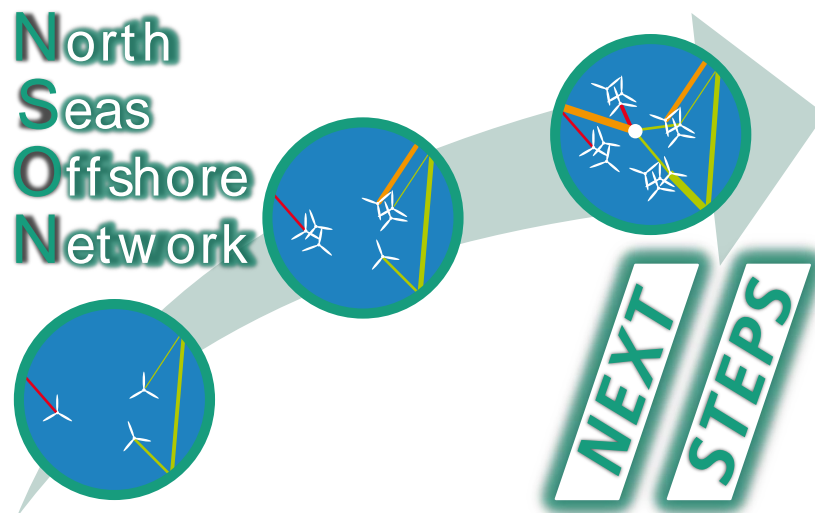


## NSON II

### Kosteneffiziente Anbindung und internationale Integration von Offshore Windenergie in der Nordsee



## AP 2: ANLAGEN- UND SYSTEMREGELUNG

### AS 2.3: Entwicklung von Regelungskonzepten zum Betrieb von HGÜ-Umrichterstationen in drehstromseitig vermaschten Offshore-Netzen

Das Projekt NSON II (vollständige Bezeichnung: North Seas Offshore Network II: Kosteneffiziente Anbindung und internationale Integration von Offshore Windenergie in der Nordsee) wird unter dem Förderkennzeichen 03EI4009 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

---

### **Ansprechpartner**

Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme

*Gesamtdokument, alle Abschnitte*

Michael Herrmann [herrmann@ifes.uni-hannover.de](mailto:herrmann@ifes.uni-hannover.de)

+49 (0)511 762-4682

Lutz Hofmann [hofmann@ifes.uni-hannover.de](mailto:hofmann@ifes.uni-hannover.de)

+49 (0)511 762-2263

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

*Gesamtdokument, alle Abschnitte*

Lutz Hofmann (sekundäre Affiliation)

unter Zuarbeit und Mitwirkung aller beteiligten Projektpartner.

## Inhalt

1	Einführung .....	4
2	Beschreibung des Testnetzes .....	5
2.1	Aufbau des Testnetzes .....	7
2.2	Aufbau des Regelungskonzeptes der Offshore-Konverter .....	11
3	Untersuchung des Regelungskonzeptverhaltens .....	19
3.1	Untersuchungsmethodik .....	19
3.2	Untersuchungsergebnisse für 5 VSC-HGÜs .....	24
3.3	Untersuchungsergebnisse für 4 VSC-HGÜs und 1 DRU-HGÜ .....	33
3.4	Untersuchungsergebnisse für 3 VSC-HGÜs und 2 DRU-HGÜs .....	42
3.5	Zusammenfassung der Kernergebnisse .....	47
4	Untersuchung der Eignung für den Wirkleistungshandel.....	48
4.1	Untersuchungsmethodik .....	49
4.2	Untersuchungsergebnisse .....	51
5	Zusammenfassung und Ausblick .....	62
6	Quellenverzeichnis .....	64

# 1 Einführung

Als die sich im Fokus des Projektes North Seas Offshore Network II (NSON II) befindlichen Themen lassen sich unter anderem die Entwicklung künftiger Offshore-Szenarien unter Berücksichtigung vorhandener Planungsunsicherheiten, der Aufbau zugehöriger Anlagen- und Systemregelungen zur Anbindung per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die optimierte Führung und Planung derartiger Anbindungen sowie die Erarbeitung zugehöriger mathematischer Methoden und Verfahren zur Lösung auftretender Problemklassen aufführen [1], [2]. Der Aufbau der Regelungskonzepte ist hierbei als Hauptfokus von Arbeitspaket 2 definiert und wiederum grob untergliedert in die anfängliche Sichtung aktuell verfügbarer Umrichter-Technologien (Arbeitsschritt 2.1), die anschließende Entwicklung von Regelungskonzepten für die parallele (Arbeitsschritt 2.2) und wechsellängungsseitig vermaschte (Arbeitsschritt 2.3) Anbindung von Offshore-Systemen per HGÜ sowie deren Einsatz zur Regelleistungsoptimierung (Arbeitsschritt 2.4). Der vorliegende Bericht ist Arbeitsschritt 2.3 zugehörig und dokumentiert die hierin aufgebauten Modelle und erzielten Ergebnisse.

Inhaltlich knüpft Arbeitsschritt 2.3 direkt an den vorangegangenen Arbeitsschritt 2.2 und dessen Ergebnisse an [3]. Im Fokus stehen nun jedoch AC-seitig vermaschte Offshore-Netze, welche über mehr als zwei HGÜ-Verbindungen angebunden sind [2]. Für diese Verbindungen ist standardmäßig von einer Ausführung der Offshore-Konverter als Voltage Source Converter (VSC) ausgegangen, wobei für einzelne Verbindungen die alternative Ausführung mittels Diode Rectifier Unit (DRU) ebenfalls Eingang in die Betrachtungen findet [4].

Ziel des Arbeitsschrittes ist zunächst die Entwicklung eines Regelungskonzeptes für die Offshore-HGÜ-Konverter auf Basis der Konzepte und Erkenntnisse aus Arbeitsschritt 2.2. Um die Komplexität des Regelungskonzeptes niedrig zu halten und zeitgleich die Robustheit zu erhöhen, gelten die Randbedingungen der Konzeptentwicklung aus Arbeitsschritt 2.2 weiterhin: Auf den Einsatz von Offshore-Phasensregelschleifen (engl. phase locked loop, PLL) sowie Fault-Ride-Through-(FRT-)Mechanismen ist zu verzichten, die Kommunikation minimalstmöglich zu gestalten. Das Regelungskonzept ist im Anschluss, unter Variation der Anzahl der als DRU-HGÜ ausgeführten HGÜ-Verbindungen, hinsichtlich seines Verhaltens im Normalbetrieb und in Fehlerfällen zu beurteilen. Im Vordergrund stehen hierbei die sich einstellenden Wirkleistungsflüsse sowie die auftretenden Strom-Momentanwerte der Offshore-Konverter [3], [4]. Abschließend sind die Eignung des Konzeptes im Falle länderübergreifenden Wirkleistungshandels über das AC-seitig vermaschte Offshore-Netz simulativ zu ergründen und die hierfür erforderlichen Konzepterweiterungen zu skizzieren.

Die vorgestellten Inhalte münden in folgender Struktur des vorliegenden Berichts: Die Beschreibung des eingesetzten Testnetzes sowie des entworfenen Regelungskonzeptes sind Bestandteil von Kapitel 2. Das anschließende Kapitel 3 ist den Untersuchungen des Regelungskonzeptverhaltens gewidmet. Der Vorstellung der eingesetzten Untersuchungsmethodik folgt hierzu die Darstellung der für die betrachteten HGÜ-Ausführungsvarianten erzielten Ergebnisse, bevor eine variantenübergreifende Zwischenzusammenfassung der Kernergebnisse dieses Kapitel schließt. Kapitel 4 untersucht nachfolgend anhand selbiger Varianten die Eignung des Konzeptes für den länderübergreifenden Wirkleistungshandel. Abschließend folgt in Kapitel 5 eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse des Arbeitsschrittes 2.3 sowie ein Ausblick auf die im noch verbleibenden Arbeitsschritt 2.4 anstehenden Arbeiten in NSON II.

## 2 Beschreibung des Testnetzes

Das für die Untersuchungen in Arbeitsschritt 2.3 aufgebaute Offshore-Testnetz (nachfolgend als „Testnetz“ bezeichnet) orientiert sich grundlegend an den Eckdaten der künftigen „Dogger Bank“ Energy Island, deren prognostizierte Ausgestaltung der Szenariovariante „NSON II | 2050 | Status Quo | Energy Island | w/o DRU“ aus Arbeitspaket 1 entstammt<sup>1</sup> [5]. Abbildung 1 skizziert eine zugehörige geografische Ausführung unter Kennzeichnung der in den jeweiligen Flächen installierten Windpark-(WP-)Nennleistungen [6]. Für die internationale Anbindung sieht die Szenariovariante drei HGÜ-Verbindungen a 2 GW Nennleistung vor, welche nach Großbritannien, in die Niederlande und nach Deutschland führen.

