zum Versenden der Messdaten über eine verschlüsselte LTE-Verbindung an einen zentralen Datenkonzentratoren. Da die Vorabanalyse der Mobilfunkverfügbarkeit ergab, dass nicht an allen Standorten von einem einzigen Mobilfunkbetreiber ein ausreichend stabiles Mobilfunknetz verfügbar ist, werden SIM-Karten eingesetzt, die in den Netzen mehrerer Mobilfunkbetreiber einsetzbar sind. Damit kann die Verfügbarkeit des Monitoringsystems gesteigert werden. Über die LTE-Schnittstelle können zudem Fernwartungen der Messsysteme durchgeführt werden, was die Langzeitverfügbarkeit der Systeme erhöht.

Die lokalen Datenkonzentratoren nutzen die Open Source Software openPDC [14] zum lokalen Bündeln, Archivieren und Weiterversenden der Messdaten zum zentralen Datenkonzentratoren. Dieser dient zur Archivierung und weiteren Verarbeitung der Messdaten aller erfassten Umspannwerke. Für die Archivierung der Messdaten wird das für Zeitreihen entwickelte Datenbankmanagementsystem InfluxDB verwendet.

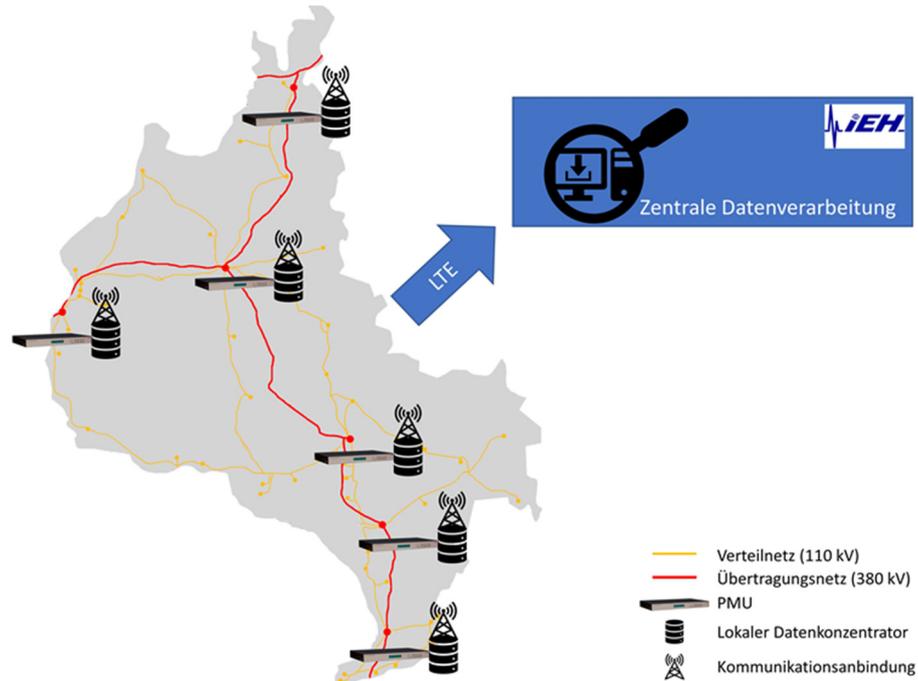


Abbildung 3-1: PMU Monitoring System mit lokaler Datenkonzentration und zentraler Datenverarbeitung.

Abbildung 3-2 zeigt ein im Rahmen des Projektes installiertes PMU Monitoring System. Dieses besteht für den dargestellten Standort aus drei PMU. Grund hierfür ist, dass herstellerbedingt je PMU nur eine Spannungsmessung (L1, L2, L3, N) sowie eine Strommessung (L1, L2, L3) möglich ist und in dem Umspannwerk drei Transformatorabgänge zu vermessen sind.



Abbildung 3-2: PMU Monitoring System mit drei Messgeräten für drei vermessene Transformatorabgänge (links). Außeneinheit des Monitoring Systems mit LTE- und GPS-Antennen auf dem Dach eines Relaishauses (rechts).

Bis auf das auf dem Dach des Relaishauses platzierte Antennensystem, bestehend aus Mobilfunk- und GPS-Antennen, sind alle lokalen Komponenten des Monitoringsystems in einem eigenen 19 Zoll Schaltschrank untergebracht. Somit kann das Messsystem bei verfügbarer

Stellfläche in den entsprechenden Relaisräumen separat von der dort vorhandenen Sekundärtechnik installiert werden.

Alle im Rahmen von ReTrans installierten Monitoringsysteme sind in den jeweiligen Umspannwerken an Messwandler der Genauigkeitsklasse 0.5 angeschlossen. Wandlerkerne mit einer höheren Genauigkeit sind zwar in den Umspannwerken verfügbar, werden aber bereits für andere Zwecke genutzt und sind somit im Projekt nicht nutzbar. Auch ist aufgrund ebenfalls bereits belegter Wandlerkerne nicht an allen Standorten eine Strom- und damit Leistungsmessung mittels des am IEH entwickelten Systems möglich. Grund hierfür ist die obengenannte Problematik beim in Reihe schalten mehrerer Messsysteme an einem Wandlerkern.

3.3 Analyse der Messdaten

Das PMU Monitoring System ist seit Februar 2021 an allen sechs vorgesehenen Standorten in Betrieb und liefert seither mit einer hohen Verfügbarkeit Messdaten. Die Verfügbarkeit liegt bei den im Rahmen des Projekts installierten PMU-Messsystemen für vier der sechs betrachteten Umspannwerke bei mehr 99,9% (siehe Abbildung 3-3). Einzig den Umspannwerken 2 und 3 ist die Verfügbarkeit etwas geringer, da hier kurzzeitig technische Probleme mit den lokalen Datenkonzentratoren bestanden, welche allerdings per Fernwartung behoben werden konnten.

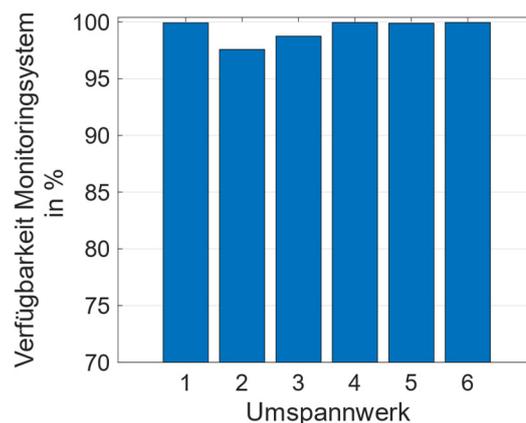


Abbildung 3-3: Technische Verfügbarkeit der PMU-Messdaten seit Installation für alle Umspannwerke.

Abbildung 3-4 zeigt beispielhaft für einen einwöchigen Zeitraum den Verlauf der in den sechs 380/110 kV-Umspannwerken gemessenen Spannungswinkel, bezogen auf das Umspannwerk 1 (UW 1). Auffällig ist, dass der Spannungswinkel für UW 5 zu den meisten Zeitpunkten am größten ist. Dies liegt unter anderem an der großen geographischen Entfernung zwischen den Umspannwerken UW 1 und UW 5. Allerdings sind die Winkeldifferenzen von UW 5 auch zu den geografisch benachbarten 380/110 kV-Umspannwerken ebenfalls meist hoch. Aufgrund der hohen zu erwartenden Transitflüsse werden deshalb im Netzbetrieb topologische Maßnahmen ergriffen, um die Transitflüsse über das UW 5 und damit durch die restliche Netzgruppe zu reduzieren. Des Weiteren kann der Abbildung entnommen werden, dass die Verläufe der Spannungswinkel für die Umspannwerke UW 4 und UW 6 sehr ähnlich sind. Dies liegt an der geografischen Nähe der beiden Stationen. Bei geringen Leistungsflüssen zwischen beiden Umspannwerken sind beide Spannungswinkel dann quasi identisch. Die Winkeldiffe-

renzen können zwar dazu dienen, eine qualitative Aussage über die Richtung der Leistungsflüsse zu treffen, ohne ein jeweils aktuelle Netzmodelle bzw. Snapshots kann aber keine Aussage über den Betrag der Leistungs- und Transitflüsse getroffen werden.

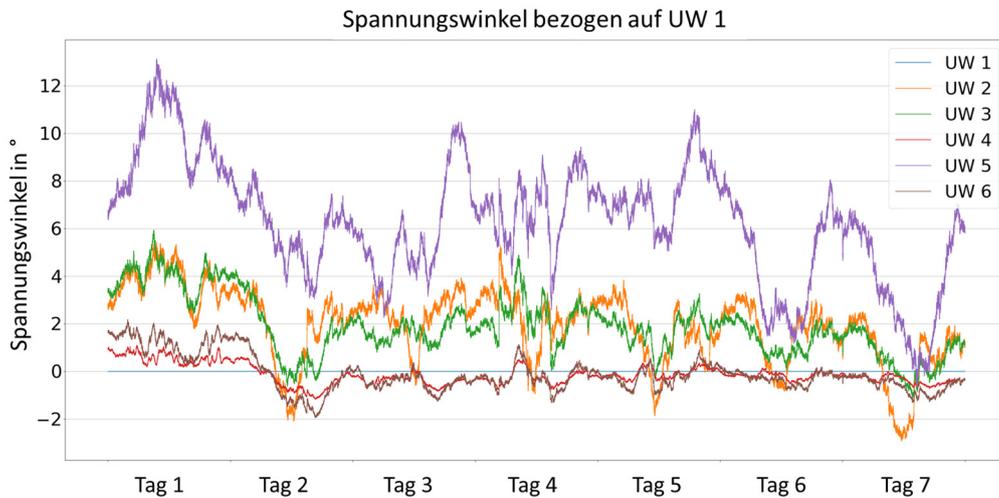


Abbildung 3-4: Mit dem PMU Monitoring System über eine Woche gemessene Spannungswinkel an den 380/110 kV-Transformatorabgängen in der betrachteten Netzgruppe. Das Umspannwerk UW 1 dient als Referenz und weist somit zu jedem Zeitpunkt einen Spannungswinkeldifferenz von 0° auf.

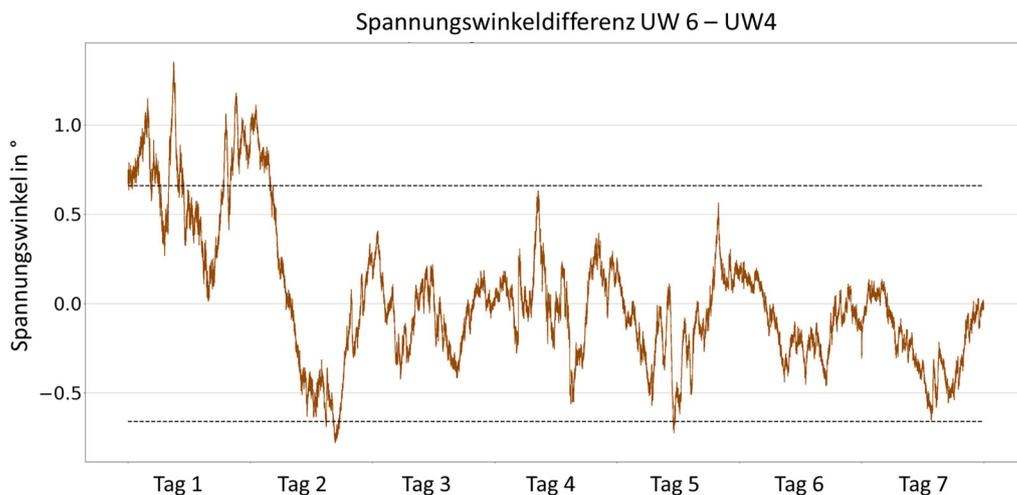


Abbildung 3-5: Verlauf der gemessenen Spannungswinkeldifferenzen zwischen den Umspannwerken UW 6 und UW 4 über eine Woche. Die schwarz gestrichelten Linien beschränken den Bereich des durch die Messwandler maximal bedingten Winkelfehlers.

Im Folgenden soll die Eignung der PMU-Messungen für die Transitbestimmung direkt aus den Spannungswinkeldifferenzen beurteilt werden. In Abbildung 3-5 ist hierfür beispielhaft für die geografisch benachbarten Umspannwerke UW 4 und UW 6 die Spannungswinkeldifferenz für eine Woche dargestellt. Die schwarz gestrichelten Linien in der Abbildung zeigen den im Worst-Case-Fall möglichen, durch die Messwandler bedingten Winkelfehler. Da beide Messwandler die Genauigkeitsklasse 0.5 aufwiesen, liegt bei einer Worst-Case-Betrachtung der durch die Wandler bedingte Messfehler im Intervall $[-0.66^\circ, 0.66^\circ]$. In der betrachteten Woche

liegt für einen Großteil der Zeitpunkte die messtechnisch erfasste Winkeldifferenz innerhalb des möglichen Fehlerintervalls.

Es wird somit ersichtlich, dass für eine möglichst exakte und aussagekräftige Messung der Spannungswinkel im 110 kV-Netz, die Verwendung von Spannungswandlern mit der Genauigkeitsklasse 0.5 nicht ausreichend ist. Sollen geografisch und elektrisch nahe Umspannwerke messtechnisch mit PMU erfasst werden, empfiehlt sich die Verwendung von Messwandlern der Genauigkeitsklasse 0.1. Hierfür ergibt sich für die Winkeldifferenz im Worst-Case-Fall ein durch die Messwandler bedingter betragsmäßiger Fehler von $0,16^\circ$. Sind darüber hinaus Inbetriebnahme- und Kalibrierungsprotokolle der Messwandler und somit Informationen über belastungsabhängige (Winkel-)Fehler vorhanden, kann durch Kalibrierung der PMU die Genauigkeit der Messungen weiter gesteigert werden.

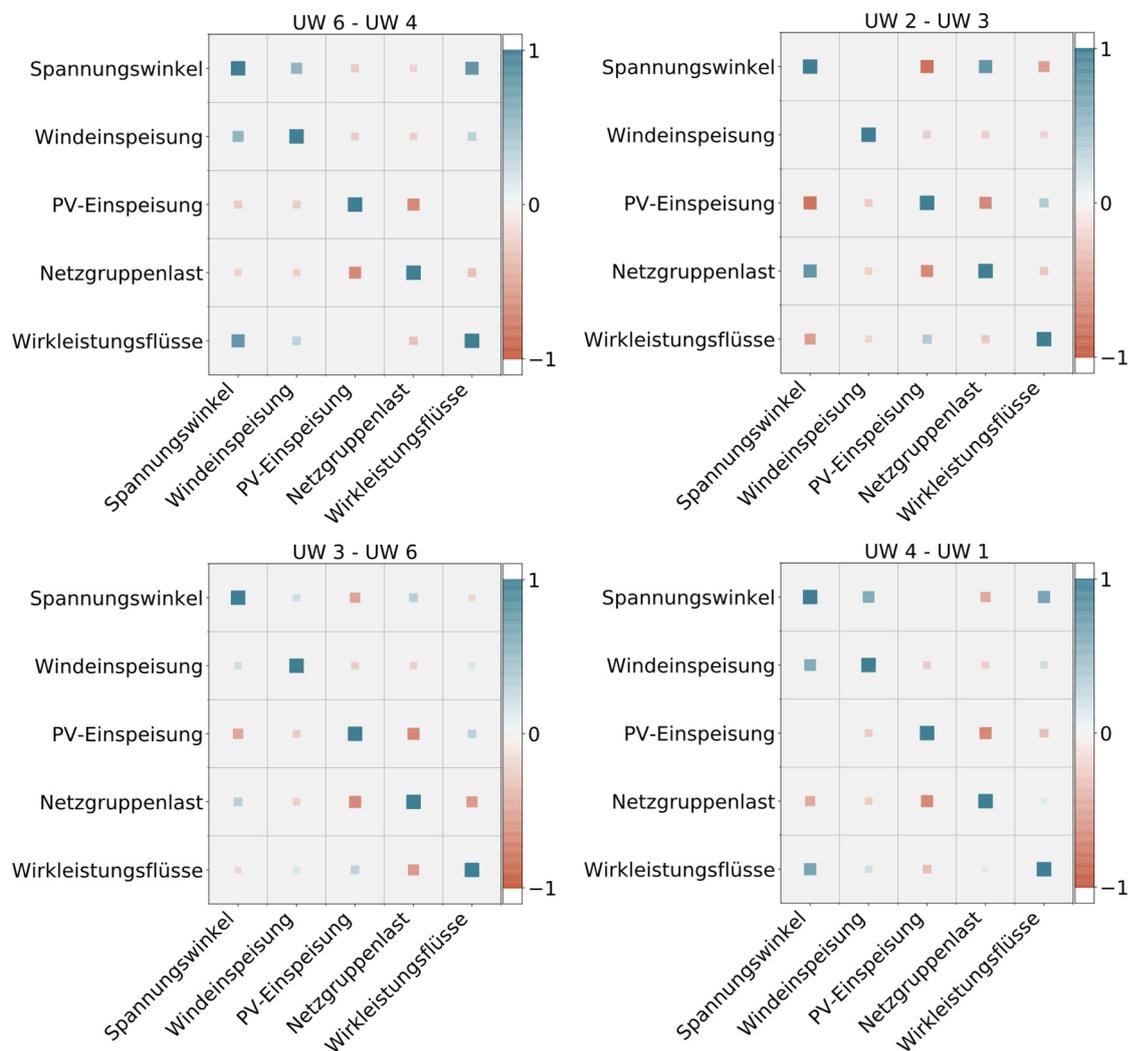


Abbildung 3-6: Korrelationsmatrix für verschiedene 380/110 kV-Umspannwerke.

Im Folgenden wird die lineare Korrelation die Spannungswinkeldifferenzen jeweils zweier geografisch benachbarter 380/110 kV Umspannwerke mit anderen Kenngrößen untersucht. Für die Analyse werden die nachfolgend aufgeführten Größen herangezogen:

- Windenergieeinspeisung: Die gesamte Windenergieeinspeisung im Netzgebiet des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW,
- PV-Einspeisung: Die gesamte Einspeisung aus Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der TransnetBW,

- Netzgruppenlast: Die Residuallast in der betrachteten 110 kV-Netzgruppe der Netze BW,
- Wirkleistungsflüsse: Die Differenz der Wirkleistungsflüsse über die Transformatoren beider Umspannwerke.

In Abbildung 3-6 sind für vier Kombinationen an Umspannwerken die für die untersuchten Kennzahlen resultierenden Korrelationsmatrizen grafisch dargestellt. Die Skala reicht dabei von $r = -1$ (exakt negative lineare Korrelation) bis $r = +1$ (exakt positive lineare Korrelation). Neben der verwendeten Farbskala gibt die Größe der farbigen Rechtecke Auskunft über die Stärke der linearen Korrelation. Je Größer die Rechtecke, desto stärker die positive oder negative lineare Korrelation. Auf der Diagonalen der Matrix ist jeweils die Korrelation einzelner Größen mit sich selbst dargestellt. Folglich liegt hierfür jeweils eine exakt positive lineare Korrelation vor. Ein betragsmäßiger Korrelationskoeffizient $|r| < 0.5$ entspricht einer schwachen Korrelation, $0.5 \leq |r| < 0.8$ einer mittleren sowie $|r| \geq 0.8$ einer starken Korrelation [15]. Die in Abbildung 3-6 gezeigten Korrelationskoeffizienten beruhen auf Daten von 10 Monaten im Jahr 2022. Die Daten der PV- Erzeugung in Baden-Württemberg entstammen der Transparenzplattform des Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW [16].

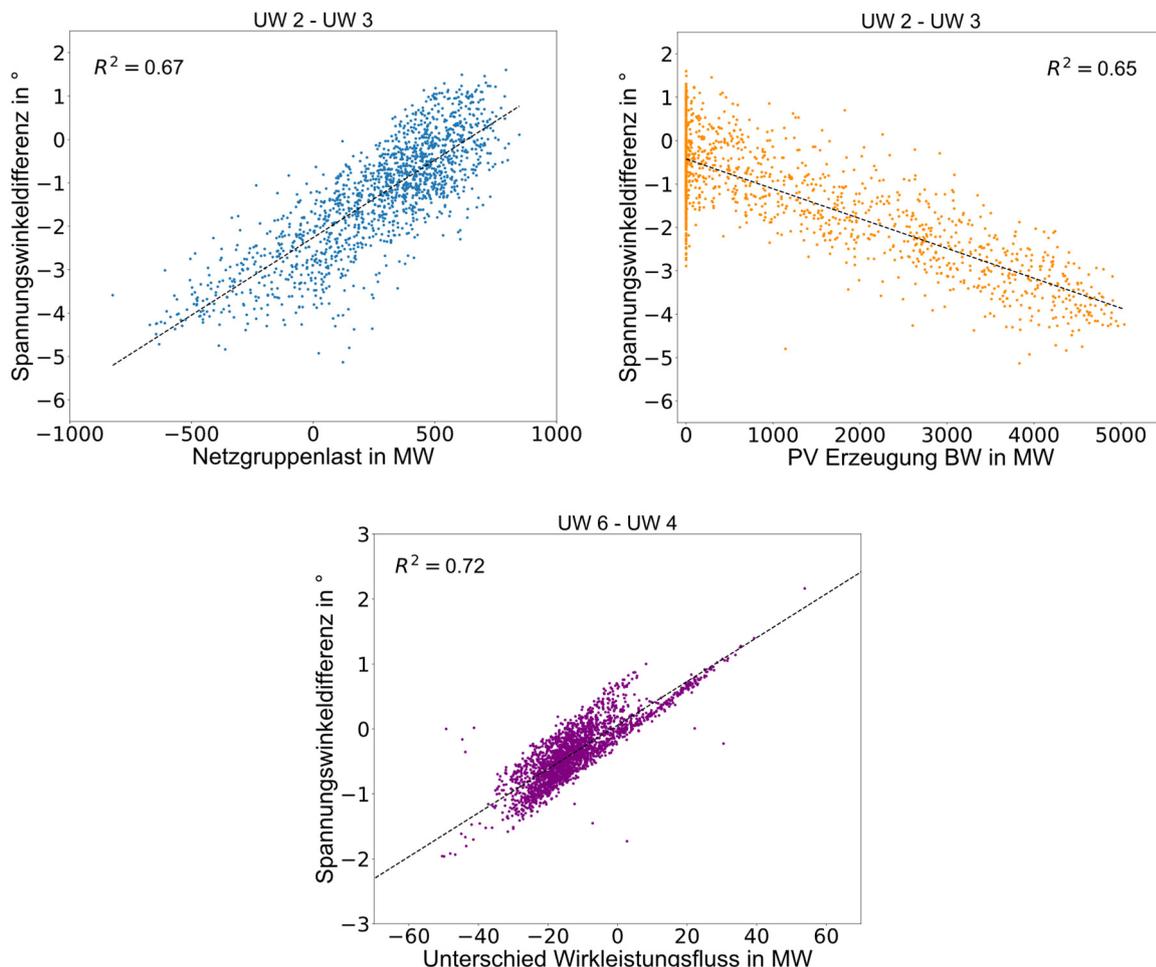


Abbildung 3-7: Oben: Korrelation der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Umspannwerken UW 2 und UW 3 mit der Netzgruppenlast (links) sowie der PV-Erzeugung im Netzgebiet der TransnetBW (rechts). Unten: Korrelation der Spannungswinkeldifferenz zwischen UW 6 und UW 4 mit der Differenz der Wirkleistungsflüsse über die Transformatoren in beiden Umspannwerken.

Für die Umspannwerke UW 6 und UW 4 besteht eine mittlere positive Korrelation zwischen der Spannungswinkeldifferenz zwischen beiden Standorten und der Windenergieeinspeisung.

Somit steigt der Spannungswinkel von UW 6 gegenüber UW 4 bei hoher Windenergieeinspeisung tendenziell an. Zudem besteht eine stark positive Korrelation zwischen der Winkeldifferenz und der Differenz zwischen den Leistungsflüssen über die 380/110 kV Transformatoren in diesen beiden Umspannwerken. Dies kann Abbildung 3-7 entnommen werden. Hierbei ist zu beachten, dass in dieser Abbildung das Bestimmtheitsmaß R^2 angegeben ist. Dieses resultiert durch Quadrieren des Korrelationskoeffizienten r . Werte von R^2 nahe 1 bedeuten eine hohe Güte der linearen Regression [15].

Ein ähnliches Verhalten der einzelnen Kenngrößen zueinander lässt sich für UW 4 und UW 1 ermitteln. Bei den Umspannwerken UW 3 und UW 6 ist bezüglich des Einflusses auf die Spannungswinkeldifferenz nur eine schwache Korrelation zu den anderen Kenngrößen feststellbar.

Für die Umspannwerke UW 2 und UW 3 weist die Spannungswinkeldifferenz eine stark negative Korrelation mit der PV-Einspeisung und eine stark positive Korrelation mit der Netzgruppenlast auf. Eine negative Netzgruppenlast in Abbildung 3-7 bedeutet, dass zu diesem Zeitpunkt mehr Leistung in dieser Netzgruppe eingespeist als entnommen wird. Zudem liegt eine mittlere Korrelation der Differenz der Wirkleistungsflüsse über die Transformatoren in beiden Umspannwerken mit der Spannungswinkeldifferenz vor. Ein bei steigender Winkeldifferenz steigender Anstieg des Unterschieds der Leistungsflüsse über die Transformatoren in den Umspannwerken kann ein Indikator für betragsmäßig größere Transitflüsse zwischen beiden Umspannwerken sein. Auffällig ist für die gesamte Netzgruppe, dass die Netzgruppenlast eine mittlere bis starke negative Korrelation mit der PV-Einspeisung aufweist. Dies liegt an der im Vergleich zur Jahreshöchstlast hohen installierten PV-Leistung. Durch die Betrachtung der Korrelation der Spannungswinkeldifferenzen mit den herangezogenen Größen wird ersichtlich, dass je nach betrachteter Kombination an Umspannwerken und den örtlichen Gegebenheiten wie eine lokal hohe installierte Leistung an PV- oder Windkraftanlagen die Spannungswinkeldifferenzen mit anderen Kenngrößen maßgeblich korrelieren.

Ohne jeweils aktuelle Netzmodelle können zwar qualitativ Korrelationen zwischen einzelnen Kenngrößen festgestellt werden, für die Ermittlung und Quantifizierung von Transitflüssen ist allerdings das Vorliegen von jeweils aktuellen Netzmodellen inkl. Netzzustandsdaten erforderlich. Daher wird im nachfolgenden Kapitel 4 thematisiert, wie zyklische Snapshots aus der Leitwarte des an ReTrans beteiligten Verteilnetzbetreibers Netze BW in die Simulationsumgebung des IEH der Universität Stuttgart eingebunden werden und wie die Messwerte aus dem PMU Monitoring System für die Transitbestimmung genutzt werden können.

4 Integration von Snapshots aus der Leitwarte

In Kapitel 4 wird auf die Einbindung von zyklisch aktualisierten Netzmodellen, sogenannten Snapshots, in die Simulationsumgebung des IEH eingegangen. Durch das Bereitstellen und Abrufen von Snapshots wird eine echtzeitnahe Bestimmung der Transitflüsse ermöglicht. In Abschnitt 4.2 wird zudem das entwickelte und umgesetzte Konzept zur Integration der Messdaten aus dem PMU Monitoring System in die Transitberechnung vorgestellt.

4.1 Einbindung der Snapshots aus der Leitwarte in Simulationsumgebung des IEH

Um die Transporte durch das betrachtete 110 kV-Netzgebiet abschätzen zu können, müssen die aus der Leitwarte exportierten Snapshots in die Python-Simulationsumgebung des IEH eingebunden werden. Die Leitsystemexporte liegen dabei in CGMES v2.4.15 vor. Bei CGMES (Common Grid Model Exchange Specification) handelt es sich um ein Schnittstellenformat für den Austausch von Stromnetzdaten in Europa, welches von der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) definiert wird [17]. Da die Simulationsumgebung des IEH der Universität Stuttgart auf der Programmiersprache Python basiert, müssen die Netzmodelle in ein für das Stromnetzrechnungstool PYPOWER geeignetes Format konvertiert werden. Im ersten Schritt wird für die Generierung einer Bus-Branch-Objektstruktur aus den CGMES-Rohdaten das Python-Paket CIMpy verwendet. Ausgehend davon wird mit einer im Forschungsvorhaben ReTrans entwickelten Schnittstelle ein für die Nutzung mit PYPOWER vorgesehenes Casefile erzeugt. Die Generierung von stündlich aktualisierten Snapshots erfolgte im Projekt für 10 Monate. Zusätzlich wurden Snapshots in einer höheren zeitlichen Auflösung von 15 Minuten einen Monat lang generiert und abgerufen. Abbildung 4-1 zeigt schematisch die Integration der Snapshots in den Berechnungsablauf.

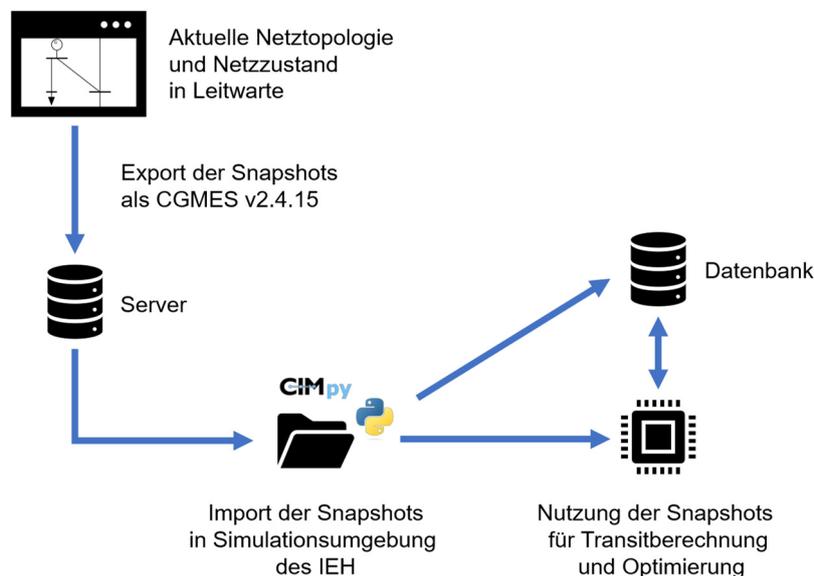


Abbildung 4-1: Einbindung der Snapshots aus der Leitwarte in die Simulationsumgebung des IEH.

4.2 Integration von Messwerten aus PMU Monitoring System

Im Rahmen des Projektes wurden zwei unterschiedliche Ansätze zum Ermitteln der Transitflüsse anhand der Netzmodelle und Messdaten aus dem PMU Monitoring System verfolgt:

1. Ermittlung der Transitflüsse auf Basis der Netztopologie aus den Snapshots und ausschließlich mittels der komplexen Spannungen, welche mit dem PMU Monitoring System gemessen werden.
2. Ermittlung der Transitflüsse auf Grundlage der Netztopologie sowie der Netzzustandsschätzung aus den Snapshots, kombiniert mit den Messwerten aus dem PMU Monitoring System. Daraus resultiert eine hybride Zustandsschätzung.

Für den ersten Ansatz bedarf es aufgrund keiner Korrekturmöglichkeiten einer Ausgleichrechnung, wie beispielsweise einer Zustandsschätzung, hochpräziser Messdaten. Aufgrund der im Projekt verwendbaren Messwandler der Genauigkeitsklasse 0.5 kann diese hohe Genauigkeit nicht sicher gewährleistet werden (siehe Abschnitt 3.3). Deshalb wurde im Projekt für die Transitbestimmung der zweite genannte Ansatz umgesetzt.

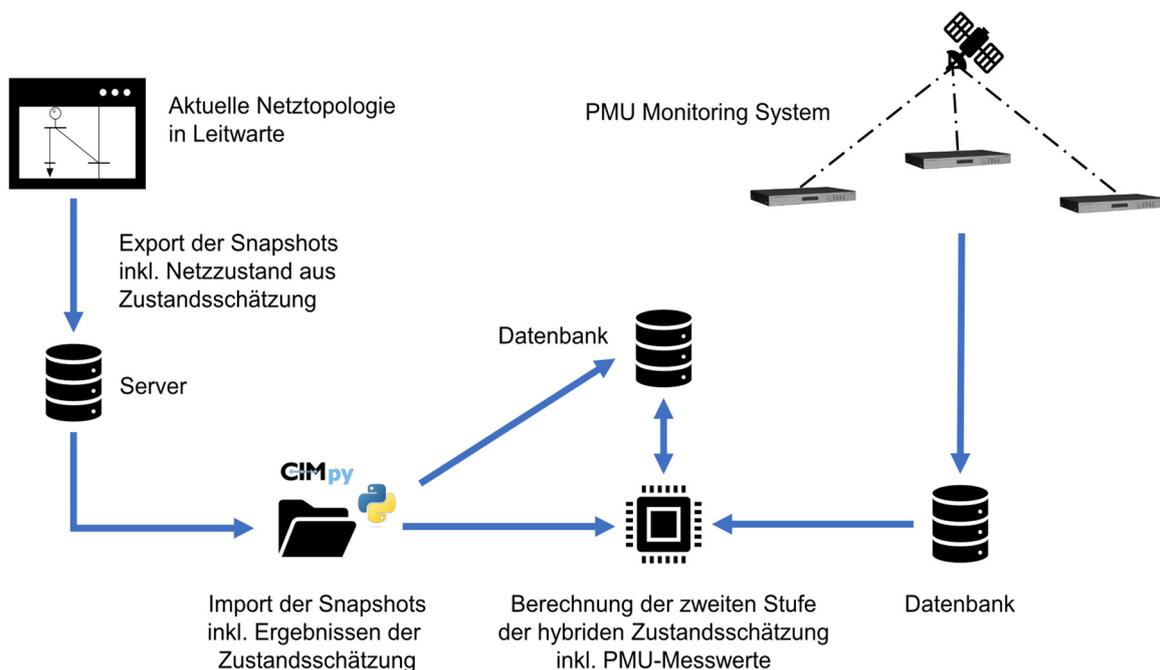


Abbildung 4-2: Schematische Darstellung der Integration der PMU-Messwerte im Rahmen der zweistufigen hybriden Zustandsschätzung.

Bei dem zweiten Ansatz werden neben der jeweils aktuellen Netztopologie die Ergebnisse der Zustandsschätzung aus der Leitwarte verwendet, um unter Verwendung der PMU-Messungen eine zweistufige hybride Zustandsschätzung durchzuführen [18]. Bei dieser werden im ersten Schritt die komplexen Knotenspannungen anhand der konventionellen, nicht per GPS zeitsynchronisierten Messwerte, mittels einer iterativen Zustandsschätzung ermittelt. Dies wird im Projekt im Rahmen der HEO-Funktionen des Leitsystems des Netzbetreibers umgesetzt. Im zweiten Schritt werden die PMU-Messwerte in eine zweite, nachgeschaltete lineare Zustandsschätzung integriert (vgl. Abbildung 4-2). Bei einer ausschließlichen Verwendung von Spannungsbeträgen und -winkeln der PMU, entspricht diese lineare Zustandsschätzung einer Gewichtung der PMU-Messwerte und den Ergebnissen der ersten Zustandsschätzung. Die beste Genauigkeit wird im Rahmen der zweistufigen hybriden Zustandsschätzung erreicht, wenn alle Netzknoten direkt über Spannungsmessungen oder indirekt über Strommessungen erfasst werden würden. Dies war allerdings aufgrund der hohen Anzahl an topologischen Netzknoten im untersuchten Netzgebiet im Projekt nicht umsetzbar. Der zweite Schritt der hybriden Zustandsschätzung findet dabei in der Simulationsumgebung des IEH statt.

Ebenfalls möglich ist, eine einstufige hybride Zustandsschätzung durchzuführen, bei welcher die konventionellen Messwerte und PMU-Messwerte in einem Schritt verarbeitet werden. Dieses Verfahren kann gegenüber der zweistufigen Zustandsschätzung Vorteile hinsichtlich der Genauigkeit bieten und sollte bei Verwendung von PMU-Messungen in einem Leitsystem so umgesetzt werden [18]. Aufgrund der bereits aus dem Leitsystem vorliegenden Zustandsschätzung wurde in ReTrans allerdings die zweistufige Variante implementiert.

5 Transitermittlung und -bewertung

Im nachfolgenden Kapitel wird auf ein Kernziel des Projekts, die Ermittlung und Bewertung von Transitflüssen in Echtzeit im Netzbetrieb und die hierfür im Projekt entwickelten Verfahren eingegangen. Abschnitt 5.1 widmet sich der Modellierung der Transitflüsse und der Analyse der Transitbelastungen im betrachteten Netzgebiet. In Abschnitt 5.2 wird eine Methode zur automatisierten Bewertung der Transitflüsse vorgestellt und deren Ergebnisse analysiert.

5.1 Schätzung der Transitflüsse

In diesem Kapitel wird das verwendete Verfahren zur Modellierung der Transitflüsse vorgestellt. Zudem werden die anhand des implementierten Verfahrens erzielten Ergebnisse hinsichtlich der Auswirkungen auf den Netzbetrieb analysiert. Dazu zählen die Änderung von Betriebsmittelauslastungen, die mögliche Identifikation von Transiten als Grund für Überlastungen und ein Anstieg der Verlustleistungen im Netz aufgrund von Transiten.