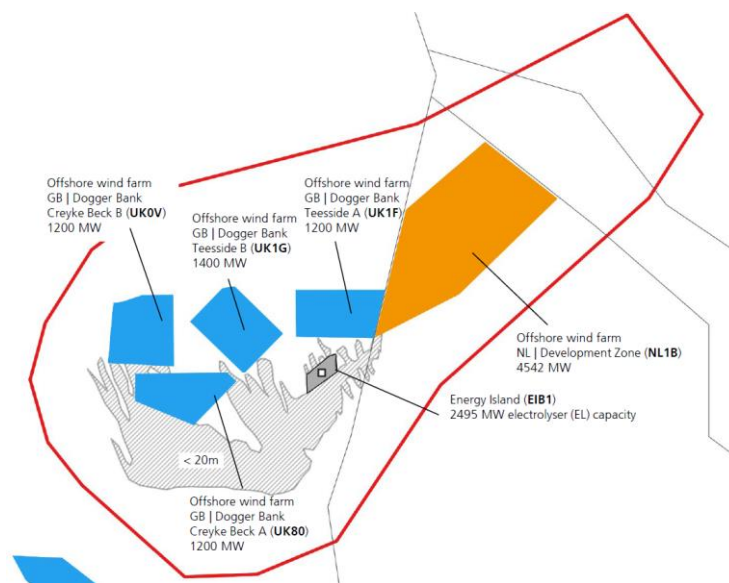


Abbildung 1: Geografische Beispielausführung der „Dogger Bank“ Energy Island der Szenariovariante „NSON II | 2050 | Status Quo | Energy Island | w/o DRU“ aus Arbeitspaket 1 [6], grafische Aufarbeitung von Härtel, P.

Das Hauptziel der mit dem Testnetz auszuführenden Untersuchungen liegt in der Ergründung des Verhaltens des Regelungskonzeptes, sodass einer Weiterverwendung der Module und Betriebsmittel aus Arbeitsschritt 2.2 eine höhere Priorität als einer möglichst detailgetreuen Abbildung obiger Szenariovariante (insbesondere im Hinblick auf deren Ausgestaltungsunsicherheit) eingeräumt ist. Die in genannter Szenariovariante prognostizierte Ausgestaltung der Energy Island ist daher wie nachfolgend beschrieben, in enger Abstimmung mit TenneT, abstrahiert eingebracht und mündet in der in Abbildung 2 gemeinsam mit den Eckdaten dargestellten Grundstruktur des Testnetzes.

In der Szenarienrechnung aus Arbeitspaket 1 ist die Energy Island auf einen einzigen elektrischen AC-Knoten reduziert, an welchen sämtliche WP und HGÜ-Verbindungen angeschlossen sind. Die somit erforderliche Festlegung der Netztopologie des Testnetzes erfolgt mit Blick auf die Untersuchungssichtspunkte zu einem Netz mit der für Vermaschung mindestens erforderlichen Hauptknotenanzahl von drei. Diese Knoten A, B und C sind untereinander mit Kabelsystemen verbunden, die an jedem Knoten vorgesehene WP-Leistung ist jeweils grundsätzlich in Form eines detaillierten WP und eines aggregierten WP angenommen. Die Anzahl der für die Anbindung dieses AC-Netzes vorgesehenen HGÜ-Verbindungen wird zu fünf gewählt, wobei dies einen Kompromiss aus zu erwartendem Rechenaufwand und der konzeptseitig angestrebten Beherrschung möglichst vieler HGÜ-Verbindungen darstellt. Da im Falle international angebundener Offshore-Netze vorhandene HGÜ-Übertragungsleistungsreserven

<sup>1</sup> Die Energy Island trägt hierin die projektinterne Bezeichnung „EIB1“, Details der ausgewählten Szenariovariante sind künftig in dem Arbeitsschritt 1.1 zugehörigen Bericht finden. Die Datenübergabe erfolgte mit Stand zum 01.11.2021.

grundsätzlich für den internationalen Wirkleistungshandel einsetzbar sind, steht (im Gegensatz zu der in Arbeitsschritt 2.2 betrachteten nationalen Parallelanbindung) kein WP-Oversizing zu erwarten. Die installierte Nennleistung aller WP entspricht folglich der Summe der Nennleistungen aller HGÜ-Verbindungen. Unter Weiterverwendung der 900-MW-HGÜ-Module aus Arbeitsschritt 2.2 ist die installierte Nennleistung aller WP der Szenarienrechnung folglich auf einen Wert von 4500 MW skaliert. Gemäß der Modellbildung aus Arbeitsschritt 2.2 beträgt die installierte Leistung detailliert abgebildeter WP stets 180 MW, die Leistungen der aggregiert abgebildeten WP sind stets zu Vielfachen hiervon gewählt [3].

Auf Basis deren grober Lage in Abbildung 1 erfolgt die Verteilung der skalierten WP-Leistungen der einzelnen Flächen auf die drei Knoten zu 2160 MW (Knoten A), 1260 MW (Knoten B) und 1080 MW (Knoten C). Die zugehörigen Anschlusskabelnängen beider pro Knoten angebundener WP werden zu 70 km (Knoten A), 30 km (Knoten B) und 50 km (Knoten C) geschätzt. Die Verbindungskabelnängen zwischen den Knoten werden mit 4 km (Kabel A-B), 5 km (Kabel B-C) und 8 km (Kabel C-A) bewusst signifikant größer als in einer realen Umsetzung zu erwarten angenommen, da elektrisch weiter voneinander entfernte Knoten das Regelungskonzept vor größere Herausforderungen stellen.

Die Verteilung der Anschlusspunkte der fünf abgehenden HGÜ-Verbindungen auf die drei Knoten A, B und C orientiert sich am jährlichen Mittel der Leistungsflusszeitreihen der Datengrundlage aus Arbeitspaket 1 sowie den Richtungen der Zielländer. Da der in der Szenariovariante vorhandene Elektrolyseur mit Blick auf die Untersuchungsziele im Testnetz bewusst nicht abgebildet ist, werden nur diejenigen Datenpunkte der Leistungsflusszeitreihen herangezogen, während welcher der Elektrolyseur keine Leistung austauscht. Schlussendlich ergeben sich eine HGÜ-Verbindung an Knoten A, zwei an Knoten B und zwei an Knoten C.

Abbildung 2 fasst die gemäß diesen Überlegungen abgeleitete Grundstruktur sowie die Eckdaten des Testnetzes grafisch zusammen.

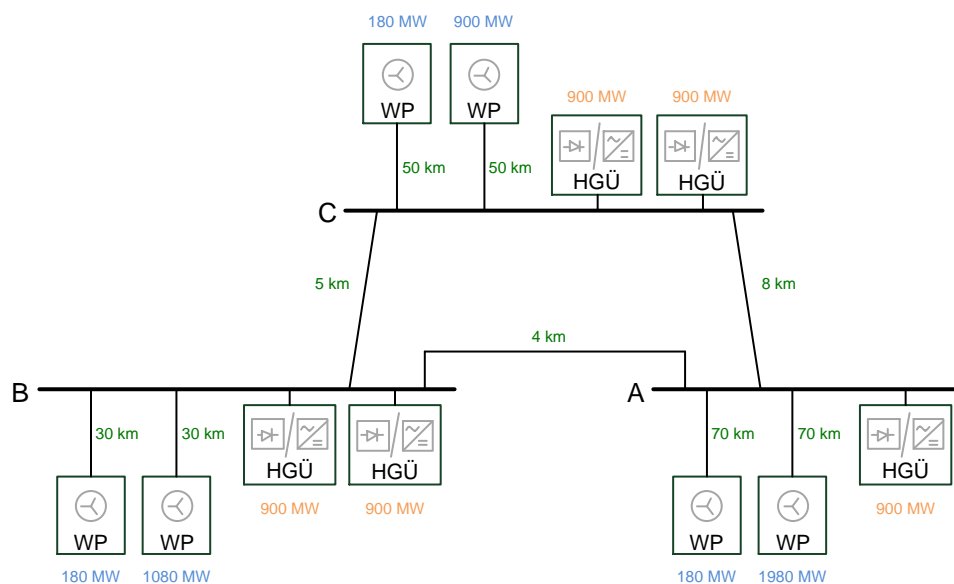


Abbildung 2: Aus der Szenariovariante aus Arbeitspaket 1 abgeleitete Grundstruktur des eingesetzten Testnetzes unter Angabe der WP-Nennleistungen (blau), HGÜ-Nennleistungen (orange) sowie der Anschluss- und Verbindungskabelnängen (grün)

Die konkrete Modellierung für dreiphasige EMT-Simulationen in PowerFactory 2019 SP4 64 Bit unter Weiterverwendung der Betriebsmittel und Module aus Arbeitsschritt 2.2 ist im nachfolgenden Kapitel 2.1 beschrieben, das für die Konverter eingesetzte Regelungskonzept in Kapitel 2.2 [7]. Auf die Anwendung findenden Arbeitspunkte ist im Rahmen der den Untersuchungen vorangestellten Beschreibung der Untersuchungsmethodik in Kapitel 3.1 eingegangen. Die ausgeführten Simulationen sowie die iterativen Arbeitspunkt-Angleichungen sind jeweils unter Einsatz von Python 3.5 automatisiert [8].