5.1.1 Modellierung der Transitflüsse

Zur Schätzung von Transitflüssen existieren verschiedene Ansätze in der Literatur. In [19] wird einer Quelle oder Last über eine Verteilungsmatrix ihr Anteil an den gesamten Leistungsflüssen über ein Betriebsmittel zugewiesen. In [20] werden Transite über die Superposition von Knotenströmen bestimmt. [21] verwendet ebenfalls einen Superpositionsansatz zur Ermittlung von Transiten und ist speziell auf einen 380/110 kV-Netzverbund ausgelegt. Dabei werden, wie in Abbildung 5-1 dargestellt, zwei Lastflussrechnungen durchgeführt, einmal mit dem tatsächlichen Netzzustand im gesamten Netzverbund (1) sowie eine weitere Lastflussrechnung, für welche das 380 kV-Netz simulativ kurzgeschlossen wird (2). Als tatsächlicher Netzzustand wird dabei in diesem Bericht das Ergebnis der (hybriden) Zustandsschätzung bezeichnet.

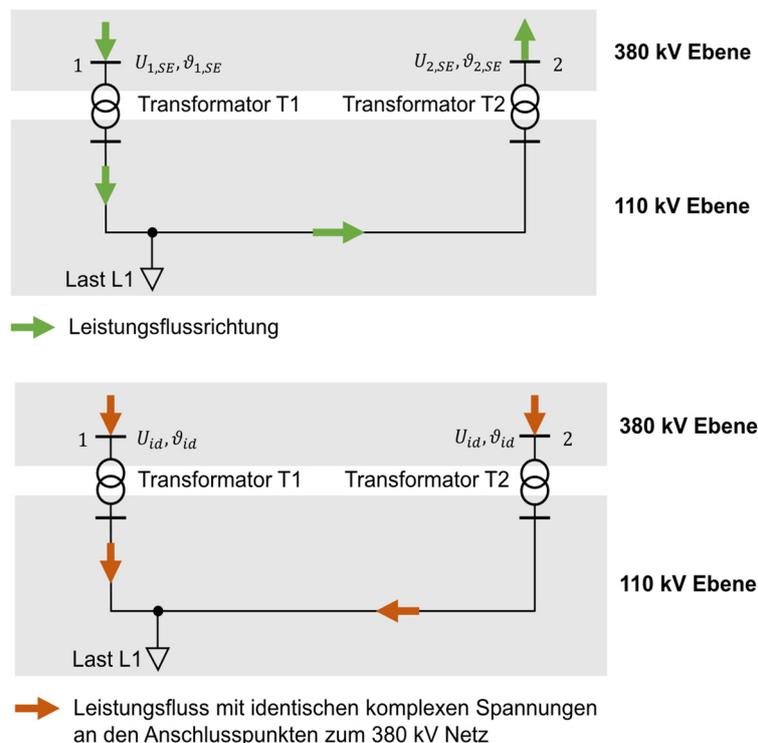


Abbildung 5-1: Zwei Lastflussrechnungen zur Ermittlung der Transitflüsse nach [21]. Oben: erste Lastflussrechnung mit den Ergebnissen der hybriden Zustandsschätzung. Unten: zweite Lastflussrechnung mit identischen komplexen Spannungen an den Übergabepunkten.

Durch das simulative Kurzschließen der 380 kV-Ebene fließen in (2) keine Transite mehr durch das 110 kV-Netz. Somit ergibt die Differenz aus (1) und (2) die zu bestimmenden Transitflüsse durch die Hochspannungsebene. Für die Schätzung der Transite wird im Rahmen des Projekts ReTrans der Ansatz aus [21] gewählt und leicht modifiziert. Die gewählte und angepasste Methodik weist gegenüber den beiden anderen Methodiken den Vorteil auf, dass für eine Schätzung der Transite ausschließlich das 110 kV-Netz inklusive 380/110 kV-Transformatoren berücksichtigt werden muss und nicht zusätzlich ein großer Ausschnitt der 380 kV-Netzebene. Zudem wurde im Projekt eine weitere Variante zur Transitbestimmung entwickelt. Für diese Variante werden ebenfalls zwei Lastflussrechnungen benötigt. Für die erste Lastflussrechnung werden die Messungen des PMU Monitoring Systems berücksichtigt, das 110 kV-Netz befindet sich dabei simulativ im Leerlauf. Für die zweite Lastflussrechnung wird wie im vorherigen Ansatz von [21] die Höchstspannungsebene simulativ kurzgeschlossen. Dies führt zu identischen Spannungen an den Anschlusspunkten zur 380 kV-Ebene (siehe Abbildung 5-2). Damit kann der kapazitive Blindleistungsbedarf des Netzes im Leerlauf ermittelt werden. Vorteil der so durchgeführten Bestimmung der Transitflüsse ist, dass diese ausschließlich anhand der Netztopologie und den Messungen aus dem PMU Monitoring System abgeleitet werden können. Weitere Messwerte in anderen Teilen des Netzes werden dafür nicht benötigt. Nachteilig wirkt sich aus, dass die PMU-Messungen hochpräzise sein müssen, da Messfehler sonst unmittelbar zu Abweichungen der ermittelten Transitflüsse führen. Für Testnetze unter Annahme von sehr genauen Messwerten zeigen beide hier vorgestellten Varianten nach [21] sowie die am IEH entwickelte Methode vergleichbare Ergebnisse. Da im Projekt nicht auf die für den zweiten Ansatz erforderliche Genauigkeit der Messwandler zurückgegriffen werden kann, wird diese Variante allerdings nicht für die weiteren Untersuchungen herangezogen. Stattdessen wird der Ansatz nach [21] angewendet.

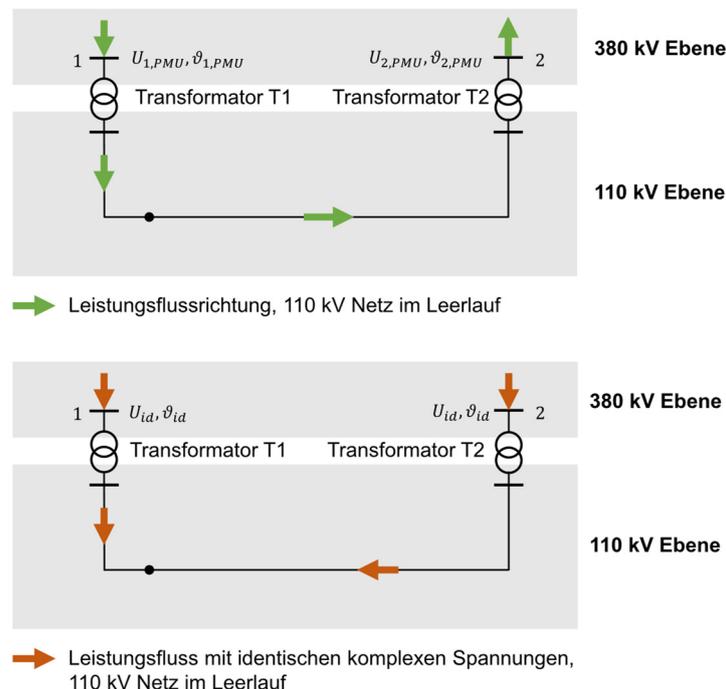


Abbildung 5-2: Zwei Lastflussrechnungen zur Ermittlung der Transitflüsse in der in ReTrans entwickelten Methode. Oben: erste Lastflussrechnung mit den Messungen des PMU Monitoring Systems. Unten: zweite Lastflussrechnung mit identischen komplexen Spannungen an den Übergabepunkten. Das 110 kV-Netz befindet sich dabei jeweils simulativ im Leerlauf.

5.1.2 Analyse der Transitflüsse im betrachteten Netzgebiet

Für die Analyse der Transitflüsse werden Snapshots aus einem 10-Monats-Zeitraum herangezogen. In diesem Zeitraum liegen für mehr als 2.800 Zeitpunkte stündliche Snapshots und somit zu etwa 40 % aller möglichen Stundenwerte vor. Dadurch bedingt sind eventuell einzeln auftretende hohe Belastungen durch Transite in diesem Zeitraum in der folgenden Analyse nicht erfasst. Da das Netzgebiet über etwa 200 Leitungen und Transformatoren verfügt, werden exemplarisch die Ergebnisse einzelner ausgewählter Netzzeige betrachtet.

Abbildung 5-3 zeigt den Boxplot der Änderungen der Betriebsmittelauslastungen durch Transite für ausgewählte Leitungen und Transformatoren. Die Boxen geben das 25. bis 75. Perzentil und die orange Linien den Median an. Alle Werte außerhalb des 1,5-fachen Interquartilsabstandes werden als Outlier definiert. Die Betriebsmittel wurden so ausgewählt, dass unterschiedliche Maschen im Netz abgedeckt werden. Anhand der Abbildung wird ersichtlich, dass einzelne Netzzeige in der Spitze durch Transite über 50 % zusätzlich zur Basisauslastung belastet werden. Die höchsten Auslastungen treten möglicherweise bei den Abschaltung von Betriebsmitteln in der 380 kV Ebene auf, da dann die lokale äquivalente Impedanz der Hochspannungsebene gegenüber der Höchstspannungsebene sinkt. Für eine abschließende Beurteilung, ob dieser Sachverhalt zutrifft, lagen allerdings keine Schaltzustände des Übertragungsnetzes vor. In der Hälfte der betrachteten Zeitpunkte liegen die betragsmäßigen Auslastungsänderungen für alle ausgewählten Betriebsmittel bei unter 20 %. Be- oder Entlastungen dieser Größenordnung können somit auch im Normalbetrieb der elektrisch parallel und geografisch nahen 380 kV Leitungen auftreten. Die höchsten Transitbelastungen treten dabei im Gebiet zwischen UW 2, UW 3 und UW 6 auf. Südlich von UW 6, sind im vorliegenden Datensatz die Transitbelastungen vergleichsweise gering.

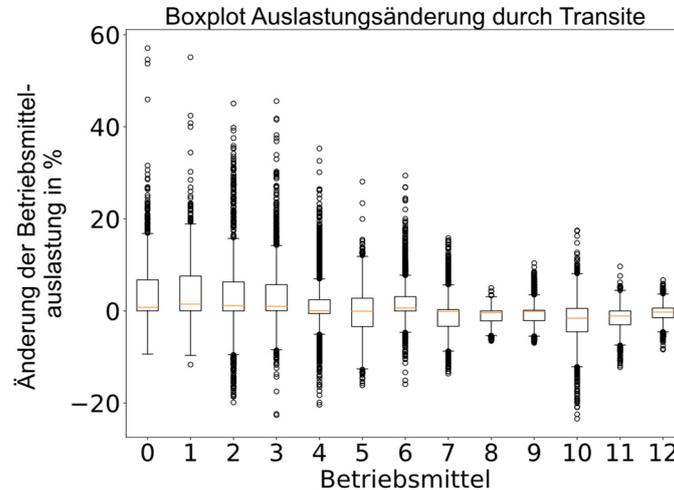


Abbildung 5-3: Boxplot der Änderung der Betriebsmittelauslastungen durch Transite.

Abbildung 5-4 stellt die Auslastungen der 13 Betriebsmittel mit und ohne Transite als Boxplot gegenüber. Die Auslastung ohne Transite entspricht dabei einer idealen Kompensation, wie sie theoretisch beispielsweise mittels UPFC in allen Umspannwerken erzielt werden könnte. Für sieben der Betriebsmittel sinken die maximalen Auslastungen, wenn idealisierte Leistungsflüsse ohne Transite anstatt den realen Leistungsflüssen betrachtet werden. Besonders für die Betriebsmittel 0, 1 sowie 3 fallen die Reduktionen deutlich aus. Diese Betriebsmittel würden ohne Transite in der Spitze um bis zu 30 % weniger belastet.

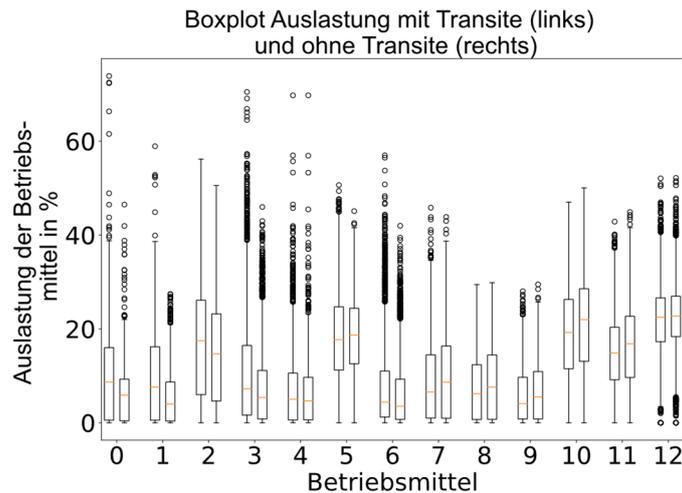


Abbildung 5-4: Boxplot Vergleich der Betriebsmittelauslastungen mit und ohne Transite.

Auffällig ist zudem, dass die Betriebsmittel 8 bis 12, welche vergleichsweise geringe Auslastungsänderungen durch Transite aufweisen, ohne Transite leicht höhere Maximalauslastungen und höhere Medianwerte aufweisen würden. Hier sind die Transite somit bei höheren Auslastungen tendenziell gegenläufig zu den Basisleistungsflüssen.

Abbildung 5-5 zeigt für einen 4-Tageszeitraum die realen Auslastungen sowie die simulierten Auslastungen ohne Transite für die Betriebsmittel 0, 1, 2, 4 und 7. Die Daten sind dabei in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten dargestellt. Die Betriebsmittel 0,1 sowie 2 werden quasi über den ganzen Zeitraum durch Transite belastet, während das Betriebsmittel 7 meist durch die Transite entlastet wird. Betriebsmittel 4 wird im dargestellten Zeitraum wechselnd durch Transite be- und entlastet. Dabei findet die Belastung stets in den Nachstunden und die Entlastung tagsüber statt. Somit ändern sich je nach Tageszeit in diesem Zeitraum die relativen Richtungen der Basis- und Transitflüsse.

Die Auslastungsänderung der 110 kV-Betriebsmittel aufgrund Transitflüssen variiert dabei im Normalbetrieb der geografisch und elektrisch nahen 380 kV-Betriebsmittel innerhalb von etwa zwei Stunden um bis zu 15 %. Falls elektrisch nahe, zur 110 kV-Netzgruppe parallele Höchstspannungsleitungen abgeschaltet werden, ändern sich die Transite und damit durch diese verursachte Auslastungsänderungen sprunghaft.

Mit den Betriebsmittelauslastungen korrelieren auch die Netzverluste. Die Abhängigkeit der stromabhängigen Verluste von der Belastung ist dabei quadratisch. Lastunabhängige Verluste oder Abhängigkeiten vom Wetter werden im Folgenden nicht berücksichtigt. Abbildung 5-6 zeigt die stromabhängigen Netzverluste mit und ohne Transitflüsse. Dabei entsprechen 100 % den Verlusten mit Transitflüssen im Ist-Zustand. Bei einer simulativen vollständigen Vermeidung von Transitflüssen, würde sich die stromabhängige Verlustenergie im betrachteten Netzgebiet um etwa 22 % reduzieren lassen. Berücksichtigt werden hierfür alle, der im 10-Monats-Zeitraum vorliegenden Snapshots.

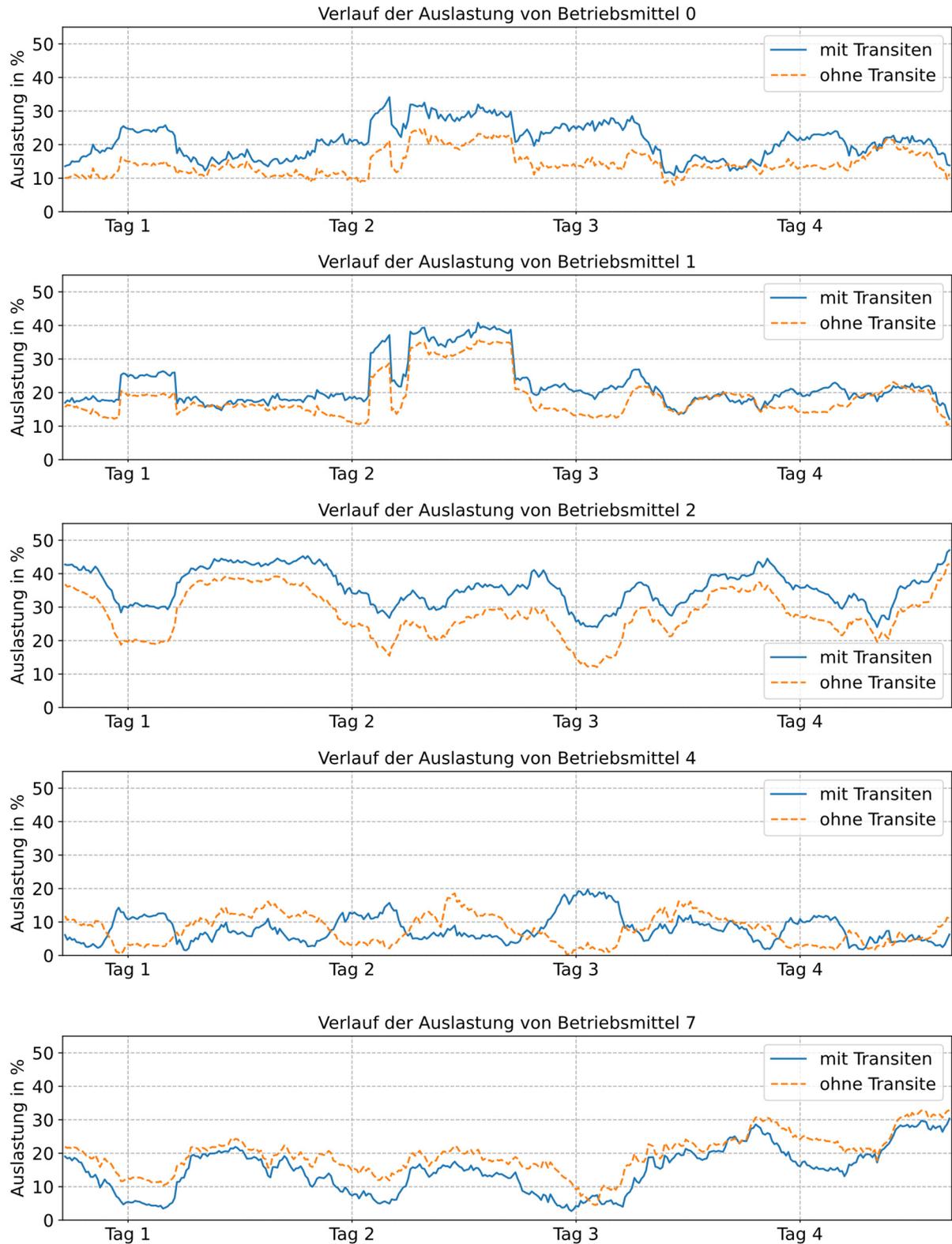


Abbildung 5-5: Auslastungen der Betriebsmittel 0, 1, 2, 4 sowie 7 mit Transiten sowie idealisiert ohne Transite für einen 4-Tages-Zeitraum in 15-Minuten-Schritten.

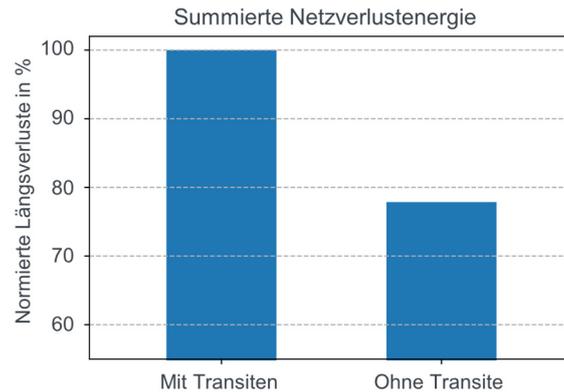


Abbildung 5-6: Stromabhängige Verluste mit Transiten sowie ohne Transite. Die summierte Netzverlustenergie ist dabei auf den Ist-Zustand inkl. Berücksichtigung der Transitflüsse normiert.

Nachfolgend werden die Korrelationen zwischen den Wirkleistungstransitflüssen auf ausgewählten Betriebsmitteln und den Spannungswinkeldifferenzen einzelner Umspannwerke betrachtet. Abbildung 5-7 zeigt beispielhaft die Korrelationen der 110 kV-seitigen bzw. 380 kV-seitigen Winkeldifferenz zwischen den Umspannwerken UW2 und UW3, sowie der durch Transite bedingten Auslastung von Betriebsmittel 3. Für die Auslastungsberechnung werden ausschließlich Transitflüsse simuliert, das heißt, es werden die im Netz vorhandenen Basisleistungsflüsse nicht berücksichtigt. Die reale Auslastung kann je nach Betrag und Richtung der Basisleistungsflüsse höher oder niedriger ausfallen. In Abbildung 5-7 ist zu erkennen, dass unterspannungsseitig die Korrelation weniger signifikanter ist, als die überspannungsseitig. Dies liegt unter anderem daran, dass der Wirkleistungsfluss über die Transformatoren und damit auch die 110 kV-seitigen Spannungswinkel neben den Transiten maßgeblich von der Last und Erzeugung in der 110 kV-Ebene beeinflusst werden.

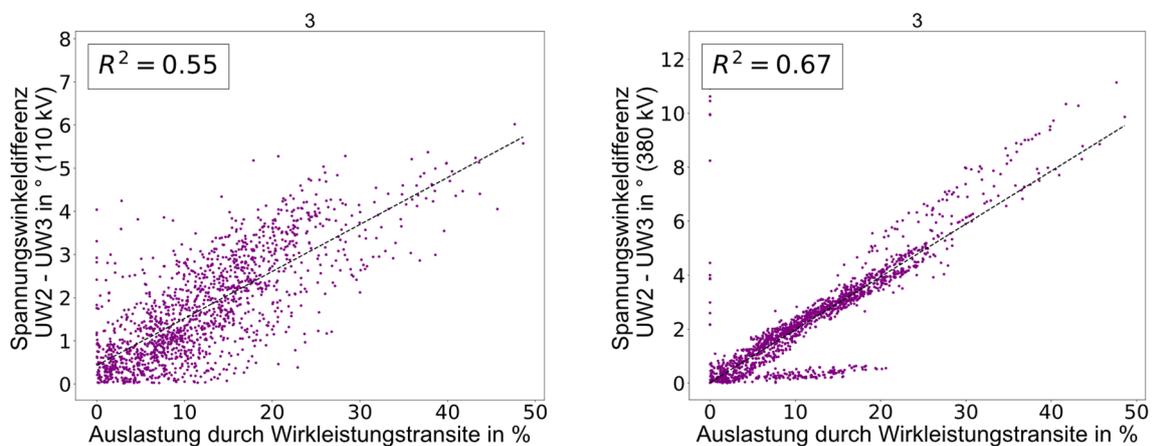


Abbildung 5-7: Links: Korrelation zwischen der unterspannungsseitigen Winkeldifferenz UW2-UW3 und der Auslastung von Betriebsmittel 3 durch Wirkleistungstransite in %; Rechts: Korrelation zwischen der überspannungsseitigen Winkeldifferenz und der Auslastung durch Wirkleistungstransite in %.

Somit ist die unterspannungsseitige Winkeldifferenz für eine qualitative Abschätzung der Transite weniger geeignet, als die überspannungsseitige. Zudem ist ersichtlich, dass selbst bei hohen überspannungsseitigen Winkeldifferenzen zwischen den Umspannwerken UW2 und UW3 teilweise keine oder nur geringe Wirkleistungstransite auftreten. Grund hierfür sind zeitlich variable Netztopologien. Die Winkeldifferenzen von mehr als 10° treten im gleichen Zeitraum jeweils mittags auf, verursachen aber aufgrund von korrektiven Schalthandlungen zu einigen Zeitpunkten keine Transitflüsse auf dem betrachteten Betriebsmittel 3.

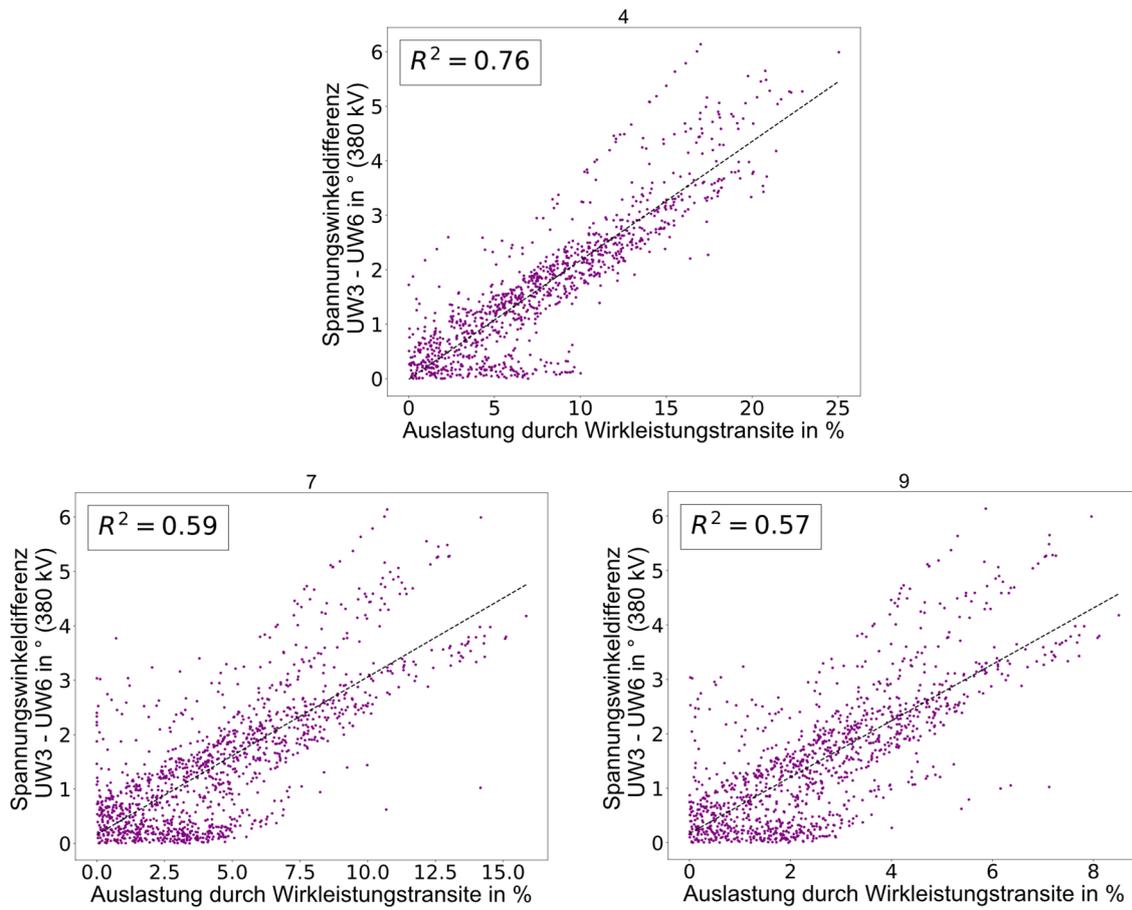


Abbildung 5-8: Korrelation der überspannungsseitigen Winkeldifferenzen der Umspannwerke UW2 und UW3 mit der berechneten Auslastung durch Wirkleistungstransite für die Betriebsmittel 4, 7 und 9.

Eine Analyse der Korrelation zwischen der baden-württembergischen bzw. deutschlandweiten Windenergie- sowie PV-Erzeugung mit den Wirkleistungstransitflüssen ergibt keine signifikanten Abhängigkeiten. Zwar treten in der beispielhaften Abbildung 5-9 für Betriebsmittel 3 hohe Wirkleistungstransite über 30 % der thermischen Kapazität des Betriebsmittels nur für deutschlandweite Einspeiseleistungen größer als 20 GW auf. Allerdings führen deutlich höhere Erzeugungsleistungen teils auch zu niedrigeren Transitflüssen.

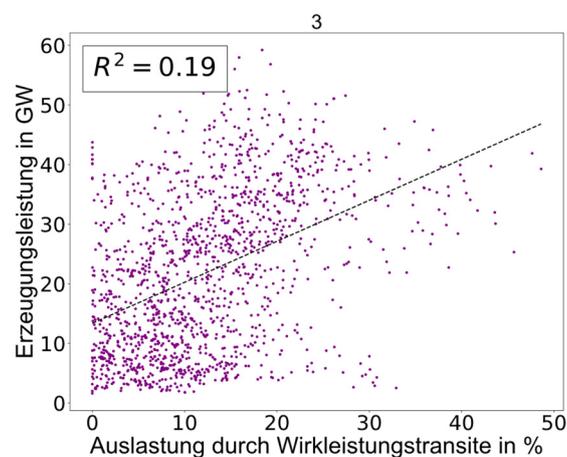


Abbildung 5-9: Korrelation der deutschlandweiten Windkraft- und PV-Einspeisung sowie der berechneten Auslastung durch Wirkleistungstransite für das Betriebsmittel 3.

Es wären für weitere Untersuchungen zwei Aspekte interessant. Zum einen, ob für ähnliche Netztopologien, sowohl im 110 kV-, als auch im 380 kV-Netz, eine Korrelation der EE-Erzeugung mit den Wirkleistungstransiten besteht. Zum anderen, die Korrelationsuntersuchungen dahingehend zu vertiefen, dass lokale Erzeugungs- und Verbrauchsdifferenzen betrachtet werden, um auf ein Erzeugungs- und Lastgefälle zwischen Regionen und damit auch eine Ursache von Transiten schließen zu können. Im Projekt waren für das 380 kV-Netz keine Topologie-Informationen verfügbar, womit keine Clusterung nach Netztopologien erfolgen konnte.

5.2 Automatisierte Bewertung der Transitflüsse

Um im Echtzeitnetzbetrieb zum einen dem Personal in Leitstellen einen schnellen Überblick über die Auswirkungen der Leistungstransite anhand einer Belastungsskala zu liefern, wurde in ReTrans ein Verfahren zur automatisierten Bewertung von Transitflüssen entwickelt. Zudem kann das erarbeitete Verfahren dazu genutzt werden, um die Notwendigkeit von Optimierungsmaßnahmen aufgrund Transiten anhand einer einzelnen Kenngröße echtzeitnah im Netzbetrieb zu ermitteln.

5.2.1 Methodik für automatisierte Bewertung für einzelne Leitungen und Transformatoren

Die Belastung des 110 kV-Netzes durch Transite kann anhand unterschiedlicher Größen quantifiziert werden. Es kann beispielsweise die Betriebsmittelauslastung aufgrund von Transiten für die Bewertung der Belastung herangezogen werden. Allerdings ist anhand dieser ungerichteten Größe nicht ersichtlich, ob die Transite auf den einzelnen Betriebsmitteln mit oder entgegen den Basisleistungsflüssen fließen. Sind Transite und die Basisleistungsflüsse zur Versorgung von Lasten oder Abtransport von eingespeister Leistung gleichgerichtet, erhöht sich die Betriebsmittelauslastung. Fließen beide Leistungsflüsse entgegengesetzt, kommt es zu einer Reduktion der Betriebsmittelauslastung (vgl. 2.1.1). Zudem ist relevant, ob die Transite ein bereits stark oder ein gering belastetes Betriebsmittel weiter belasten.[20] Insbesondere im Kontext stark gestiegener Stromerzeugungskosten, ist die Berücksichtigung der Änderung der Verlustleistung durch Transite in der Transitbewertung denkbar.

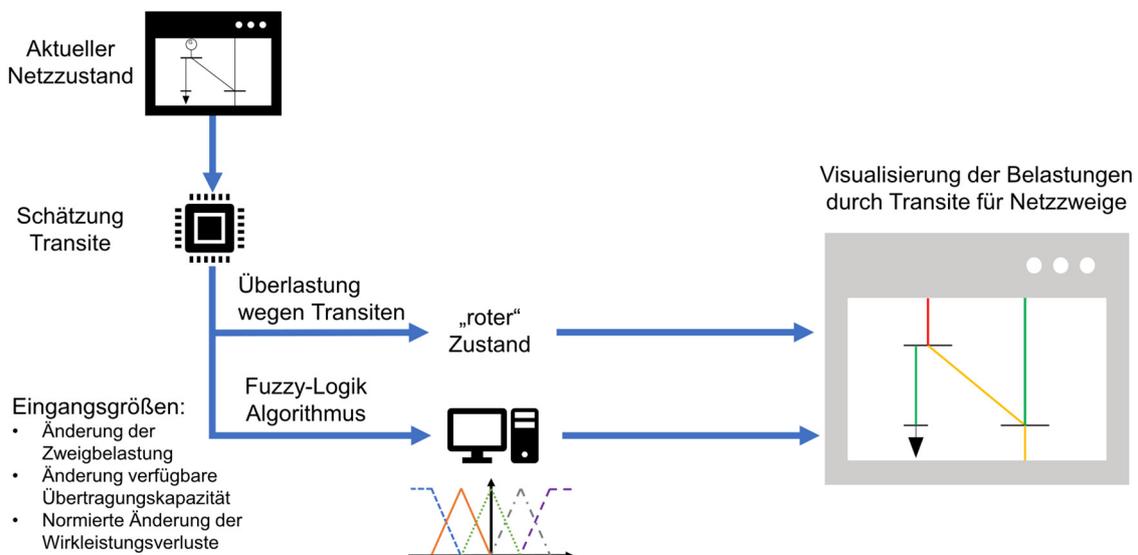


Abbildung 5-10: Vorgehensweise bei der automatisierten Transitbewertung für Leitungen und Transformatoren.

Um die Auswirkungen der Transite auf den Netzbetrieb bewerten zu können, müssen somit mehrere Eingangsgrößen berücksichtigt werden. Für die Bestimmung einer netzunabhängigen

gen Ausgangsgröße wurde in ReTrans ein auf Fuzzy-Logik [22] basierender Algorithmus entwickelt. Dieser ermöglicht es, aufbauend auf dem Transit-Schätz-Modul, die Auswirkungen der Transitflüsse für alle Leitungen und Transformatoren zu bewerten. Abbildung 5-10 zeigt die Vorgehensweise bei der automatisierten Bewertung der Transitflüsse. Wird eine Leitung aufgrund von Transiten überlastet, wird diese unmittelbar mit „rot“ für kritischer Zustand bewertet. Andernfalls wird der im Projekt entwickelte, auf Fuzzy-Logik basierende Algorithmus durchlaufen, welcher unter Berücksichtigung der in Abbildung 5-10 aufgeführten Eingangsgrößen den Belastungsgrad der Netzweige durch Transite bestimmt.

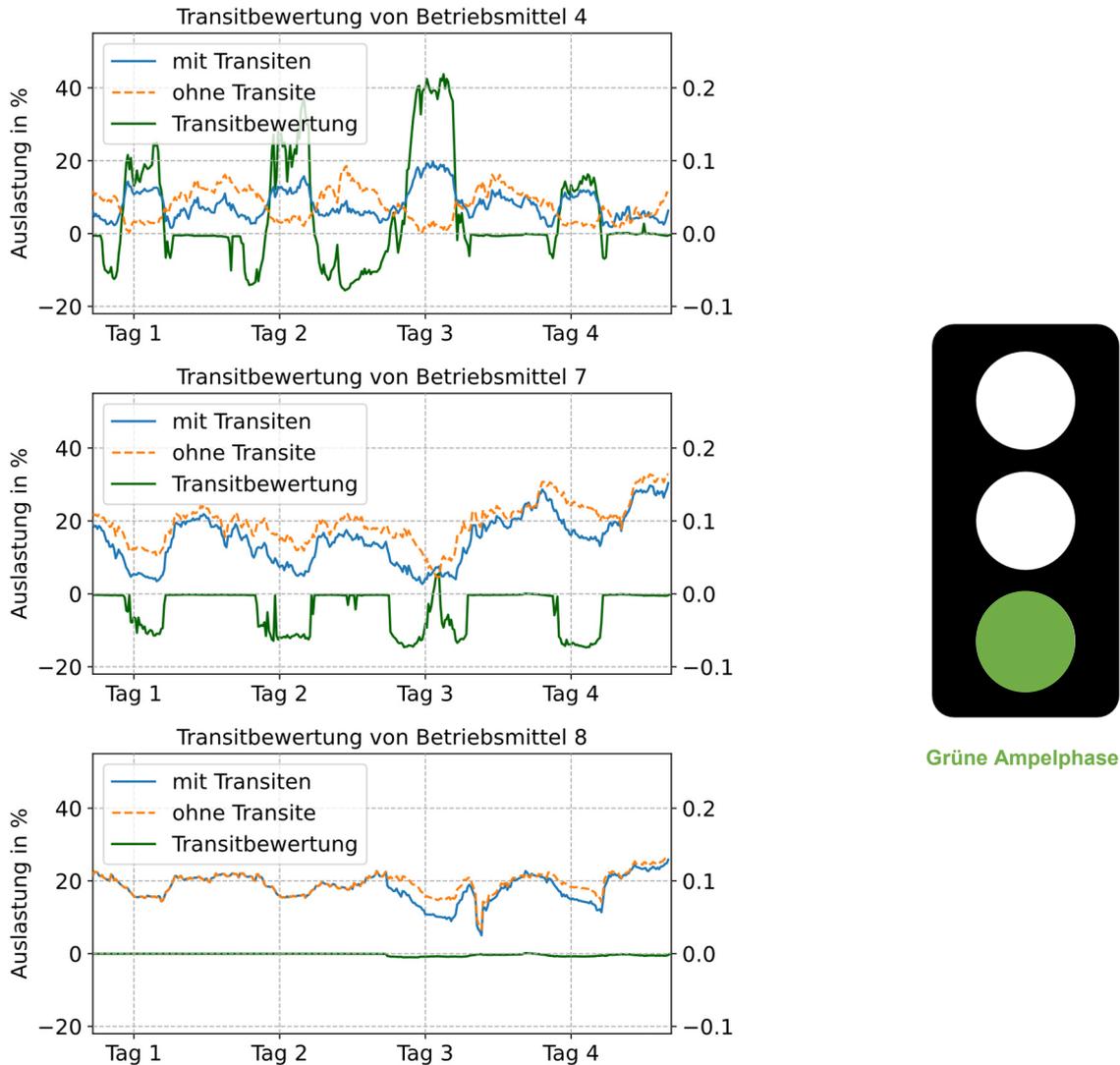


Abbildung 5-11: Links: Verlauf der automatisierten Transitbewertung für die Betriebsmittel 4, 7 und 8. Zudem sind die jeweiligen Auslastungen mit sowie ohne Transitflüsse dargestellt; Rechts: Transitbewertung für das gesamte Netzgebiet.