## 2.1 Aufbau des Testnetzes

Für die Abbildung der Windenergieanlagen kommt weiterhin das Modell aus Arbeitsschritt 2.2 zum Einsatz, welches eine Vollumrichter-Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 15 MW und einer Nennspannung von 66 kV abbildet. Bezüglich Details der hinterlegten Betriebsmittel sowie der eingesetzten direkten Spannungsregelung nach [9] sei auf die Beschreibungen im Bericht zu Arbeitsschritt 2.2 verwiesen [3].

Aufgrund der insgesamt im Testnetz vorgesehenen Windpark- und HGÜ-Nennleistung von in Summe 9000 MW ist für die Topologie der Windparks und deren Anbindung an die drei Hauptknoten von einer 150-kV-Hilfsspannungsebene gemäß der Offshore-Netzanschlussregeln (O-NAR) der TenneT TSO GmbH ausgegangen [10]. Die Nennspannungen der Knoten A, B und C betragen folglich 150 kV. An dieser Stelle sei angemerkt, dass aufgrund der ausgeprägten Windpark-Aggregation im Gegensatz zu Arbeitsschritt 2.2 auf Untersuchungen hinsichtlich der Einhaltung der Sammelschienen-Stromtragfähigkeiten verzichtet werden muss. Aus diesem Grund ist bereits im Rahmen der Modellierung auf die Abbildung erwarteter Schaltanlagentopologien verzichtet. Ferner folgt der Verbleib bei einer Spannungsebene von nur 150 kV aus der Weiterverwendung der Betriebsmittel und Modelle aus Arbeitsschritt 2.2, in der Praxis stünde (insbesondere mit Blick auf die erforderliche Einhaltung der maximal zulässigen Kurzschlussströme, vgl. [3]) der Einsatz einer höheren Nennspannung zu erwarten. Für das Ziel der auszuführenden Untersuchungen ist dies jedoch nicht von Belang.

Als Folge der gewählten Windpark-Topologie verwenden die detailliert bzw. aggregiert modellierten Windparks des Testnetzes den Windpark-Aufbau des 155-kV-Windpark-Testnetz-Moduls W.2 aus Arbeitsschritt 2.2 weiter, wobei erneut jeder Strang als Power Park Module (PPM) aufgefasst ist und je zwei PPM einen WP bilden [3], [10]. Die hinterlegten Betriebsmittel sowie deren Betriebsmitteldaten verbleiben unverändert, dies gilt ebenso für die jedem Windpark übergeordnete Blindleistungsregelung einschließlich deren Parametern und Angriffspunkten, sodass die Anforderungen der O-NAR bezüglich Anschlagzeit, Einschwingzeit und zulässige Überschwingweite weiterhin erfüllt sind [3], [10].

Naturgemäß verändert sind einzig die Skalierungen der installierten Erzeugungsleistung und die Anschlusskabelnängen der Windparks, welche die Vorgaben der Testnetz-Grundstruktur widerspiegeln, sowie der für diese angesetzte Kompensationsgrad. Letzterer wurde in Folge der längeren Kabelverbindungen von 0,5 auf 0,6 (Maximalwert gemäß O-NAR) erhöht, was sich in abweichenden Nenn-Blindleistungen der Kompensationsinduktivitäten manifestiert [10]. Tabelle 1 enthält die Betriebsmitteldaten des 155-kV-Kabeltyps, Tabelle 2 die für die einzelnen Anschlusskabelnängen aus dem Kompensationsgrad folgende Nennleistung der Kompensationsinduktivität pro Kabelsystem. Im Zuge deren Auswahl erfolgt stets eine Abrundung, um einer Überschreitung des max. Kompensationsgrades vorzubeugen.

Tabelle 1: Betriebsmitteldaten des eingesetzten 155-kV-Kabeltyps

Parameter		Wert
Nennspannung		155 kV
Leiterquerschnitt		1000 mm <sup>2</sup>
Leitermaterial		Kupfer
Nenn-Übertragungsleistung		250 MW
Zul. Leitertemperatur		90 °C
Mitsystem	$R'(90\text{ °C})$	0,048 Ω/km
	$X'$	0,11 Ω/km
	$G'$	0,0623 μS/km
	$C'$	230 nF/km
Nullsystem	$R_0'(90\text{ °C})$	0,12 Ω/km
	$X'_0$	0,1045 Ω/km
	$G'_0$	0,0623 μS/km
	$C'_0$	230 nF/km



Tabelle 2: Betriebsmitteldaten der eingesetzten 155-kV-Kompensationsinduktivitäten pro Kabelsystem angegebener Länge

Parameter	Wert (Kabellänge 30 km)	Wert (Kabellänge 50 km)	Wert (Kabellänge 70 km)
Nennspannung	155 kV	155 kV	155 kV
Nennleistung	30 Mvar	50 Mvar	70 Mvar
Güte	200	200	200

Die Kabelverbindungen zwischen den Hauptknoten greifen ebenfalls auf den Kabeltyp aus Tabelle 2 zurück. Mit der Wahl der Anzahl paralleler Kabelsysteme zu sechs (Verbindungen AB und CA) und vier (Verbindung BC) genügen deren Dimensionierungen im Falle eines Ausfalls sämtlicher HGÜ-Verbindungen eines Knotens für die Abführung der WP-Leistung an die beiden übrigen Knoten (insofern dort noch HGÜ-Übertragungskapazitäten verfügbar sind). Bedingt durch die Diskrepanzen zwischen HGÜ- und WP-Leistung an den Knoten B und C fällt die Dimensionierung der Verbindung hierzwischen etwas geringer aus. In der praktischen Umsetzung einer Energy Island wäre selbstredend eine umfassender abgewogene Auslegung vorzunehmen, für die vorliegenden Untersuchungsziele hingegen genügt der gewählte Mittelweg der Vermeidung einer Überlastung bei HGÜ-Ausfall ohne Verzerrung der Blindleistungsbilanz im Normalbetrieb. Zudem würden sich im Falle der Wahl einer höheren Spannungsebene die Anzahlen der parallelen Kabelsysteme reduzieren und deren Blindleistungsbedarf verändern.

Abbildung 4 stellt das schlussendlich aufgebaute Testnetz dar. Eingetragen sind die jeweiligen Kabellängen, eingesetzten Kabeltypen, Anzahlen paralleler Kabelsysteme bzw. Transformatoren  $n$  in grün sowie die installierten Erzeugungsleistungen in blau. Die Skalierungsfaktoren der aggregiert modellierten Windparks betragen demnach elf (WP 2), sechs (WP 4) und fünf (WP 6), die fünf HGÜ-Verbindungen sind als Platzhalter eingezeichnet.

Standardmäßig ist dabei von fünf VSC-HGÜ-Verbindungen ausgegangen, wobei der Ersatz ausgewählter Verbindungen durch eine DRU-HGÜ-Verbindung möglich bleibt. Der Ablauf einer solchen Ersetzung ist in der in Kapitel 3.1 vorgestellten Untersuchungsmethodik erneut aufgegriffen.

Eine VSC-HGÜ-Verbindung setzt sich dabei aus dem Anbindungs-Modul A.1.2 (reduziert auf den Anschluss eines statt zweier Konverter), dem Konverter-Modul K.1 sowie dem Onshore-Modul O.1 aus Arbeitsschritt 2.2 zusammen. Diese Modellbildung ist in Abbildung 3 unter Kennzeichnung der eingesetzten Module und deren Farbgebung skizziert.

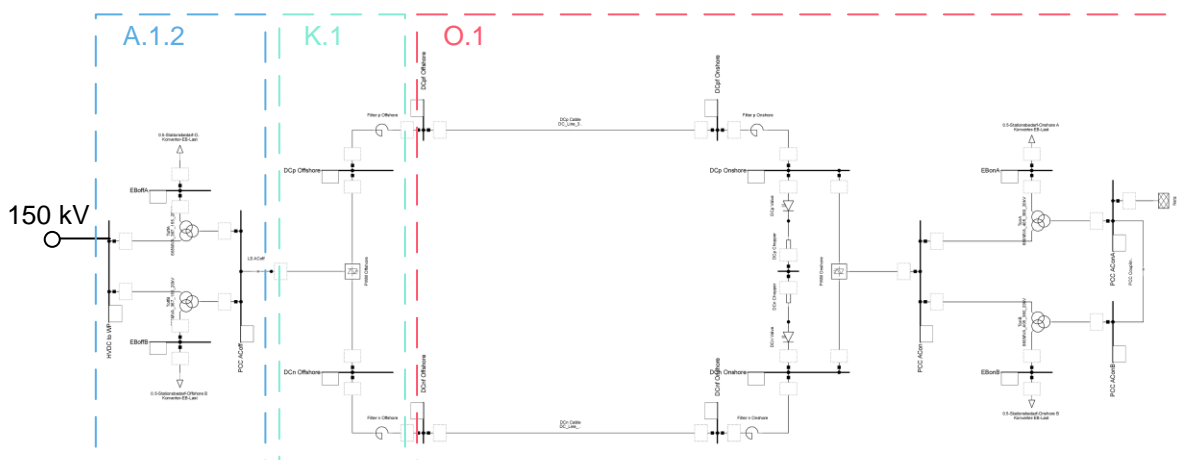


Abbildung 3: Aufbau einer VSC-HGÜ-Verbindung unter Verwendung der angegebenen Testnetz-Module aus Arbeitsschritt 2.2 [3]