Abbildung 5-11 zeigt den zeitlichen Verlauf der Transitbewertung für die Betriebsmittel 4, 7 und 8. Um die anhand des entwickelten Algorithmus berechneten Transitbewertungen beurteilen zu können, sind zudem in dieser Abbildung die realen Auslastungen mit sowie die simulierten Auslastungen ohne Transite dargestellt. Die Transitbewertung ist dabei auf den Wertebereich zwischen -1 und +1 skaliert. Eine Bewertung von -1 entspricht einer starken Entlastung des Betriebsmittels durch Transite, +1 bedeutet eine starke Belastung. Ein Wert nahe null

steht für eine neutrale Belastung. Insgesamt werden alle Betriebsmittel im betrachteten Zeitraum nur leicht be- bzw. entlastet. Folglich werden die Transitauswirkungen automatisiert meist mit *neutral* bis *leicht be-* bzw. *entlastend* bewertet.

Betrachtet man die einzelnen Betriebsmittel und Transitbewertungen detailliert, ist festzustellen, dass die Auswirkungen für Betriebsmittel 8 aufgrund der nur sehr geringen Transite für den gesamten Zeitraum mit quasi null und somit als *neutral* bewertet werden. Betriebsmittel 7 wird fast durchgängig durch die Transitflüsse entlastet. Hierbei ist zu erkennen, dass der Algorithmus erst ab einem Schwellenwert von einer komplett neutralen Bewertung nahe null abweicht. Zudem ist ersichtlich, dass mit einer ansteigenden Reduktion der Auslastung durch Transite die Bewertung mehr *entlastend* ausfällt. Ebenso fällt die Bewertung mehr *entlastend* aus, wenn bei einer betragsmäßig gleichen Reduktion der Auslastung, die Basisauslastung ohne Transite höher ausfällt. Für Betriebsmittel 4 kann ebenso festgestellt werden, dass sowohl bei Be- als auch Entlastungen der Algorithmus erst ab einem Schwellenwert von einer neutralen Bewertung abweicht. Für dieses Betriebsmittel wird die Transitbelastung in der Spitze mit leicht belastend bestimmt. Insgesamt wird der Netzzustand für die gesamte Netzgruppe für den betrachteten Zeitraum mit „grün“ bewertet (vgl. nachfolgendes Kapitel 5.2.2).

5.2.2 Methodik für automatisierte Bewertung für gesamte Netzgruppe

Um automatisch identifizieren zu können, ob eine gesamte Netzgruppe stark durch Transite belastet wird, wird anhand eines Analytic Hierarchy Process (AHP) [23] eine einzelne Kenngröße für das Gesamtnetz bestimmt. Als Eingangsgrößen der Berechnung dienen unterschiedliche Kriterien, welche hauptsächlich aus den Zweigbewertungen aus dem vorhergehenden Abschnitt hervorgehen. Zu den verwendeten Kriterien zählen beispielsweise der Maximalwert sowie der Durchschnittswert der einzelnen Zweigbewertungen. Darüber hinaus wird die normierte Änderung der Wirkverluste durch Transite im Netzgebiet berücksichtigt. Die Kriterien werden im Rahmen des AHP unterschiedlich stark gewichtet. Die so ermittelte Ausgangsgröße kann zum einen für Leitstellenpersonal als Netzampel [24] visualisiert werden. Eine rote Ampelphase entspricht dabei sehr hohen Transitbelastungen, welche auch zu temporären Betriebsmittelüberlastungen führen können. Eine gelbe Ampelphase verdeutlicht mittlere bis starke Transitbelastungen, während in der grünen Ampelphase nur leichte Belastungen auftreten. Zudem kann der ermittelte numerische Ausgangswert für die Auswahl von Optimierungsmaßnahmen herangezogen werden. So kann beispielsweise eine rote Ampelphase topologische Änderungen des Stromnetzes erforderlich machen.

Abbildung 5-12 zeigt schematisch den Berechnungsablauf der automatisierten Transitbewertung für eine gesamte Netzgruppe. Analog zur Bewertung in Abschnitt 5.2.1 nimmt bei Betriebsmittelüberlastungen aufgrund von Transiten die Netzampel direkt den „roten“ Zustand an, ohne dass der AHP angewendet wird. Liegt keine Überlastung durch Transite vor, wird der AHP-Algorithmus durchlaufen.

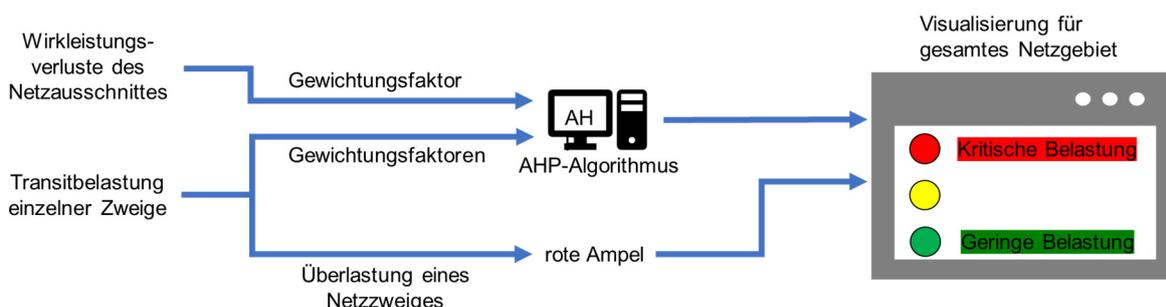


Abbildung 5-12: Ablauf der automatisierten Transitbewertung für eine gesamte Netzgruppe.

6 Optimierung des Netzbetriebs

In diesem Abschnitt werden verschiedene Optimierungsmaßen im Netzbetrieb analysiert. Aufbauend auf der Definition des Optimierungsziels werden mit den vorhandenen Betriebsmitteln möglichen Potentiale bestimmt und anschließend die Auswirkungen von Maßnahmen betrachtet, welche sich nur durch den Zubau von neuen Betriebsmitteln erreichen lassen.

6.1 Optimierungsmaßnahmen und -ziele

6.1.1 Ohne Netzausbau umsetzbare Maßnahmen im betrachteten Netzgebiet

Im vorhandenen Netz sind mehrere Stellgrößen zur Beeinflussung der Knotenbespannung und Leistungsflüsse und somit auch der Netzverluste vorhanden:

1. Längsregelung der 380/110 kV-Transformatoren,
2. Einsatz von Anlagen zur Blindleistungskompensation (ohne Zwischenstufen),
3. Änderung der Netztopologie durch Schalthandlungen,
4. Nutzung von Blindleistungsflexibilitäten aus EE-Anlagen,
5. Nutzung von fossilen Reservekraftwerken.

Mit den vorhandenen Betriebsmitteln können die Wirkleistungstransite nur bedingt beeinflusst werden. Für eine bestmögliche Reduktion wäre beispielweise der Einsatz von Quer-, Schrägregeltransformatoren oder UPFC notwendig. Auch können durch den Einsatz der Kompensationsanlagen nur begrenzt die Verlustleistung oder Betriebsmittelauslastungen optimiert werden. Grund hierfür ist, dass diese ausschließlich zu- oder abgeschaltet werden können und keine Feinstufungen aufweisen.

Mit dem Einsatz von fossilen Reservekraftwerken im betrachteten Netzgebiet lassen sich zwar überregional die Leistungsflüsse verändern, da lokal mehr Wirkleistung bereitgestellt werden kann. Allerdings kann der Einsatz nicht im laufenden Netzbetrieb angefordert werden. Vielmehr ist eine Bedarfsanmeldung bereits längere Zeit im Voraus notwendig. Somit scheidet diese Option zur echtzeitfähigen Beeinflussung der Leistungsflüsse gänzlich aus. Für die Analyse der Eignung von Schalthandlungen sind für die notwendige Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums Netzzustandsdaten des 380 kV-Netzes erforderlich, welche allerdings im Projekt nicht vorlagen. Somit wird diese Option im Folgenden für die Potentialanalysen ebenfalls nicht weiter betrachtet.

6.1.2 Durch zusätzliche Betriebsmittel realisierbare Maßnahmen im betrachteten Netzgebiet

Die im Folgenden aufgeführten, durch Ausbaumaßnahmen realisierbaren Maßnahmen stellen eine Auswahl des technisch Realisierbaren dar. Mithilfe der getroffenen Auswahl soll das Potential unterschiedlicher Netzausbaumaßnahmen beurteilt werden.

- a) Zubau von Querregeltransformatoren in ausgewählten oder in allen 380/110 kV-Umspanwerken,
- b) Zubau von UPFC in allen oder nur in einzelnen 380/110 kV-Umspanwerken.

Durch Nutzung von Querregeltransformatoren oder UPFC können die Spannungswinkel in den jeweiligen Umspanwerken beeinflusst werden. Da ein Zubau dieser Betriebsmittel mit hohen Kapitalkosten verbunden ist, wird untersucht, ob bereits durch deren Einsatz in ausgewählten Umspanwerken eine signifikante Reduktion der Transitflüsse erreicht werden kann. Eine wirtschaftliche Beurteilung der Ausbaurkosten war nicht im Fokus dieses Projektes.

6.1.3 Definition des Optimierungsziels

Ziel der in ReTrans implementierten Optimierung ist, die Netzverluste in einem Netzgebiet zu reduzieren. Hierfür werden die in den Abschnitten 6.2.1 sowie 6.2.2 vorgestellten Maßnahmen herangezogen. Dies korreliert mit einer Reduktion von Betriebsmittelauslastungen. Die Transite werden dabei nicht gezielt reduziert, da je nach den vorhandenen Basisleistungsflüssen im Netz, die Auslastungen und damit die Verluste auf einzelnen Betriebsmitteln durch Transite sinken können. Erhöhen die Transite im Gesamtnetz die Verluste, werden diese über die Verlustreduktion indirekt minimiert.

Für das Erreichen des Optimierungsziels sind notwendige Randbedingungen des Netzbetriebs zu berücksichtigen. Die Optimierung soll dabei simulativ und echtzeitnah erfolgen. Das heißt, die Potentiale werden zwar mittels eines echtzeitfähigen Algorithmus ermittelt. Im Rahmen des Projekts findet allerdings keine reale Nutzung der simulierten Potentiale statt.

6.1.4 Umsetzung der Optimierung

Die Umsetzung der Optimierung unterscheidet sich je nach „Ampelphase“ aus Abschnitt 5.2.2. In der grünen Ampelphase findet eine einstufige, lineare Optimierung statt. Diese basiert auf der Verwendung von Sensitivitätsmatrizen in Anlehnung an [25], [26]. Als Stellgrößen dienen bspw. die Blindleistungssollwerte der EE-Anlagen sowie die Stufenposition der Längsregeltransformatoren. Bei einer gelben oder roten Ampelphase ist eine zweistufige Optimierung vorgesehen. Bei dieser wird in der ersten Stufe ein heuristischer Ansatz zur Identifikation möglicher Topologieänderungen verfolgt. Die zweite Stufe ist dabei identisch mit der linearen Optimierung im Falle einer grünen Ampelphase. Abbildung 6-1 zeigt schematisch den Ablauf der Optimierung bei ausschließlicher Berücksichtigung bereits im Netz vorhandener Betriebsmittel und Stellgrößen.

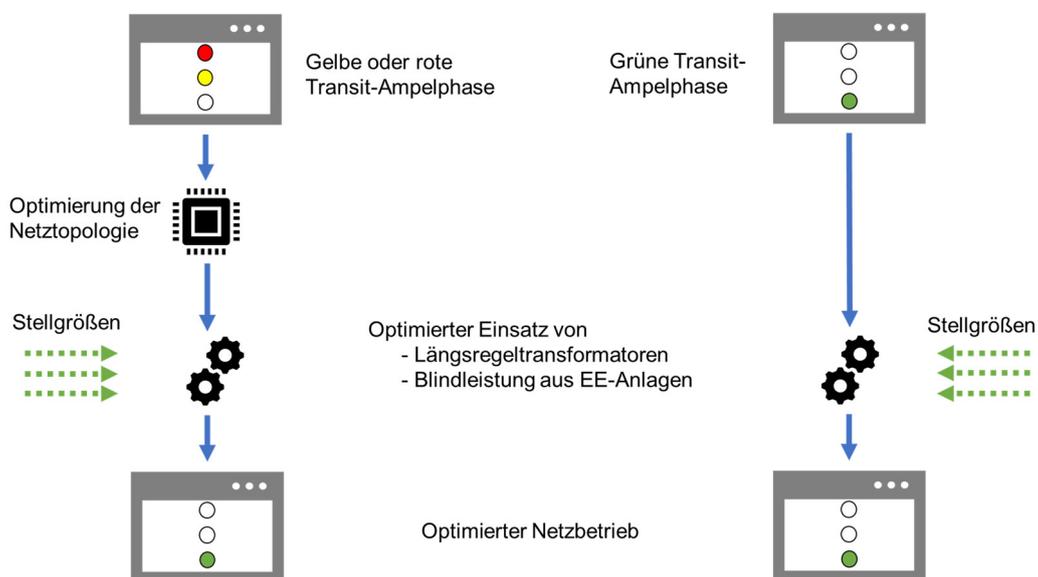


Abbildung 6-1: Ablauf der Netzbetriebsoptimierung in Abhängigkeit der Transitampelphase. Ohne Zubau von neuen Betriebsmitteln.

Im Rahmen der Optimierung werden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

- Sicherstellen des (n-1)-Prinzips bei Topologieänderungen,
- zulässiges Spannungsband,
- Auslastungsgrenzen der Netzbetriebsmittel,

- Blindleistungsgrenzen der EE-Anlagen nach VDE-AR-N 4120,
- vertraglich vereinbarter Blindleistungsaustausch zwischen der Hoch- und Höchstspannungsebene.

Für die Optimierung mit bisher nicht im Netz vorhandenen Betriebsmitteln werden ausgewählte, unter 6.1.2 genannte Netzausbaumaßnahmen herangezogen. Die daraus resultierenden Stellgrößen fließen dann zusätzlich in den in Abbildung 6-1 schematisch dargestellten Programmablauf ein.

6.2 Analyse der Auswirkungen der Optimierungsmaßnahmen

In diesem Abschnitt werden die simulativ erzielten Ergebnisse der Optimierungsmaßnahmen betrachtet. Dabei wird in Optimierungsmaßnahmen unterschieden, welche sich mit bereits im Netz vorhandenen Betriebsmitteln durchführen lassen und solche, für die der Zubau neuer Betriebsmittel erforderlich ist. Der Untersuchungszeitraum erstreckt sich dabei analog zum vorherigen Kapitel über 10 Monate.

6.2.1 Ohne Einsatz neuer Betriebsmittel

Zunächst werden Ergebnisse der Optimierung ohne Einsatz von neuen Betriebsmitteln betrachtet. Dabei werden primär die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Netzverluste und die Spannungshaltung betrachtet. Da sich ohne den Einsatz neuer Betriebsmittel wie Querregtransformatoren die Leistungsflüsse nur vergleichsweise geringfügig ändern, werden in diesem Abschnitt die Änderungen der Betriebsmittelauslastungen nicht für alle untersuchten Szenarien analysiert. Verwendet wird für die Bestimmung der Potentiale jeweils lineare Optimierung.

6.2.1.1 Ausschließliche Optimierung des Blindleistungshaushaltes mittels DEA

Für eine Optimierung des Blindleistungshaushaltes werden in diesem Abschnitt die Blindleistungspotentiale der unmittelbar an das Hochspannungsverteilstromnetz angeschlossenen DEA simulativ genutzt. Damit soll eine Reduktion der Netzverluste erreicht werden. Bei den unmittelbar an das 110 kV-Netz angeschlossenen DEA handelt es sich um insgesamt 12 PV-Anlagen bzw. Windparks, welche die in Tabelle 6-1 aufgeführten aggregierten Werte aufweisen. Die größte betrachtete DEA speist bei Nennbetrieb mit ca. 93 MW ein, die kleinste mit etwa 10 MW.

Tabelle 6-1: Summierte Leistungen der unmittelbar an das 110 kV Netz angeschlossenen DEA.

Wirkleistung bei Nennbetrieb in MW	Blindleistung gesamt (übererregt) in MVar	Blindleistung gesamt (untererregt) in MVar
419	197	-106

Gemäß Kapitel 2.2.2 ist nach VDE-AR-N 4120 der bereitzustellende Blindleistungsbereich abhängig von der jeweils aktuellen Wirkleistungseinspeisung. Davon abweichend werden in der in ReTrans entwickelten globalen Blindleistungsoptimierung die in Abbildung 6-2 dargestellten Blindleistungsbereiche angenommen. Diese entsprechen einer modifizierten Form der VDE-AR-N 4120 und sind aufgrund der vorgenommenen Anpassungen unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da technisch die DEA auch bei geringen Wirkleistungseinspeisungen Blindleistung bereitstellen können. Gegenüber einer unveränderten Anwendung der Blindleistungsbereiche aus der VDE-AR-N 4120 erhöht sich das Verlustreduktionspotential für das Hochspannungsverteilstromnetz, da zu mehr Zeitpunkten verlustoptimiert Blindleistung bereitgestellt werden kann. Den einzelnen DEA wird für die Optimierung

diejenige der Varianten 1 bis 3 aus Abbildung 6-2 zugeordnet, welche der durch den Netzbetreiber zugewiesenen Variante basierend auf der VDE-AR-N 4120 entspricht.