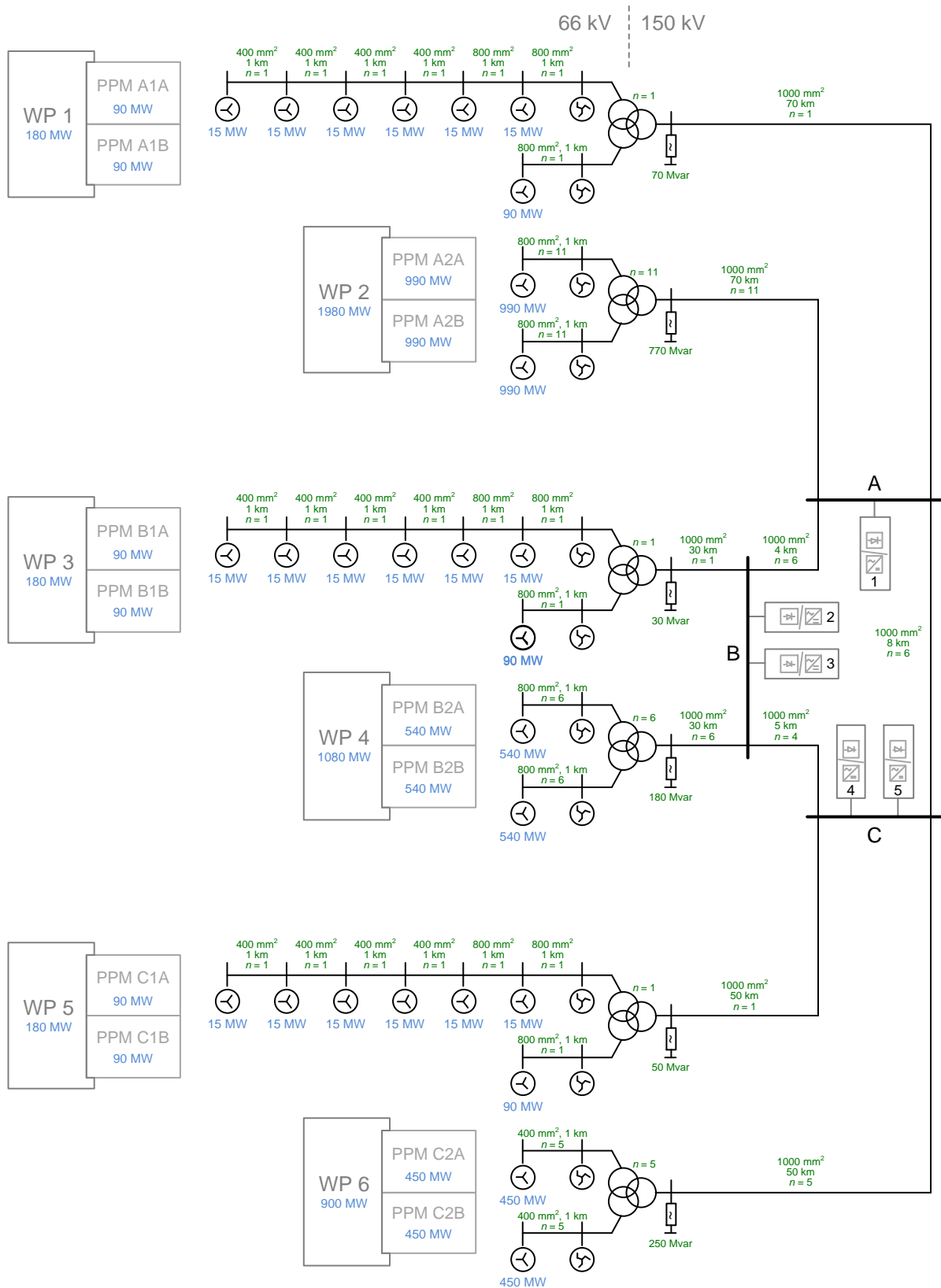


Abbildung 4: Topologie des aufgebauten Testnetzes inklusive der Kabellängen, eingesetzten Kabeltypen, Anzahlen paralleler Kabelsysteme / Transformatoren, Kompensationsdimensionierung (alle grün) sowie der installierten Erzeugungsleistungen (blau) der einzelnen PPM / WP

Die Betriebsmitteldaten, die eingesetzte Onshore-Regelung und deren Arbeitspunkte aus Arbeitsschritt 2.2 gelten unverändert weiter, für Details sei auf den zugehörigen Bericht verwiesen [3]. Aus diesem Grund ist auch weiterhin die Phasendrehung der Offshore-Konverter-Transformatoren aus dem Anbindungs-Modul aufgrund von Leistungsfluss-Inkonvergenzen in PowerFactory vernachlässigt [3].

Eine hingegen Offshore-seitig passive DRU-HGÜ-Verbindung setzt sich, wie in Abbildung 5 skizziert, aus dem Konverter-Modul K.2 (in 155-kV-Ausführung) sowie dem Onshore-Modul O.1 aus Arbeitsschritt 2.2 zusammen, ergänzt um einen Oberschwingungsfilter an der 150-kV-Sammelschiene. Dessen Auslegung entspricht dem in Arbeitsschritt 2.2 für eine DRU-HGÜ-Verbindung untersuchten Filter (Bauart „R-L-C,Rp“), die zugehörigen Betriebsmitteldaten sind in Tabelle 3 aufgelistet. Auch für die Module der DRU-HGÜ-Verbindungen gelten die Betriebsmitteldaten und die Onshore-Regelung aus Arbeitsschritt 2.2 weiter, die Kommutierungsreaktanz der Gleichrichter beträgt stets  $1,25 \Omega$  [3], [11].

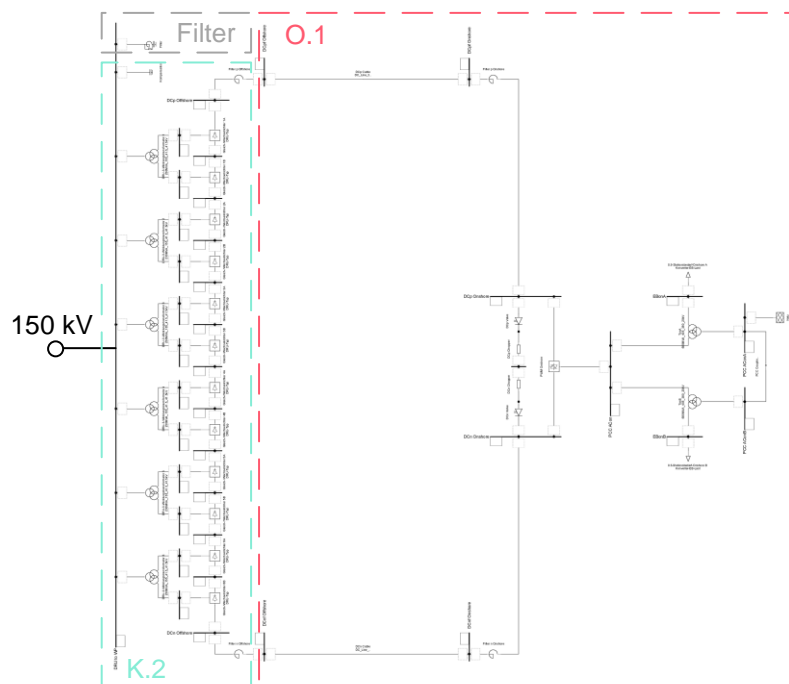


Abbildung 5: Aufbau einer DRU-HGÜ-Verbindung unter Verwendung der angegebenen Testnetz-Module aus Arbeitsschritt 2.2 [3]

Tabelle 3: Betriebsmitteldaten des passiven Oberschwingungsfilters der DRU-HGÜ-Verbindungen [3], angelehnt an die Daten aus [12]

Parameter	Wert
Nennspannung	155 kV
Nennblindleistung	60 Mvar
Resonanzfrequenz	530 Hz
Güte bei Resonanzfrequenz	0
Parallel-Widerstand	63,4 $\Omega$

Es sei an dieser Stelle in Erinnerung gerufen, dass die Onshore-Regelungen von VSC- und DRU-HGÜ-Verbindungen sich (analog zu Arbeitsschritt 2.2) einzig im Parameter  $K_{\text{offset}}$  unterscheiden, welcher für DRU-HGÜ-Verbindungen zu null gesetzt ist. Dies deaktiviert die übertragungsleistungsabhängige Anpassung des Gleichspannungs-Sollwertes (auf die Wirkleistungsübertragung rückkoppelnd) und verbessert so die Dynamik in Richtung einer zügigeren Arbeitspunkteinstellung [3].

Die Testnetzbeschreibung ist somit, die Offshore-Konverter-Regelung ausgenommen, abgeschlossen.

## 2.2 Aufbau des Regelungskonzeptes der Offshore-Konverter

Im Rahmen von Arbeitsschritt 2.2 wurden für den Parallelbetrieb zweier VSC-HGÜ-Verbindungen ein kommunikationsloses direktes Regelungskonzept sowie ein kommunikationsbasiertes (weil eine übergeordnete gemeinsame Spannungsregelung und eine untergeordnete lokale Stromregelung pro Konverter vorsehendes) Regelungskonzept vorgestellt. Während das kommunikationslose Konzept aufgrund seiner direkten Regelung eine bessere Dynamik aufwies, resultierten hieraus und aus den unterschiedlichen regelungstechnischen Rollen der Offshore-Konverter Probleme im Falle von Kurzschlüssen und Konverter-Ausfällen. Das kommunikationsbasierte Konzept hingegen umging derartige Schwierigkeiten mittels identischer Rollen und erlaubte, dank des kaskadierten Aufbaus, eine einfache Implementierung von Strom- und Leistungsgrenzen. Zudem erwiesen sich etwaige Signal- und Datenverarbeitungszeiten als unkritisch [3].

Für den Parallelbetrieb einer VSC- und einer Offshore-seitig passiven DRU-HGÜ-Verbindung wurden ein direktes und ein kaskadiertes Regelungskonzept verglichen. Hierbei mussten im Falle der kaskadierten Regelung Abstriche hinsichtlich der Regelungsdynamik in Kauf genommen werden, jedoch vereinfachte sich auch hier die Abbildung der Strom- und Leistungsgrenzen der VSC-HGÜ-Verbindung deutlich. Unabhängig des gewählten Regelungskonzeptes zeigte sich für DRU-HGÜ-Verbindungen das Auftreten einer inhärenten Übertragungsleistungsbegrenzung, eingebracht von deren Onshore-Konverter-Regelung [3].

Nach Abschluss des Arbeitsschrittes 2.2 wurde angestrebt, die identifizierten Vorteile der einzelnen Konzepte in einem einzigen, möglichst universellen Regelungskonzept zu vereinen, welches die Anbindung vermaschter Offshore-AC-Netze über mehrere HGÜ-Verbindungen unterschiedlicher Ausführungsart (VSC / DRU) gestattet. Die Wahl der Ausgangsbasis fiel hierbei auf das kommunikationsbasierte Regelungskonzept für den Parallelbetrieb zweier VSC-HGÜ-Verbindungen, da dieses grundsätzlich modular auf eine höhere Anzahl an VSC-HGÜ-Verbindungen erweiterbar war und über die zügige Spannungsregelung zusätzlich vorhandene DRU-HGÜ-Verbindungen steuerbar verblieben. Das gewählte Konzept aus Arbeitsschritt 2.2 basierte dabei auf einem Ansatz nach [13], eine direkte Kopplung der AC-Klemmen der beteiligten Offshore-Konverter vorsehend, und wurde innerhalb des Arbeitsschrittes 2.2 grundlegend um die Möglichkeit der Kopplung zweier paralleler VSC-HGÜ-Verbindungen über eigene Offshore-Konverter-Transformatoren erweitert [3]. Im Zuge weiterführender Untersuchungen über diesen Arbeitsschritt hinaus zeigten sich jedoch die Konsequenzen dieser grundlegenden Erweiterung in Form von Einschränkungen der zulässigen Wirk- und Blindleistungsverteilung auf die Offshore-Konverter. Aus diesem Grund erfuhr insbesondere die Stromregelung eine umfangreiche Erweiterung um ein lokales Koordinatensystem, dynamisch anhand bereits vorhandener interner Signale nachgeführt. Diese Erweiterung sowie deren Vorteilhaftigkeit wurden in [14] herausgearbeitet.

Das seither weiter verfeinerte Konzept findet nun in Arbeitsschritt 2.3 Anwendung und ist nachfolgend im Detail beschrieben. Hierfür ist zunächst von fünf VSC-HGÜ-Verbindungen und somit fünf zu regelnden Offshore-Konvertern ausgegangen, wobei das Konzept in dieser Hinsicht flexibel reduzier- oder erweiterbar ist.

Die fünf Offshore-Konverter sind, wie in Abbildung 6 dargestellt, eingebunden in eine gemeinsame Regelungsstruktur, bestehend aus einer gemeinsamen überlagerten Spannungsregelung und einer unterlagerten Stromregelung pro Konverter [3], [13]. Die Konverter nehmen folglich identische Rollen ein und formen kollektiv den Spannungszeiger an einem ausgewählten Knoten des Testnetzes (im vorliegenden Fall an Knoten A), die Windenergieanlagen synchronisieren sich kontinuierlich auf die hieraus an ihren jeweiligen Anschlussknoten resultierenden Spannungswinkel [13]. Der Aufbau der Regelung erfolgt grundsätzlich in bezogenen Größen bzw. mit bezogenen Signalen.

Die in Abbildung 6 linksseitig dargestellte Erfassung des Spannungszeigers an Knoten A geschieht in PowerFactory in einem ruhenden Koordinatensystem und bezogen auf die Knoten-Nennspannung von 150 kV. Für die Spannungsregelung erfolgt eine Transformation in ein mit 50 Hz rotierendes Referenz-Koordinatensystem, wobei die Information über dessen Lage vonseiten des Angle-Blockes bereitgestellt wird.

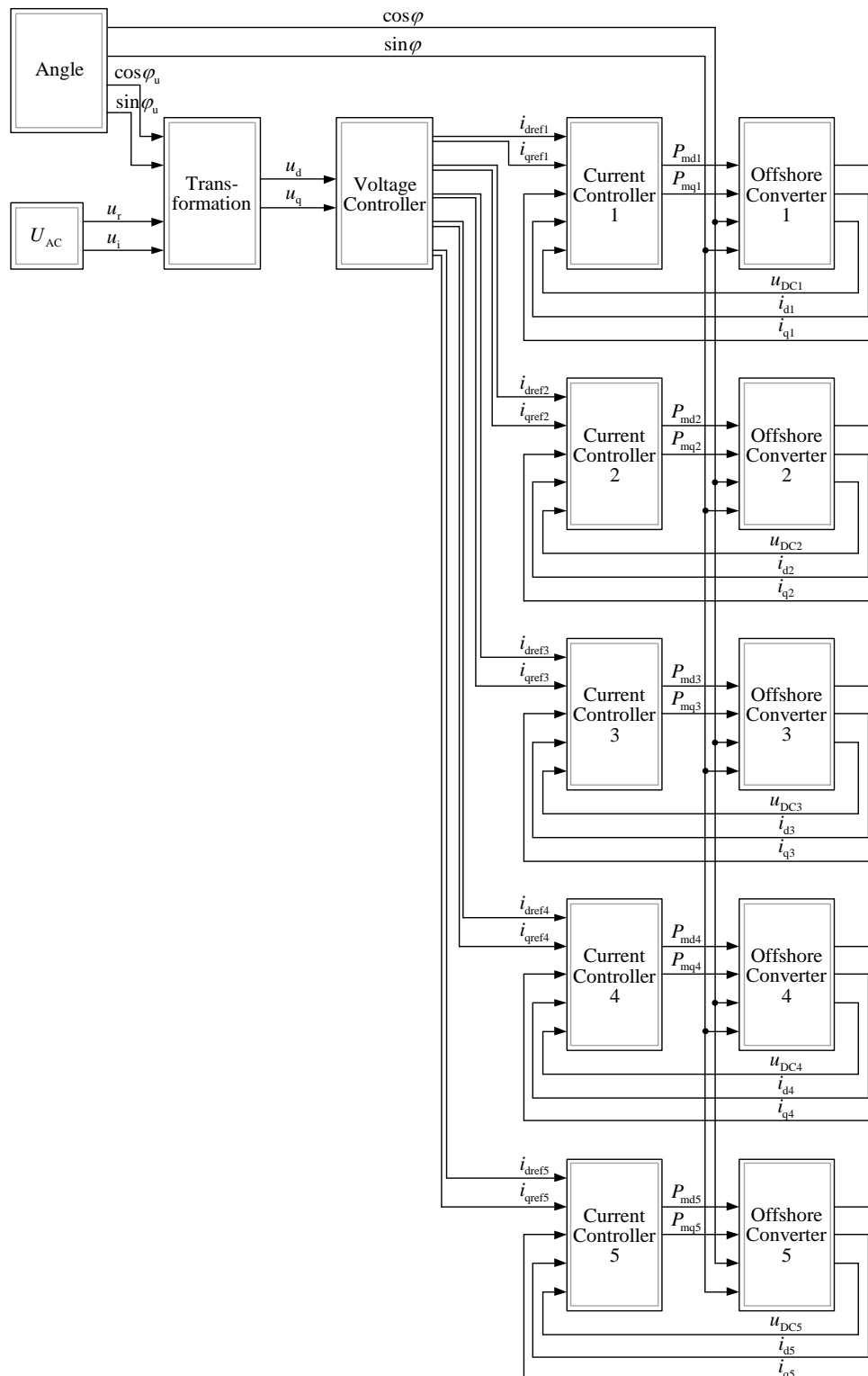


Abbildung 6: Struktur der gemeinsamen Regelung der Offshore-Konverter nach [3], angelehnt an [13]

Der Aufbau des Angle-Blockes ist in Abbildung 7 aufgetragen [3]. Die Verwendung zweier Integratoren gestattet, wie in der Struktur des Regelungskonzeptes angedeutet, den Einsatz zweier versetzt orientierter 50-Hz-Koordinatensysteme für die Transformation des erfassten Spannungszeigers und die Ansteuerung der Konverter über deren komplexe Pulsweitenmodulationsindizes. Auf diesem Wege lassen sich durch Transformatoren bedingte Phasendrehungen zwischen den AC-Klemmen der Konverter und dem mit dem Konzept geregelten Knoten über entsprechende Initialisierungen der Integrator-Zustandsgrößen abbilden, wobei grundsätzlich auch weitere, Schaltgruppen-spezifische Koordinatensysteme für jeden Offshore-Konverter denkbar sind [3]. Für die vorliegende Vernachlässigung dieser Phasendrehungen (vgl. Kapitel 2.1) sind die beiden Koordinatensysteme unversetzt, die Initialisierung der Integrator-Zustandsgrößen und die für beide Koordinatensysteme resultierenden Ausgangssignale folglich identisch. Dieses Koordinatensystem wird fortan als „globales Koordinatensystem“ referenziert.