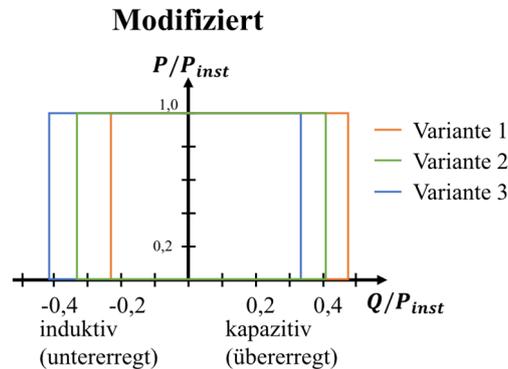


Abbildung 6-2: Modifizierte Blindleistungsbereiche in Anlehnung an die VDE-AR-N 4120.

Abbildung 6-3 zeigt für einen etwa einwöchigen Betrachtungszeitraum die normierten Netzverluste im Ist-Zustand vor der Optimierung sowie die mittels der Optimierung erreichte prozentuale Reduktion. Die Verluste sind dabei auf den in diesem Zeitraum auftretenden maximalen Wert skaliert. An Tag 1 lassen sich mittels dem entwickelten OPF die Verluste um bis zu 15,5 % reduzieren. Nach einer Änderung der Netztopologie gegen Mittag des ersten Tages sinkt die erzielte Verlustreduktion deutlich. Für die restlichen Tage schwanken die Verlustminderungen von knapp über 0 % bis ca. 8 %. Insgesamt lassen sich für diese sieben Tage mittels Anpassung der Blindleistungssollwerte die Verluste um etwa 3,8 % verringern. Für den gesamten Zeitraum, für welchen Snapshots vorliegen (zehn Monate), können unter Anwendung der optimierten Blindleistungssollwerte die Verluste um etwa 1,8 % reduziert werden.

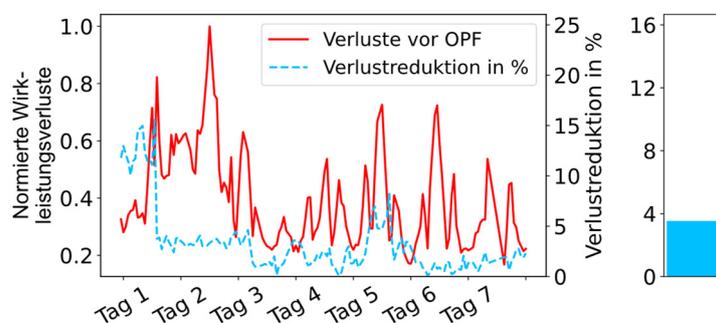


Abbildung 6-3: Links: Normierte Verluste vor der Optimierung (rot), Reduktion der Verluste durch optimierte Blindleistungssollwerte in % (blau). Rechts dargestellt ist die Verlustreduktion für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum in %.

Abbildung 6-4 zeigt links den Blindleistungsbezug des 110 kV-Netzes aus dem Übertragungsnetz in p.u. vor und nach der Optimierung für den einwöchigen Betrachtungszeitraum. Dabei wird ersichtlich, dass sich mit den optimierten Blindleistungssollwerten der Blindleistungsbezug in Richtung des übererregten Bereichs verschiebt. Rechts in Abbildung 6-4 ist der Boxplot der Knotenspannungen in p.u. gezeigt. Durch die Anwendung der neuen Blindleistungssollwerte steigen in der Simulation die Knotenspannungen leicht an, bleiben allerdings deutlich im zulässigen Spannungsbandbereich. Dabei sind für die Knotenspannungen etwaige Outlier nicht dargestellt. Zu beachten ist, dass in dieser Simulation nicht das Verhalten der Längsregler der Transformatoren berücksichtigt wird. Dieses beeinflusst ggf. die Veränderungen der Knotenspannungen und wirkt einer Spannungserhöhung je nach Sollwert des Reglers möglicherweise entgegen.

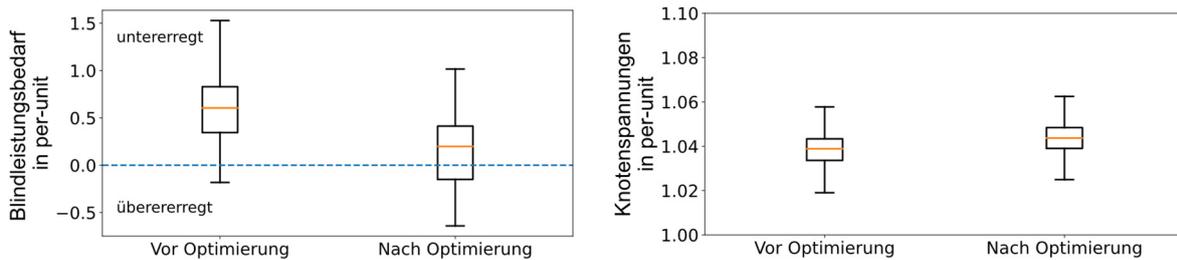


Abbildung 6-4: Links: Boxplot des Blindleistungsbezugs der Netzgruppe aus dem Übertragungsnetz vor und nach der Optimierung; Rechts: Knotenspannungen vor und nach der Optimierung. Betrachtet wird ein einwöchiger Zeitraum.

6.2.1.2 Ausschließliche Optimierung der Längsregelung der 380/110 kV-Transformatoren

Durch die an allen 380/110 kV-Transformatoren vorhandenen Längsregler können die Spannungsbeträge auf der 110 kV-Seite beeinflusst werden. Eine allgemeine Anhebung des Spannungsniveaus an allen Verknüpfungspunkten zum überlagerten Höchstspannungsnetz reduziert gegenüber dem Ausgangsbetriebspunkt die Längsverluste im Netz. Grund hierfür ist, dass bei höheren Spannungen die Längsströme über die Betriebsmittel abnehmen. Demgegenüber steht eine Anhebung der spannungsabhängigen Verluste, beispielsweise der Leerlaufverluste der Transformatoren. In der im Folgenden betrachteten Optimierung werden nur die stromabhängigen Verluste betrachtet.

Mit den im Netz vorhandenen Längsreglern können in geringem Umfang die Transite beeinflusst werden. Durch voneinander abweichende Stufung der Längsregler in unterschiedlichen Umspannwerken, lassen sich gezielt eventuell vorhanden Blindleistungstransite reduzieren. Wirkleistungstransite lassen sich im Hochspannungsnetz mittels Längsreglern nur wenig beeinflussen. Da im betrachteten Netzgebiet Blindleistungstransite eine untergeordnete Rolle spielen, sind somit die Möglichkeiten zur Reduktion der Scheinleistungstransite durch diese Optimierungsmaßnahme begrenzt. Die in diesem Abschnitt simulativ erzielten Verlustreduktionen sind folglich hauptsächlich auf die Erhöhung des Spannungsniveaus in der 110 kV-Ebene zurückzuführen.

Abbildung 6-5 zeigt für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum die normierten Netzverluste vor der Optimierung sowie die mittels der Optimierung erreichte prozentuale Reduktion der Verluste.

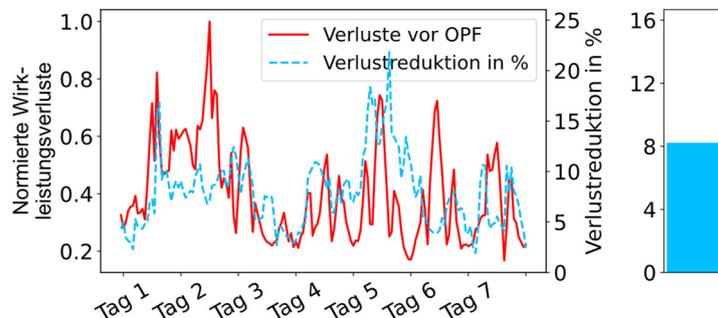


Abbildung 6-5: Links: Normierte Verluste vor der Optimierung (rot), Reduktion der Verluste durch optimierte Transformatorstufung in % (blau). Rechts ist in % die Verlustreduktion für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum dargestellt.

Dabei ist die maximal zulässige Knotenspannung für das 110 kV-Netz in der Optimierung mit 1,08 p.u. festgelegt. Für einzelne Zeitpunkte lassen sich die Längsverluste im Netz um etwa 20 % reduzieren. Für die gesamte dargestellte Woche, werden die Verluste in der Simulation um etwa 8 % gemindert.

In Abbildung 6-6 sind als Boxplot die Knotenspannungen im Ist-Zustand und nach der Optimierung bei einem maximal zulässigen Spannungswert von 1,08 p.u. dargestellt. Durch die Optimierung erhöhen sich wie zu erwarten im Allgemeinen die Knotenspannungen. Die maximal auftretende Knotenspannung überschreitet den eigentlich in der Optimierung vorgegebenen oberen Grenzwert von 1,08 p.u. leicht. Grund hierfür ist der in der linearen Optimierung auftretende Linearisierungsfehler. Aufgrund dessen muss bei einem strikt einzuhaltenden Grenzwert die Grenzwertvorgabe in der Optimierung leicht unterhalb des eigentlichen Grenzwertes angesetzt und somit ein Sicherheitspuffer verwendet werden.

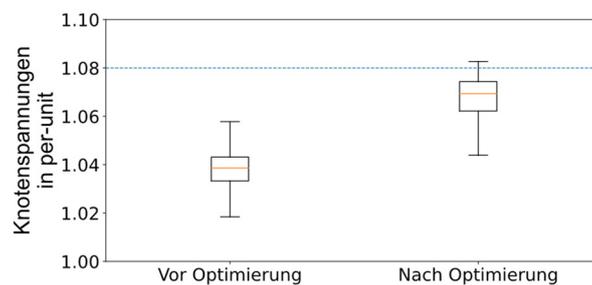


Abbildung 6-6: Knotenspannungen vor und nach der Optimierung bei einer maximal im Rahmen der Optimierung zugelassenen 110 kV-seitigen Spannung in p.u. von 1,08. Darstellung ohne Outlier.

In Tabelle 6-2 sind die mit der entwickelten Optimierung erzielten Verlustreduktionen in Abhängigkeit des zulässigen maximalen Knotenspannungsbetrags aufgeführt. Betrachtet wird dabei zum einen ein einwöchiger Zeitraum, zum anderen der Gesamtzeitraum mit vorliegenden Snapshots über zehn Monate. Für den einwöchigen Zeitraum reduzieren sich bei einer maximal in der Optimierung zugelassen Spannung von 1,06 p.u. im Hochspannungsnetz die Verluste um etwa 6 %. Dieser Spannungsgrenzwert entspricht in etwa der maximal in diesem Zeitraum auftretenden Knotenspannung ohne Optimierungsmaßnahmen. Wird die Spannungsgrenze auf 1,07 p.u. angehoben, sinken die Verluste für den einwöchigen Zeitraum um 7 %. Betrachtet man den Gesamtzeitraum für den insgesamt Snapshots vorliegen, fallen die Verluste je nach gewählter oberer Spannungsgrenze verglichen mit dem Ist-Zustand ohne Optimierungsmaßnahmen um etwa 3 % bis 5 % geringer aus.

Tabelle 6-2: Prozentuale Verlustreduktion in Abhängigkeit der zulässigen maximalen Spannung in p.u.

	Verlustreduktion für einwöchigen Zeitraum			Verlustreduktion für 10-Monats-Zeitraum		
	1,06	1,07	1,08	1,06	1,07	1,08
U_{\max}/U_n	1,06	1,07	1,08	1,06	1,07	1,08
$\Delta P_{\text{loss}} / \%$	5,7	7,0	8,1	3,5	4,4	5,4

6.2.1.3 Kombinierte Optimierung der Längsregelung der 380/110 kV-Transformatoren sowie der Blindleistungssollwerte der DEA

In diesem Abschnitt wird die Verlustminimierung unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Längsregelung der 380/110 kV-Transformatoren sowie der Blindleistungspotentiale der unmittelbar an das Hochspannungsnetz angeschlossenen DEA betrachtet. Die Daten der DEA entsprechen dabei den in Abschnitt 6.2.1.1 aufgeführten. Wie im vorhergegangenen Abschnitt

werden die Verlustreduktionen bei unterschiedlichen oberen Spannungsgrenzen für das 110 kV-Netz betrachtet (1,06, 1,07 sowie 1,08 p.u.).

Abbildung 6-7 zeigt für einen einwöchigen Zeitraum für die obere Spannungsgrenze von 1,08 p.u. die normierten Verluste im Ist-Zustand, sowie die Verlustreduktion in %. Die Verlustminderungen sind im gesamten dargestellten Zeitraum jeweils größer als 4 % und betragen bis zu 23 %. Insgesamt beträgt die Verlustminderung etwa 10 %. Dies entspricht ca. 2 % mehr, als bei der alleinigen Optimierung der Längsregelung erzielt wird.

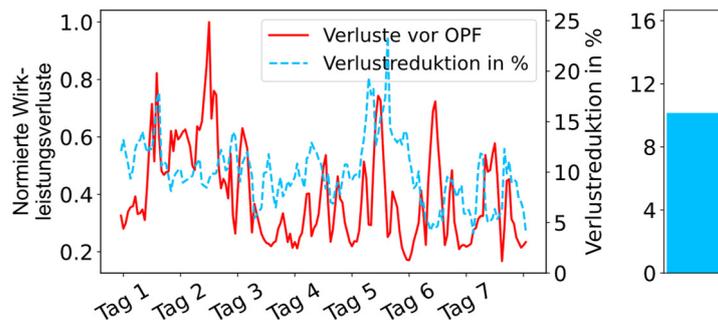


Abbildung 6-7: Links: Normierte Verluste vor der Optimierung (rot), Reduktion der Verluste in % (blau) durch optimierte Transformatorstufung sowie Blindleistungssollwerte der DEA. Rechts ist in % die Verlustreduktion für einen einwöchigen Betrachtungszeitraum dargestellt.

Um die Auswirkungen der mit den vorhandenen Betriebsmitteln möglichen und im Rahmen des Projekts untersuchten Optimierungsmaßnahmen miteinander zu vergleichen, sind in Abbildung 6-8 die Verlustreduktionspotentiale der Maßnahmen für unterschiedliche obere Spannungsgrenzen dargestellt. Die jeweils in Rot dargestellte kombinierte Optimierung von Längsregelung und Blindleistungssollwerten der DEA bietet für alle betrachteten Spannungsgrenzen die größte Verlustminderung. Die Reduktionen bei ausschließlich optimierter Längsregelung fallen jeweils um etwa 2 % geringer aus. Werden nur die Blindleistungssollwerte der DEA als Stellgrößen herangezogen, fällt das Reduktionspotential am geringsten aus.

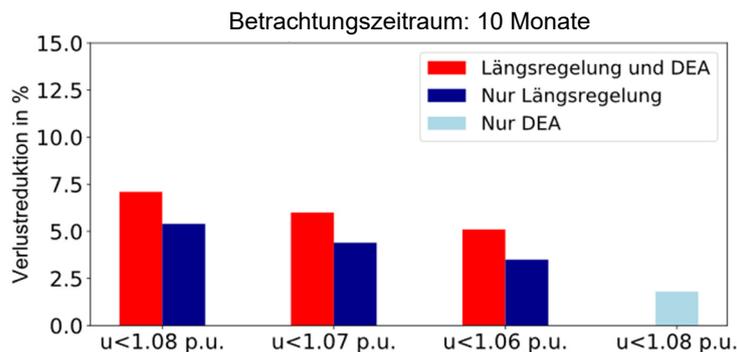


Abbildung 6-8: Vergleich der Verlustreduktionspotentiale für unterschiedliche obere Spannungsgrenzen bei Optimierung von Längsregelung und Blindleistungssollwerte der DEA.

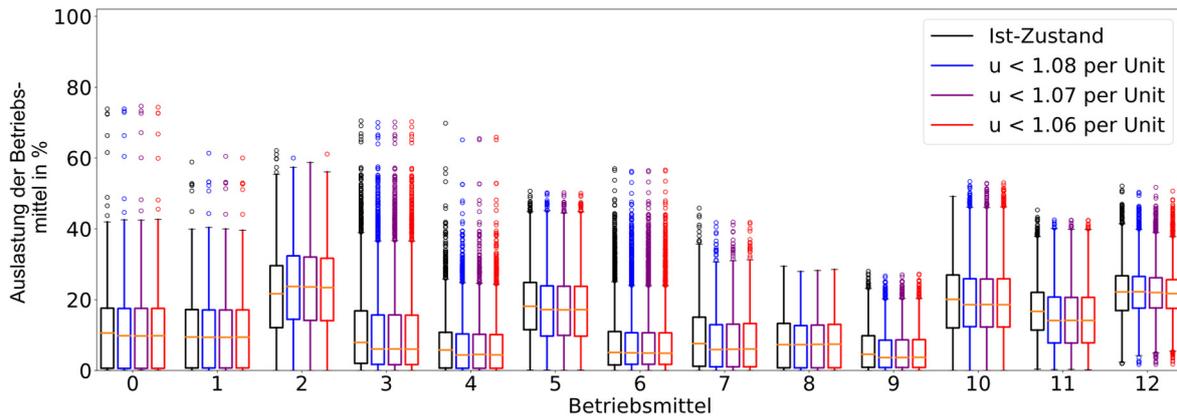


Abbildung 6-9: Boxplot der Leitungsauslastungen im Ist-Zustand sowie bei kombinierter Optimierung der Längsregelung sowie der Blindleistungssollwerte der DEA bei unterschiedlichen oberen Spannungsgrenzen. Dargestellt ist der Gesamtzeitraum von 10 Monaten.

Abbildung 6-9 zeigt den Boxplot der Betriebsmittelauslastungen im Ist-Zustand, sowie bei kombinierter Optimierung der Längsregelung sowie der Blindleistungssollwerte der DEA. Dabei werden die betrachteten unterschiedlichen oberen Spannungsgrenzen berücksichtigt. Bis auf ein Betriebsmittel, sinken für alle dargestellten Betriebsmittel der Median und das 75 %-Perzentil der Auslastungen, allerdings nur sehr gering. Auch verändern sich die Maximalbelastungen der Betriebsmittel kaum, bzw. liegen teilweise sogar oberhalb des Ist-Zustands. Folglich eignet sich die kombinierte Optimierung gut, um die Netzverluste zu verringern, allerdings nicht, um Transitflüsse oder die maximalen Leitungsauslastungen signifikant zu reduzieren. Um eine größere Reduktion beider Kenngrößen zu erreichen, wird im Folgenden der Einsatz neuer Betriebsmittel zur Transitreduktion hinsichtlich der Auswirkungen auf die Auslastungen sowie die Netzverluste untersucht.

6.2.2 Bei Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel

Durch den Einsatz neuer Betriebsmittel, insbesondere von Querregeltransformatoren und UPFC, ist eine deutliche Reduktion der Transite sowie Betriebsmittelauslastungen möglich. Die Potentiale werden hierfür analog zu 6.2.1 unter Verwendung einer auf Sensitivitätsmatrizen basierenden echtzeitnahen linearen Optimierung ermittelt. Um einen etwaigen starken Anstieg der Auslastungen einzelner Betriebsmittel zu einzelnen Zeitpunkten im Rahmen der Optimierung zu begrenzen, wird der zulässige Scheinleistungsfluss auf das Maximum aus prozentualer Auslastung im Ist-Zustand und 60 % begrenzt. Die Berechnungsdauer schwankt dabei je nach Netzsituation, liegt allerdings meist im unteren einstelligen Sekundenbereich.

6.2.2.1 Querregeltransformatoren in allen 380/110 kV-Umspannwerken

Im Folgenden wird untersucht, welche Verlustreduktionen mittels Querregeltransformatoren in allen Umspannwerken erzielt werden können. Dieses Szenario dient als Referenz, auch wenn eine Umsetzung in allen Umspannwerken aus wirtschaftlichen Gründen nicht optimal ist. Die Querregeltransformatoren werden als ideale Transformatoren simuliert, welche jeweils 19 Stufen aufweisen. Dabei beträgt pro Stufe die Änderung des Spannungswinkels $1,25^\circ$. Eine gleichzeitige Optimierung der Längsregelung der bestehenden Transformatoren findet nicht statt.

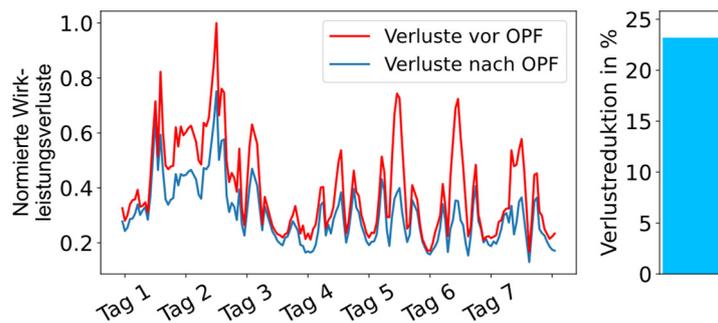


Abbildung 6-10: Links: Verluste vor und nach der linearen Optimierung; Rechts: Prozentuale Verlustreduktion für dargestellten einwöchigen Zeitraum.

Im betrachteten 7-tägigen Zeitraum werden die Verluste durch den simulierten Einsatz der Querregeltransformatoren deutlich reduziert. An Tag 5 sowie Tag 6 sinken die Längsverluste um bis zu 50 % (vgl. Abbildung 6-10). Für den einwöchigen Betrachtungszeitraum resultiert insgesamt eine Reduktion um etwa 23 %. Auf die Knotenspannungen hat die Querregelung nur einen vernachlässigbaren Einfluss, wie Abbildung 6-11 zeigt.

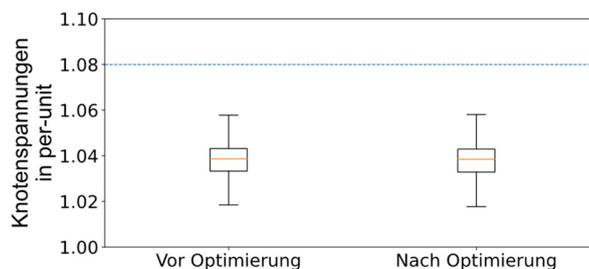


Abbildung 6-11: Boxplot der Spannungen vor und nach der Verlustoptimierung mittels Querregeltransformatoren. Blau gestrichelt ist die in der Optimierung verwendete obere Spannungsgrenze zu sehen. Ohne Darstellung von etwaigen Outliern.

Wird der 10-monatige Zeitraum mit vorliegenden Snapshots untersucht, sinken die Verluste um insgesamt 35 %. Die Verlustreduktion ist folglich größer, als wenn gezielt die Transite minimiert werden würden. Bei einer vollständigen Vermeidung der Transitflüsse, würden die Verluste um etwa 22 % sinken (vgl. Abschnitt 5.1.2). Somit ergibt sich ein großes Verlustreduktionspotential durch den Einsatz von Querregeltransformatoren in 110 kV-Netzen. Dies liegt neben dem Entgegenwirken der verlust erhöhenden Transite an der allgemein möglichen verlustoptimierten Wirkleistungsflusssteuerung durch Querregelung in vermaschten Netzen. Zu beachten ist, dass für die Potenzialanalyse keine Überprüfung des (n-1)-Kriteriums stattgefunden hat und nur Längsverluste berücksichtigt wurden.

Abbildung 6-12 zeigt die Auslastung von 13 Betriebsmitteln im Ist-Zustand in schwarz sowie nach der Optimierung in blau. Jeweils rechts sind in grün die Auslastungen bei einer vollständigen Vermeidung der Transite dargestellt. Für zehn der 13 Betriebsmittel sinkt der Median und das 75 %- Perzentil der Auslastungen durch die Simulation von Querregeltransformatoren und deren für jeden Zeitschritt optimierte Stufung. Besonders deutlich sinken die maximalen Auslastungen für die Betriebsmittel 0, 1, 3, sowie 6. Für 0, 1 und 3 sinken die Auslastungen auf ähnliche Werte, wie wenn keine Transite im Netz vorhanden wären.

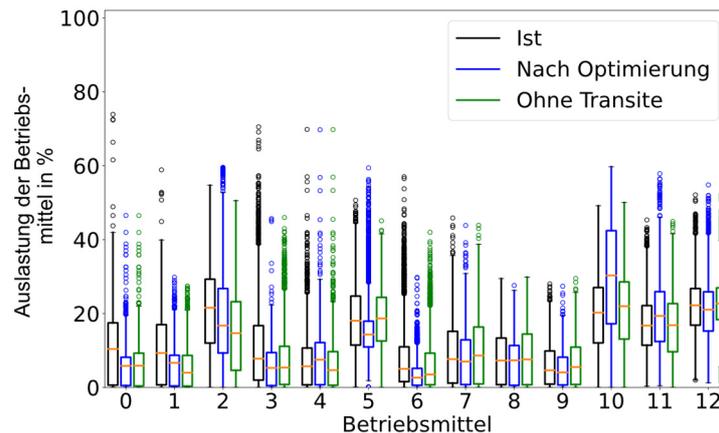


Abbildung 6-12: Boxplot der Auslastungen von 13 ausgewählten Betriebsmitteln vor und nach der Optimierung mittels simulierten Querregeltransformatoren in allen Umspannwerken. Als Vergleich sind zusätzlich die Auslastungen ohne Transite in grün dargestellt.

Bei Betriebsmittel 4 bleibt die maximale Auslastung auch nach der Optimierung konstant. Diese Maximalbelastung wird allerdings auch nicht durch Transite hervorgerufen. Für fünf der dargestellten Betriebsmittel steigen die höchsten auftretenden Auslastungen durch den simulierten Einsatz von Querregeltransformatoren. Dies trifft besonders für die Betriebsmittel 10 und 11 zu. Bei beiden Betriebsmitteln würden die Maximalbelastungen bei einer kompletten Vermeidung der Transite ebenfalls höher ausfallen. Bei Betriebsmittel 10 erhöht sich der Median und das 75 %-Perzentil allerdings stärker, als dies ohne Transite der Fall wäre. Denkbar wäre, die zulässige Erhöhung der Auslastung einzelner Betriebsmittel in der Optimierung stärker zu begrenzen. Dadurch verringert sich allerdings die erzielbare Verlustreduktion.

Im nachfolgenden Unterkapitel wird untersucht, welches Potential die Installation von Querregeltransformatoren in ausgewählten Umspannwerken bietet. Durch die kleinere Anzahl an notwendigen Querregeltransformatoren, können die Investitionskosten geringer ausfallen, im Vergleich zur Installation von Querreglern in allen Umspannwerken der Netzgruppe.

6.2.2.2 Querregeltransformatoren in ausgewählten 380/110 kV -Umspannwerken

In diesem Abschnitt werden fünf Szenarien betrachtet:

1. Querregeltransformatoren nur in Umspannwerk UW 3 (Szenario 1),
2. Querregeltransformatoren ausschließlich in UW 2 (Szenario 2),
3. Querregeltransformatoren in UW 1, UW 4 sowie UW 6. (Szenario 3),
4. Querregeltransformatoren in den Umspannwerken UW 2 und UW 3 (Szenario 4),
5. Querregeltransformatoren in den Umspannwerken UW 2, UW 3 sowie UW 6 (Szenario 5).

Alle Szenarien werden hinsichtlich der Auswirkungen auf die Längsverluste im Netzgebiet sowie die Betriebsmittelauslastungen untersucht. Wie im vorherigen Abschnitt, liegt auch hier den Untersuchungen keine Überprüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums zu Grunde.

Zuerst werden erneut die Auswirkungen der einzelnen Optimierungsmaßnahmen auf den zeitlichen Verlauf der Netzverluste für eine Woche betrachtet. Von allen fünf betrachteten Szenarien werden für diese Woche in Szenario 5 die Verluste mit etwa 22 % am deutlichsten reduziert. Dabei kann für fast alle Zeitpunkte im Rahmen der durchgeführten linearen Optimierung eine Reduktion der Verluste erreicht werden. Für die Szenarien 1-3 sinken die Netzverluste jeweils um etwa 10 %. Auffällig ist dabei, dass in diesen Konfigurationen die Reduktionen nur

für einzelne Zeitpunkte erreicht werden. In Szenario 1 werden die Minderungen hauptsächlich in den ersten drei der betrachteten Tagen erzielt, während in Szenario 2 diese vor allem ab dem fünften Tag erreicht werden. Werden die Szenarien 1 und 2 zu Szenario 4 kombiniert, verringern sich die Netzverluste bereits um etwa 18 %.

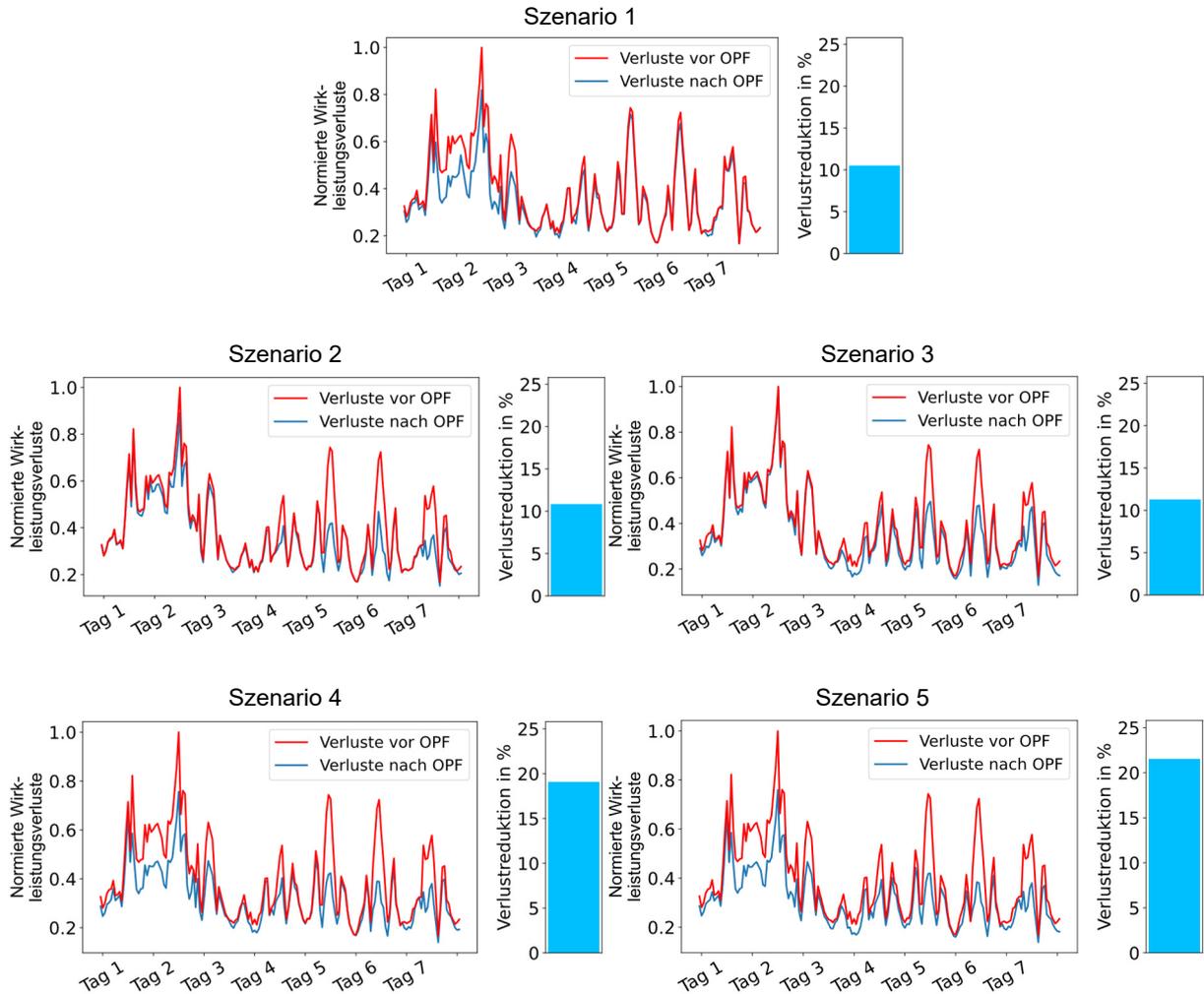


Abbildung 6-13: Verlustreduktionen und zeitliche Verläufe der Längsverluste für einen einwöchigen Zeitraum bei simuliertem Einsatz von Querregeltransformatoren. Betrachtet werden fünf Szenarien.

Des Weiteren werden die Auswirkungen der Szenarien auf alle vorliegenden Snapshots (10-Monats-Zeitraum) auf die Leitungsauslastungen und die Netzverluste betrachtet. Abbildung 6-14 zeigt die für den Gesamtzeitraum simulierte Verlustreduktion in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien.

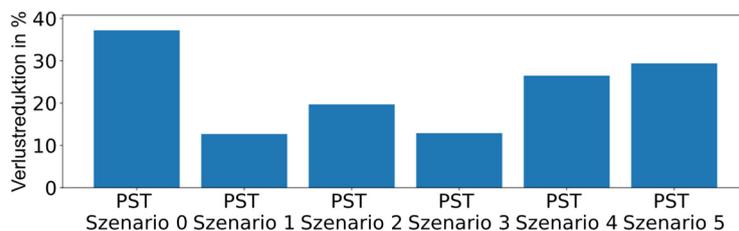


Abbildung 6-14: Verlustreduktion für den Gesamtzeitraum bei Einsatz von Querregeltransformatoren in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien.

Bei Szenario 0 handelt es sich um das Basisszenario aus Abschnitt 6.2.2.1 mit Querregeltransformatoren in allen Umspannwerken. Die Verlustreduktion fällt in Szenario 5 mit ca. 29 % nur um etwa 5 % kleiner aus als im Basisszenario 0. Werden ausschließlich in UW 2 und UW 3 Querregeltransformatoren berücksichtigt, liegt die Minderung weiterhin bei über 25 %. Mittels Szenario 2 lassen sich noch etwa 20 % Reduktion erreichen. Für die Szenarien 1 sowie 3 ist das Reduktionspotential mit jeweils etwa 13 % mit Abstand am geringsten.

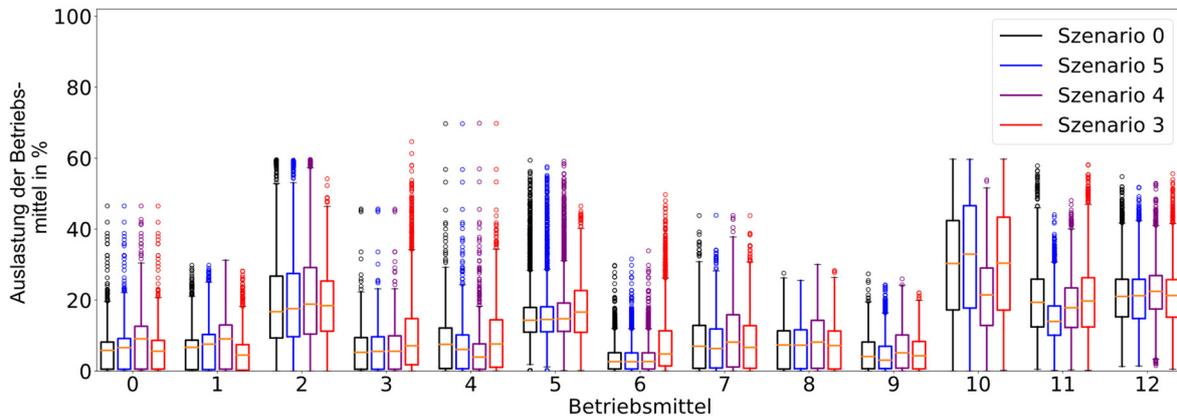


Abbildung 6-15: Boxplot der Betriebsmittelauslastungen der Szenarien 0, 3, 4 sowie 5 beim simulierten Einsatz von Querregeltransformatoren.

In Abbildung 6-15 ist für jedes der Szenarien 3 bis 5 sowie dem Basisszenario 0 mit Querregeltransformatoren in allen Umspannwerken der Boxplot der Betriebsmittelauslastungen nach der linearen Optimierung abgebildet. Für acht der 13 betrachteten Leitungen und Transformatoren unterscheiden sich die maximalen Auslastungen zwischen den aufgeführten Szenarien nur geringfügig. Im Boxplot in Rot dargestellten Szenario 3 steigen insbesondere die Auslastungen der Betriebsmittel 3 sowie 6 gegenüber den anderen Varianten. Mittels Szenario 4 werden die Auslastungen von Betriebsmittel 10 am stärksten gesenkt.

Somit kann für das betrachtete Netzgebiet durch die richtige Auswahl an mit Querregeltransformatoren auszustattenden Umspannwerken fast die gleiche Reduktion der Verluste erreicht werden, wie bei einer Installation in allen Umspannwerken. Bei Verlusten und Leitungsauslastungen fallen die Szenarien 0 sowie 5 sehr ähnlich aus. Insgesamt werden die Leitungsauslastungen und Verluste durch Querregeltransformatoren deutlich stärker verringert, als dies mit im Netz vorhandenen Betriebsmitteln erzielt werden kann.

Es ist zu beachten, dass sich durch den Einsatz der Querregeltransformatoren die Auslastungen für einzelne Leitungen erhöhen könnten. Wie stark diese Erhöhung ausfallen darf, kann in einer entsprechenden Optimierung vorgegeben werden. Allerdings fällt dann die erreichbare Verlustreduktion möglicherweise geringer aus.