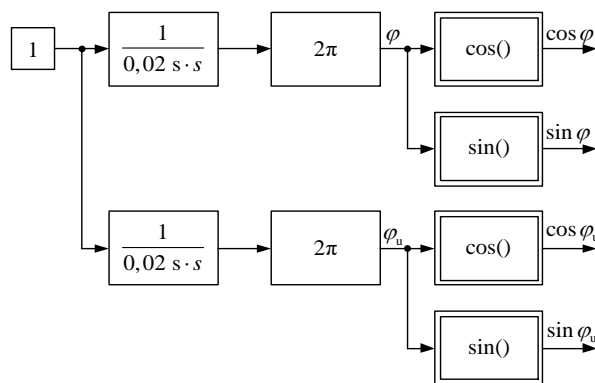


Abbildung 7: Blockschaltbild des zur Koordinatensystemerzeugung eingesetzten Angle-Blocks [3]

Die im Konzept eingesetzte übergeordnete Spannungsregelung ist in Abbildung 8 skizziert und mit den Parametern gemäß Tabelle 4 ausgestattet.

Der Sollwert der q-Komponente des Spannungszeigers ist stets null, der Sollwert der d-Komponente entspricht dem (bezogenen) einzuregelnden Spannungszeigerbetrag, in Kombination bilden diese beiden Komponenten den Referenz-Spannungszeiger. Über die von den untergeordneten Stromregelungen geforderten Strombeiträge wirkt die Spannungsregelung kontinuierlich darauf hin, den messtechnisch erfassten Spannungszeiger dem Referenz-Spannungszeiger anzugleichen. Die Gesamtheit der Offshore-Konverter fungiert in Folge dessen als Slack, eine Phasenregelschleife ist nicht erforderlich. Die Messverzögerung ist in Form eines Verzögerungsgliedes erster Ordnung nachgebildet.

Die rechtsseitig in Richtung der Stromregelungen abgehenden Sollwerte für die Stromzeigerkomponenten stellen, aufgrund der Ausgestaltung der Stromregelung, Wirk- und Blindstromanteile bezogen auf den inneren Spannungszeiger des jeweiligen Konverters dar und sind zum Zeitpunkt der Initialisierung bekannt [14]. Die Initialisierung der PI-Regler geschieht (aufgrund identischer Bemessungsströme aller beteiligten Offshore-Konverter) jeweils mit dem arithmetischen Mittelwert der fünf Stromzeigerkomponenten. Die Partizipationsfaktoren  $K_p$  und  $K_Q$  der Wirk- bzw. Blindströme werden im Rahmen der Initialisierung per Division des links- und des rechtsseitigen Signals festgelegt und verbleiben über die Simulationsdauer (insofern nicht währenddessen explizit manipuliert) konstant. Sind einzelne Stromregelungen nicht angeschlossen (z.B. aufgrund der Ersetzung der zugehörigen VSC-HGÜ-Verbindung durch eine DRU-HGÜ-Verbindung) und die zugehörigen Signale für die Initialisierung entsprechend nicht verfügbar, so werden diese zu null angenommen. Die vorzeichenrichtige Summe der Partizipationsfaktoren der Wirk- und Blindströme beträgt somit zu Beginn stets +5, unabhängig der Anzahl der sich in Betrieb befindlichen VSC-HGÜ-Verbindungen sowie etwaigen negativen Wirkströmen einzelner Konverter. In letzterem Falle ist die Summe der positiven Partizipationsfaktoren größer als +5, dies wird insbesondere für die Untersuchungen der Auswirkungen des Wirkleistungshandels (vgl. Kapitel 4) bedeutsam und stellt grundsätzlich die korrekte Gesamtreaktion der angeschlossenen Offshore-Konverter sicher.

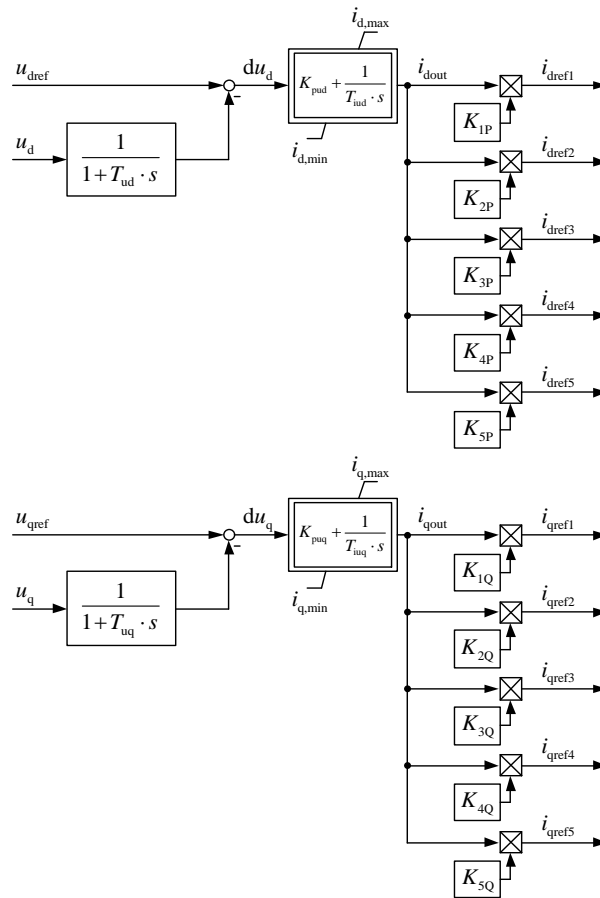


Abbildung 8: Blockschaltbild der gemeinsamen Spannungsregelung, angelehnt an [13], [14]

Tabelle 4: Parameter der gemeinsamen Spannungsregelung

Parameter	Wert	Parameter	Wert	Parameter	Wert
$T_{ud}$	20 ms	$K_{pud}$	0,2	$i_{d,max}$	1,12 p.u.
$T_{uq}$	20 ms	$T_{iud}$	0,15 s	$i_{d,min}$	-1,12 p.u.
		$K_{puq}$	30	$i_{q,max}$	1,12 p.u.
		$T_{iuq}$	0,15 s	$i_{q,min}$	-1,12 p.u.

Wie der Regelungsstruktur in Abbildung 6 zu entnehmen ist, besteht die Kommunikation aus der unidirektionalen Übermittlung jeweils eines komplexen Stromzeigers von der Spannungsregelung an jede lokale Stromregelung der angeschlossenen Offshore-Konverter. Die Information über das zugehörige globale Koordinatensystem wird den Offshore-Konvertern direkt kommuniziert, diese wäre aufgrund der konstanten Referenzfrequenz jedoch auch aus jeweils einem lokalen internen Oszillator, in regelmäßig Abständen über das Signal des Zeitzeichensenders DCF77 synchronisiert, abzuleiten (vgl. [15]).

Das Blockschaltbild der unterlagerten Stromregelungen ist in Abbildung 9 skizziert, aus Platzgründen sind die Regelungsbestandteile der virtuellen Impedanz und der Wirkleistungsbegrenzung nach Abbildung 10 ausgelagert. Alle fünf Stromregelungen sind hierbei identisch parametrierung und greifen auf den Datensatz aus Tabelle 5 zurück.

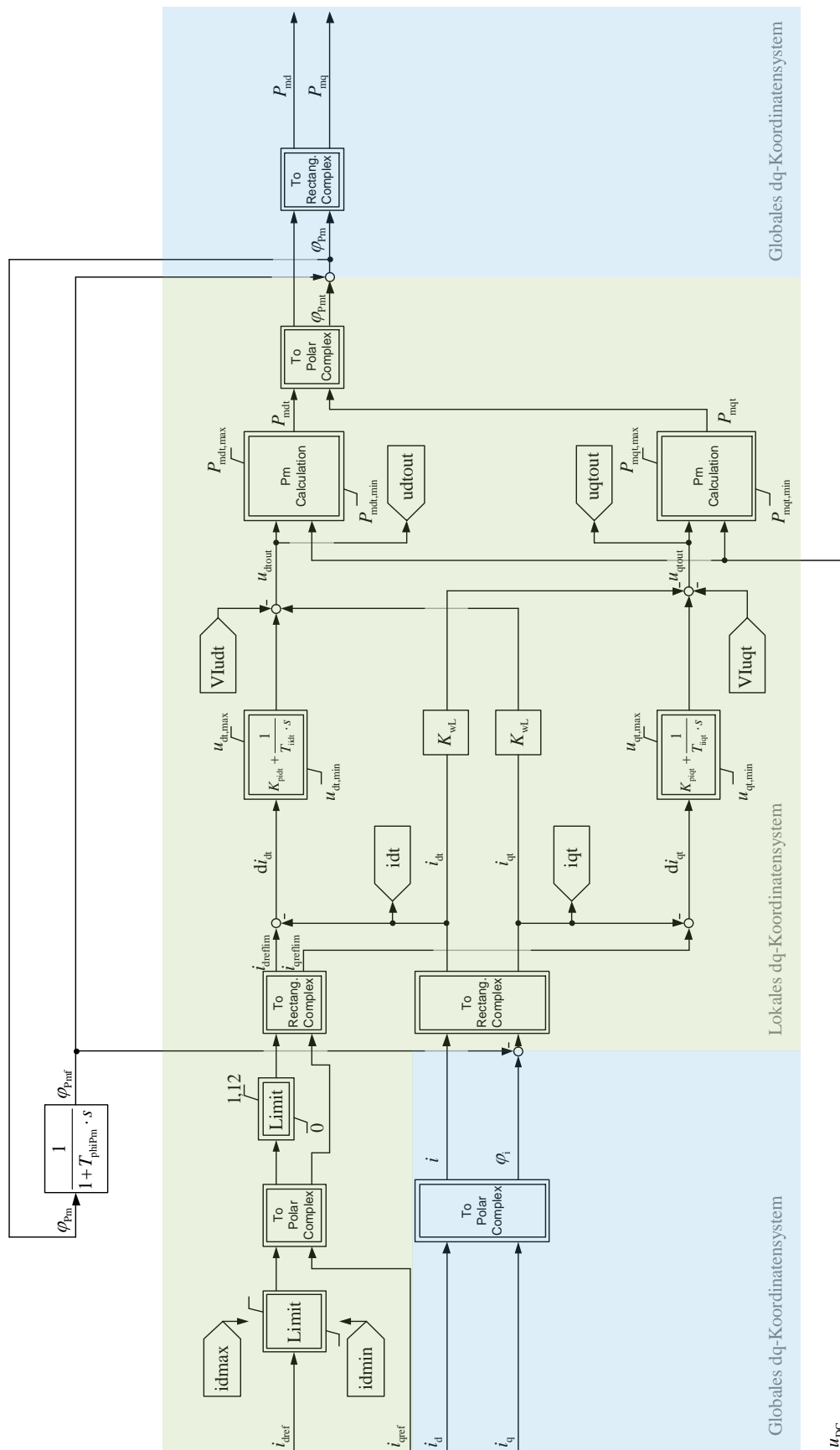


Abbildung 9: Blockschaubild der lokalen Stromregelung (virtuelle Impedanz und Wirkleistungsbegrenzung nach Abbildung 10 ausgelagert), angelehnt an [14]



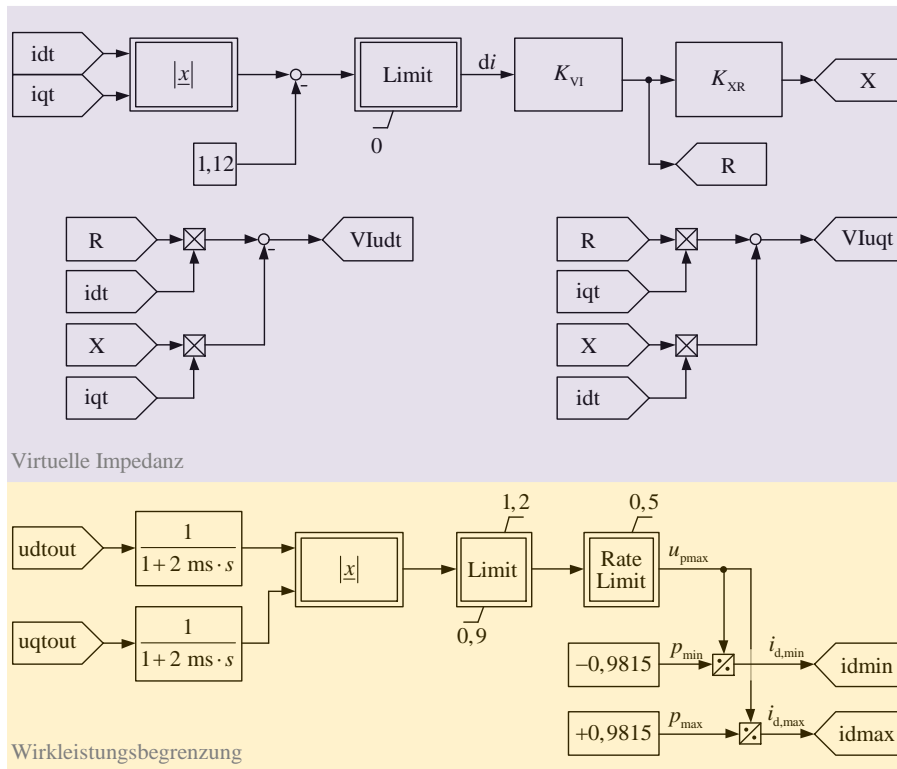


Abbildung 10: Blockschaltbild der virtuellen Impedanz und der Wirkleistungsbegrenzung der lokalen Stromregelung aus Abbildung 9, angelehnt an [14]

Tabelle 5: Parameter der Stromregelungen

Parameter	Wert	Parameter	Wert	Parameter	Wert
$K_{pidt}$	0,8	$u_{dt,max}$	1,05 p.u.	$P_{mdt,max}$	1,05
$T_{iidt}$	10 ms	$u_{dt,min}$	0 p.u.	$P_{mdt,min}$	0
$K_{piqt}$	0,8	$u_{qt,max}$	0,3 p.u.	$P_{mqt,max}$	0,3
$T_{iiqt}$	10 ms	$u_{qt,min}$	-0,3 p.u.	$P_{mqt,min}$	-0,3
$T_{phiPm}$	0,2 s	$K_{VI}$	0,4	$K_{wL}$	0,0601
		$K_{XR}$	3		

Ein Blick auf die Stromregelung in Abbildung 9 zeigt, dass zusätzlich zu dem vom Angle-Block bereitgestellten globalen Koordinatensystem (blau hinterlegte Bereiche) ein lokales Koordinatensystem (grün hinterlegter Bereich) zur Anwendung kommt, in welchem die Regelung selbst stattfindet [14]. Der Winkelversatz zwischen beiden Koordinatensystemen entspricht dabei dem Winkel des komplexen Zeigers des Modulationsindex im globalen Koordinatensystem, gleichbedeutend mit dem Winkel des komplexen Spannungszeigers der gestellten inneren AC-Spannungsquelle des Konverters. Dieser Zeiger liegt im lokalen Koordinatensystem stationär folglich stets auf der d-Achse, die zeitliche Verzögerung der Nachführung dient der Vermeidung algebraischer Schleifen. Da linksseitig eine Transformation des erfassten Konverter-Stromzeigers in das lokale Koordinatensystem und rechtsseitig eine Rücktransformation des Zeigers des Modulationsindex zurück in das globale Koordinatensystem erfolgt, handelt es sich bei der Transformation insgesamt um eine einzig lokale mathematische Operation auf Basis von in der Stromregelung ohnehin verfügbaren Signalen. Diese Operation ist demnach von außerhalb der Stromregelung nicht sichtbar und führt keine neuen Ein- oder Ausgangssignale ein [14].

Da die Interpretation des linksseitig ankommenden Soll-Stromzeigers im lokalen Koordinatensystem erfolgt, entsprechen dessen Komponenten den einzuregelnden Wirk- und Blindströmen aus Sicht der inneren AC-Spannungsquelle des Konverters. Der seitens der Spannungsregelung übergebene Wirkstrom-Sollwert (d-Komponente) wird in einem ersten Schritt auf den von der Wirkleistungsbegrenzung in Abhängigkeit der Spannung als zulässig erachteten Wertebereich eingeschränkt. Anschließend erfolgt eine Reduktion des Betrages des Soll-Stromzeigers auf die von den Konvertern maximal dauerhaft zu führende Stromstärke von 1,12 p.u. [3]. Nach Subtraktion der in das lokale Koordinatensystem transformierten Komponenten des erfassten Konverter-Stromzeigers liegen die Regeldifferenzen an den Eingängen der zugehörigen Regler der d- und q-Achse an. Die in den Summationspunkt hinter den Reglerausgängen mit  $K_{wL}$  multipliziert eingehenden Stromkomponenten berücksichtigen den Spannungsfall über dem induktiven Anteil der modellierten Konverter-Arm-Innenimpedanz in Form einer quasistationären Abschätzung [13], [16]. Im Falle einer innerhalb des Pfades der virtuellen Impedanz erkannten Überschreitung des dauerhaft maximal zulässigen Konverter-Strombetrages nehmen zusätzlich deren Ausgangspfade Einfluss und reduzieren den gestellten Spannungszeiger entsprechend, abseits hiervon ist deren Einflussnahme null [17].