6.2.2.3 Untersuchung des Zubaus von UPFC

Im Folgenden wird untersucht, welche Potentiale sich durch den Einsatz von UPFC in der betrachteten Netzgruppe ergeben. Hierfür werden die unten aufgeführten Szenarien für die Simulation von UPFC betrachtet:

1. UPFC in allen Umspannwerken (Szenario 0),
2. UPFC in UW 2, UW 3 sowie UW 6 (Szenario 1),
3. UPFC in UW 2 und UW 3 (Szenario 2),
4. UPFC in UW 1, UW 4 sowie UW 6 (Szenario 3).

Dabei werden jeweils alle aus dem 10-monatigen Zeitraum vorliegenden Snapshots für die Analysen herangezogen. Die UPFC sind als ideale, verlustfreie Elemente implementiert, welche innerhalb der Regelbereiche der jeweils in den Umspannwerken vorhandenen Längsregeltransformatoren die Spannungsamplitude verändern können. Die obere Spannungsgrenze ist mit 1,08 p.u. festgelegt, da hierfür im Vergleich zu Varianten mit 1,06 oder 1,07 p.u. die größere Verlustreduktion zu erwarten ist. Der Regelbereich des Spannungswinkels entspricht dem der Querregeltransformatoren aus Abschnitt 6.2.2.1 ($\pm 11,25^\circ$). Im Gegensatz zu Querregeltransformatoren erfolgt die Stufung der UPFC allerdings nicht diskret, sondern kontinuierlich. In den nicht mit UPFC versehenen Umspannwerken wird zudem die diskrete Stufenposition der Längsregeltransformatoren optimiert.

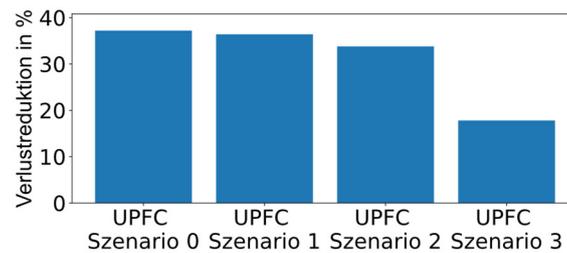


Abbildung 6-16: Verlustreduktion in Abhängigkeit der betrachteten Szenarien bei simulierten UPFC.

Abbildung 6-16 zeigt die simulierte Reduktion der Netzverluste für die Szenarien 0-3. Mittels Szenario 0, lassen sich die Verluste um etwa 38 % reduzieren. Allerdings wären hierfür UPFC in allen betrachteten Umspannwerken erforderlich. Werden in drei von sechs Umspannwerken UPFC berücksichtigt, lassen sich die Verluste bereits um ca. 36 % verringern. In Szenario 2, bei welchem in nur zwei Umspannwerken UPFC vorgesehen sind, liegt das Reduktionspotential bei etwa 34 %. Das Szenario 3 fällt mit 18 % geringeren Verlusten in dieser Hinsicht deutlich ab.

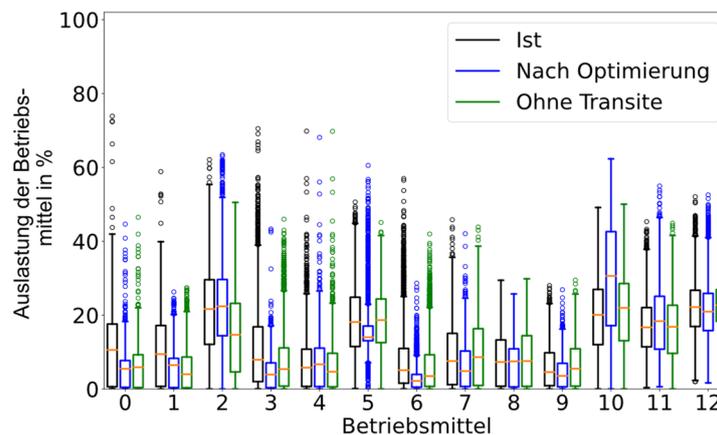


Abbildung 6-17: Boxplot der Auslastungen von 13 ausgewählten Betriebsmitteln vor und nach der Optimierung mittels simulierten UPFC in allen Umspannwerken (Szenario 0). Als Vergleich sind zusätzlich die Auslastungen ohne Transite in grün dargestellt.

Darüber hinaus sind in Abbildung 6-17 die Betriebsmittelauslastungen vor und nach der Optimierung für Szenario 0 als Boxplot dargestellt. Der Boxplot enthält zudem als Referenz die Auslastungen, welche bei einer vollständigen Vermeidung der Transite auftreten würden. Für zehn der 13 analysierten Betriebsmittel sinkt das 75 %-Perzentil, der in orange markierte Median, sowie die maximal auftretende Auslastung. Die Reduktion der maximalen Auslastung fällt insbesondere bei den Betriebsmitteln 0 sowie 1 deutlich aus. Für drei Betriebsmittel steigt

allerdings die Auslastung im Rahmen der Verlustoptimierung. Dieser Anstieg fällt besonders bei Betriebsmittel 10 bezogen auf den Median und das 75 %-Perzentil deutlich aus. Somit sind die Leitungsauslastungen mittels UPFC ähnlich zu denen, welche mit Querregeltransformatoren erzielt werden können. Die maximalen Auslastungen sinken allerdings für einzelne Betriebsmittel, da aufgrund des höheren Spannungsniveaus bei Verwendung von UPFCs im Vergleich zur ausschließlichen Querregelung die Längsströme über die Leitungen sinken.

Verglichen mit der Berücksichtigung von UPFC in allen Umspannwerken, verändern sich die Auslastungen in Szenario 1 für die meisten betrachteten Betriebsmittel kaum (siehe Abbildung 6-18). Ausschließlich bei Betriebsmittel 11 ist eine Minderung der Auslastungen gegenüber Szenario 0 festzustellen. In Szenario 3 steigen die Auslastungen gegenüber dem Szenario mit UPFC in allen Umspannwerken insbesondere für die Betriebsmittel 3 und 6.

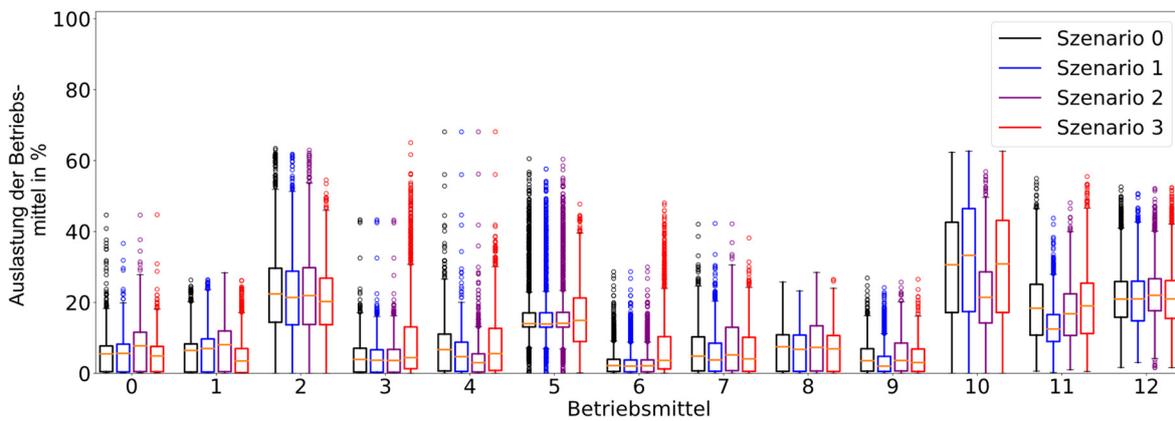


Abbildung 6-18: Boxplot der Leitungsauslastungen bei simulierten UPFC für Szenario 0 (schwarz), Szenario 1 (blau), Szenario 2 (lila) sowie Szenario 3 (rot).

In Abbildung 6-19 ist der Boxplot aller Knotenspannungen im Netz vor und nach der Optimierung zu sehen. Analog zur Optimierung der Längsregelung in 6.2.1.2 steigt aufgrund der Optimierung der Längsverluste das Spannungsniveau im Netz allgemein an. Zu beachten ist, dass die lineare Optimierung zwar mit einer oberen Spannungsgrenze von 1,08 p.u. durchgeführt wurde, diese allerdings zu einigen Zeitpunkten aufgrund des Linearisierungsfehlers überschritten wird. Soll dies ausgeschlossen werden, muss ein Sicherheitsfaktor in der Optimierung berücksichtigt werden. Somit fällt dann die tatsächliche Verlustreduktion geringer aus. Zudem sind die Outlier in Abbildung 6-19 nicht dargestellt, zu einzelnen Zeitpunkten sind für einige Knoten die Spannungsbeträge geringer als im Boxplot dargestellt.

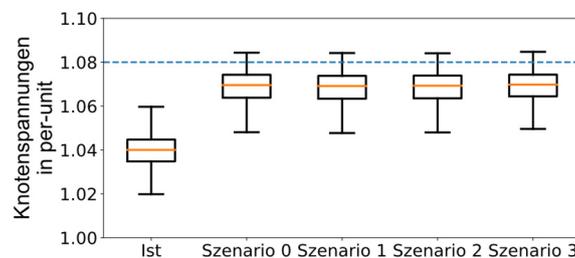


Abbildung 6-19: Boxplot der Knotenspannungen vor sowie nach der Optimierung mittels UPFC. Blau gestrichelt ist der in der Optimierung vorgegebene obere Spannungsgrenzwert (1,08 p.u.) dargestellt.

Insgesamt bieten UPFC das größte Potential aller betrachteten Varianten zur Verlustreduktion und Reduktion der Leitungsauslastungen. Grund hierfür ist, dass neben der Spannungsamplitude auch der Spannungswinkel beeinflusst werden kann. Dies kann zudem im Gegensatz zu klassischen Regeltransformatoren kontinuierlich und nicht diskret gestuft erfolgen. Auch reicht bereits die Installation von UPFC in zwei Umspannwerken der betrachteten Netzgruppe aus, um einen ähnlichen Effekt zu erzielen, wie wenn in allen Umspannwerken UPFC berücksichtigt werden.

7 Fazit und Ausblick

Im Projekt wurde ein PMU Monitoring System entwickelt und dieses in einer 110 kV-Netzgruppe in Baden-Württemberg installiert. Bei der Durchführung von ReTrans wurde u.a. ersichtlich, dass die Genauigkeit der in den Umspannwerken im Projekt verfügbaren Messwandler nicht ausreicht, um die ursprünglich angestrebte Methodik zur Bestimmung der Transitflüsse in der Praxis anzuwenden. Daher wurde ein Verfahren zur Bestimmung von Transitflüssen implementiert, welches als Eingangsdaten bereits in den Leitsystemen der Netzbetreiber verfügbare Informationen verwendet. Dazu zählen die jeweils aktuelle Netztopologie sowie die Ergebnisse der Zustandsschätzung. Die Messdaten des Monitoring Systems wurden in einem zweistufigen, hybriden Ansatz in die Snapshots aus der Leitwarte integriert.

Für die Auswertung der Transitflüsse im betrachteten Netzgebiet wird ein 10-monatiger Zeitraum herangezogen. Insgesamt liegen für diesen Zeitraum etwa 2.800 Snapshots vor. Die Transite erhöhen zu einzelnen Zeitpunkten die Auslastung von Betriebsmitteln um bis zu 60 %. Im Untersuchungszeitraum ist besonders das Gebiet nördlich von UW 6 von Transiten belastet. Allerdings fließen die Transite über manche Betriebsmittel oftmals auch entgegen den Basisleistungsflüssen und senken dadurch die Betriebsmittelauslastungen. Die höchsten Mehrbelastungen durch Transite treten nur für wenige Zeitpunkte beispielsweise bei der temporären Abschaltung von 380 kV-Betriebsmitteln auf. Im Normalbetrieb zur 110 kV-Netzgruppe elektrisch paralleler und geografisch naher 380 kV-Leitungen führen die Transite zu einer Be- und Entlastung von Betriebsmitteln im Hochspannungsnetz von etwa ± 20 % der thermischen Belastbarkeit. Der Betrag der Änderung ist dabei Abhängig von den Leistungsflüssen in der 380 kV-Ebene.

Mit den bestehenden Betriebsmitteln können die Transitflüsse im betrachteten Netzgebiet nur geringfügig reduziert werden. Dies ist darin begründet, dass als Stellgrößen für die Optimierung des Netzbetriebs nur die Stufenposition von Längsregeltransformatoren, die Änderung der Blindleistungssollwerte von EE-Anlagen, sowie der Einsatz von nicht stufbaren Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen. Des Weiteren sind Topologieänderungen im Netz möglich, diese werden allerdings aufgrund der im Projekt nicht vorliegenden Snapshots der 380 kV-Ebene und somit einer nicht hinreichend genauen Betrachtung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums nicht genauer untersucht.

Der Zubau von Betriebsmitteln zur Beeinflussung der Wirkleistungsflüsse, wie beispielsweise Querregeltransformatoren, stellt eine effektive Möglichkeit zur Reduktion der Transitflüsse und der Netzverluste dar, sollte aber aus Kostengründen nur in ausgewählten 380/110 kV-Umspannwerken eingesetzt werden. Zusätzlich können der Blindleistungshaushalt des Netzes und damit auch die Netzverluste durch Nutzung von Blindleistungsflexibilitäten von unmittelbar an das Hochspannungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen optimiert werden.

Insgesamt lassen sich die Maximalbelastungen einzelner Betriebsmittel durch die in ReTrans untersuchten Maßnahmen deutlich reduzieren. Dadurch können Ausbaumaßnahmen wie Leitungsneubauten reduziert und die Integration von Erneuerbaren Energien in die bestehenden Netze verbessert werden. Die Projektergebnisse sind zwar anhand der untersuchten Netzgruppe generiert, eine Übertragung der Algorithmen und Inhalte auf andere Hochspannungsverteilstetze ist allerdings möglich. Somit liefert das Projekt einen Mehrwert über das untersuchte Netzgebiet hinaus.

Zukünftig könnten die Untersuchungen auf weitere Netzgebiete ausgeweitet werden, um bspw. flächendeckend den Bedarf von Querregeltransformatoren zu ermitteln. Die im Projekt

entwickelten Verfahren können aufgrund der Echtzeitfähigkeit im realen Netzbetrieb Anwendung finden und es somit Verteilnetzbetreibern ermöglichen, Transite in ihrem Netzgebiet zu identifizieren sowie entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten. Dazu zählt nicht nur die Anpassung der Netzbetriebs bei auftretenden Transitflüssen, sondern auch eine hinsichtlich Transiten vorrausschauende Netzplanung. Werden durch den Zubau von neuen Betriebsmitteln und eine integrierte Planung von Hoch- und Höchstspannungseben mögliche Transithotspots frühzeitig identifiziert, können im Netzbetrieb erforderliche Maßnahmen, wie die Reduktion der Vermaschung durch Netzauftrennungen reduziert werden. Zudem könnte ein Prognosetool für Transitbelastungen entwickelt werden. Hierfür ist ausschlaggebend, die erwarteten Betriebsmittelzustände in der Höchstspannungsebene zu kennen, da geplante Abschaltungen von 380 kV-Leitungen sehr große Auswirkungen auf die Transite haben. Ohne Kenntnis der geplanten Schalthandlungen können die Transite nur sehr ungenau prognostiziert werden.

8 Literatur

- [1] Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminde-rungsziele-deutschlands> (Zugriff am: 9. November 2022).
- [2] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE). <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/ausbauziele-fuer-pv-und-windkraft-im-osterpaket-des-bmwk-nochmals-verschaerft/> (Zugriff am: 9. November 2022).
- [3] Fraunhofer ISE. https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&stacking=single&chartColumnSorting=default&year=2021 (Zugriff am: 9. November 2022).
- [4] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-baden-wuerttemberg/klimaschutzgesetz/> (Zugriff am: 10. November 2022).
- [5] Tennet TSO GmbH. „SuedLink.“ <https://www.tennet.eu/de/de/projekte/suedlink> (Zugriff am: 8. März 2023).
- [6] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [7] Bundesnetzagentur. „Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom.“ https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf (Zugriff am: 8. März 2023).
- [8] Ernst Wirth und Jean-Francois Ravot, „Regeltransformatoren in elektrischen Energienetzen – neue Konzepte und Anwendungen,“ in *ABB Technik 4/1997*, S. 12–20.
- [9] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2020.
- [10] J. Scheel, „Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen,“ Dissertation, Technische Universität Ilmenau. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:ilm1-2018000344>
- [11] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2018.
- [12] T. Mühl, *Elektrische Messtechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020.
- [13] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai, „Special issue Grant 220 Russian Federation “Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future”: Proceedings Volume I.,“
- [14] Grid Protection Alliance. <https://gridprotectionalliance.org/phasor-PDC.html> (Zugriff am: 28. März 2023).
- [15] L. Fahrmeir, C. Heumann, R. Künstler, I. Pigeot und G. Tutz, *Statistik: Der Weg zur Datenanalyse*, 8. Aufl. (Springer-Lehrbuch). Berlin, Heidelberg: Springer Spektrum, 2016.
- [16] TransnetBW. „Marktdaten: Kennzahlen.“ <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen> (Zugriff am: 16. Dezember 2022).
- [17] entsoe. „Common Grid Model Exchange Standard (CGMES): Version 2.4.“ Based on IEC Common Information Model. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/CIM_documents/Grid_Model_CIM/140807_ENTSOE_CGMES_v2.4.15.pdf (Zugriff am: 8. März 2023).
- [18] M. Richter, „PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution,“ *MAFO*, Jg. 67, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://journals.ub.ovgu.de/index.php/MAFO/article/view/513>
- [19] J. Bialek, „Tracing the flow of electricity,“ *IEE Proceedings - Gener., Trans. and Distr. vol. 143, no. 4*, pp. 313–320, 1996.

- [20] M. Wolter und B. Huhnerbein, „Identification of cross-border power flows in integrated networks based on the principle of superposition,“ in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, S. 1666–1671.
- [21] T. van Leeuwen, F. Köhne, S. Dierkes, L. Verheggen, A. Moser und H. Schuster, „Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz,“ in *13. Symposium Energieinnovation*, Bd. 12.-14.2.2014, Graz.
- [22] T. Takagi und M. Sugeno, „Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control,“ *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics SMC-15*, S. 116–132, 1985.
- [23] T. L. Saaty, *Fundamentals of Decision Making and Priority Theory With the Analytic Hierarchy Process*. RWS Publications.
- [24] BDEW, *Smart Grid Traffic Light Concept: Design of the amber phase*. Berlin, 2015.
- [25] P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Optimization of power feed-in curtailment from RES and its consideration within grid planning,“ in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, United Kingdom, 2017, S. 1–6.
- [26] P. Wiest, *Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher*. sierke, 2018.