Aus den Komponenten des zu stellenden Spannungszeigers der inneren Spannungsquelle des Konverters sind anschließend (über die AC- und die DC-seitige Bemessungsspannung des Offshore-Konverters sowie die messtechnisch erfasste DC-seitige Spannung) die Komponenten des erforderlichen Modulationsindexzeigers errechnet. Dessen Begrenzung erfolgt dabei, aufgrund der in kartesischen Koordinaten aufgebauten Regelung, ebenfalls in kartesischen anstelle von polaren Koordinaten. Die Begrenzungen auf 0 ... +1,05 (d-Komponente) und  $\pm 0,3$  (q-Komponente) erlauben einen Betrag des Modulationsindex von maximal 1,10. Gemäß [18] ist aus elektrischer Sicht ein Wert von bis zu 1,15 zu erreichen, jedoch durch Injektion von Vielfachen der 3. Harmonischen und somit unter (mit zunehmender Übermodulation ebenfalls zunehmenden) Einbußen hinsichtlich der Spannungsqualität. Im vorliegenden Fall sind die modelltechnischen Grenzen bewusst enger als dieser elektrische Rahmen gesteckt, auf die Abbildung von Oberschwingungsanteilen durch die gesteuerte innere Spannungsquelle ist ohnehin verzichtet [3]. Rechtsseitig im Blockschaltbild erfolgt abschließend die Rücktransformation des komplexen Zeigers des Modulationsindex in das globale Koordinatensystem [14].

Für die Initialisierung gilt: Der anfängliche Transformationswinkel für das lokale Koordinatensystem ist derart gewählt, dass der transformierte gestellte Spannungszeiger der inneren Spannungsquelle bereits auf der d-Achse des lokalen Koordinatensystems zu liegen kommt. Die Sollwerte der d- und q-Komponente des Konverter-Stromzeigers können folglich mit der entsprechenden Komponente des transformierten gestellten Stromzeigers gleichgesetzt werden.

Ergänzend zu Abbildung 9 enthält Abbildung 10 die Regelungsbestandteile der virtuellen Impedanz (violett hinterlegt) sowie der Wirkleistungsbegrenzung (gelb hinterlegt), welche nachfolgend erläutert sind.

Die virtuelle Impedanz in Abbildung 10 dient der Vermeidung unzulässig hoher Konverterströme im Fehlerfall. Die Umsetzung orientiert sich an [17] und [19], wobei für eine zügigere Begrenzung nicht der in die Regelung eingehende Soll-Spannungszeiger, sondern der gestellte Spannungszeiger der AC-Spannungsquelle des Konverters in Abbildung 9 manipuliert wird. Im Falle der Überschreitung des 1,12-fachen Konverter-Bemessungsstromes erfolgt die Berechnung einer virtuellen, proportional mit der Überschreitung des zulässigen Strombetrages steigenden Impedanz [17]. Der von den Stromkomponenten hierüber virtuell verursachte Spannungsfall geht anschließend in den gestellten Spannungszeiger ein.

Die zweite nach Abbildung 10 ausgelagerte Komponente, die Wirkleistungsbegrenzung, liefert den Wertebereich für die Begrenzung der d-Komponente des Soll-Stromzeigers in Abbildung 9. Da es sich um eine Wirkleistungs- und keine Wirkstrombegrenzung handeln soll, ist der zulässige Strom stets aus der zulässigen Leistung per Division durch die an der inneren Spannungsquelle vorherrschenden Spannung zu ermitteln (die alternativ zu verwendende, an den Konverter-Klemmen anliegende Spannung hingegen liegt nicht direkt vor und müsste zusätzlich erfasst werden, vgl. [3]). Der Leistungswert von

$\pm 0,9815$  p.u. entspricht dabei der auf die Konverter-Bemessungsleistung von 917 MVA bezogenen Bemessungswirkleistung von 900 MW. Zur Vermeidung unerwünschter Nebeneffekte ist der zur Berechnung herangezogene Spannungsbetrag auf einen Wertebereich um dessen Nennwert eingeschränkt und zusätzlich der Gradient der Verengung der Stromgrenzen limitiert.

Zu dem vorgestellten Regelungskonzept seien noch die folgenden ergänzenden Anmerkungen gegeben. Im ursprünglichen, noch für den Parallelbetrieb vorgesehen Entwurf des Regelungskonzeptes aus [14], beinhaltete das Konzept eine rein numerisch bedeutsame Abschaltungserkennung, welche einzig bei AC-seitiger Trennung eines Offshore-Konverters vom umgebenden Netz spezifisch in dessen Stromregelung aktiv wurde. In einem solchen Fall, identifiziert anhand einer Konverter-Stromstärke nahe null über einen gewissen Zeitraum, erfolgte eine Deaktivierung der Stromregelung per Manipulation von deren Parametern. Die Notwendigkeit der Abschaltungserkennung folgte aus der damaligen Transformationswinkelermittlung aus den Komponenten des Modulationsindexzeigers mittels der  $\text{atan2}()$ -Funktion: Bedingt durch die nach Trennung unerfüllbaren Regelziele kam es ohne Abschaltungserkennung zu einer kontinuierlichen Änderung des Versatzes des lokalen und des globalen Koordinatensystems bis zum Erreichen eines Transformationswinkels von  $-\pi$  (Modulationsindexzeiger im globalen Koordinatensystem: d-Komponente negativ, q-Komponente null). Zu diesem Zeitpunkt trat die Unstetigkeitsstelle der zur Transformationswinkelermittlung eingesetzten  $\text{atan2}()$ -Funktion auf, woraufhin aufgrund des nachgeschalteten Verzögerungsgliedes numerische Probleme in Form von Inkongruenzen der dynamischen Modellgleichungen der betroffenen Stromregelung resultierten. Dies verlangsamte einerseits den Simulationsfortgang erheblich und nahm zusätzlich Einfluss auf die Konvergenz und somit Resultate der Gesamtheit der dynamischen Modellgleichungen des Testnetzes in jedem Rechenschritt, sodass auch außerhalb des abgeschalteten Netzabschnittes ungewollte Auswirkungen hierdurch auftraten und folglich die Abschalterkennung Einsatz fand. Im vorliegenden Konzept wird, anstelle einer erneuten Winkelermittlung, der bereits in eulerscher Darstellung vorliegende Wert des Winkels rückgeführt. Aufgrund seiner Entstehung entspricht dies einer mit Vergangenheitswerten (hinterlegt im Wert der Zustandsgröße des Verzögerungsgliedes) arbeitenden Umsetzung der Winkelberechnung. Aufgrund der Wirkungsweise der Regelung ist die Größe des errechneten Winkels  $\varphi_{\text{Pmt}}$  folglich stets nahe null, einem Erreichen der Unstetigkeitsstelle vorbeugend. In der Fachliteratur ist dies als „phase unwrapping“ der inversen trigonometrischen Funktionen bezeichnet, sodass auf die Abschaltungserkennung verzichtet werden kann [20], [21].

Aufgrund der eingesetzten Parametrierungen der Strom- und der Spannungsregelung ist von der Möglichkeit des kaskadierten Regelungskonzeptes, eine Wirkleistungsflussumkehr der HGÜ-Verbindungen regelungstechnisch zu unterbinden, kein Gebrauch mehr gemacht. Dies ist Grundvoraussetzung für die in Kapitel 4 angestellten Untersuchungen bezüglich des Wirkleistungshandels.

Ausfälle von VSC-HGÜ-Verbindungen führen ohne weitere Gegenmaßnahmen zu einer Verringerung der Regelungsdynamik, da der Beitrag des zugehörigen Offshore-Konverters anschließend fehlt. Selbiges gilt für VSC-HGÜ-Verbindungen, welche die lokale Wirkleistungsgrenze in ihrer Stromregelung erreichen, da fortan der zulässige Maximalwert der d-Komponente als Sollwert Einsatz findet und keine Reaktion mehr auf weitere Signalerhöhungen seitens der Spannungsregelung erfolgt. In letzterem Fall ließe sich wie in [14] vorgeschlagen Abhilfe schaffen, indem anstelle der eingesetzten lokalen Wirkleistungsbegrenzung (in der Stromregelung) eine Wirkstrombegrenzung mit Aufteilungslogik (in der übergeordneten Spannungsregelung) Anwendung fände. In der vorliegenden Arbeit ist hierauf verzichtet.

Im Falle des Einsatzes von DRU-HGÜ-Verbindungen im Testnetz ergeben sich einzig indirekt Auswirkungen auf das vorgestellte Regelungskonzept, da die Anzahl an VSC-HGÜ-Verbindungen folglich reduziert ist. Die Stromregelungen nicht mehr teilnehmender Offshore-Konverter sind bereits im Rahmen der Initialisierung stillgelegt, deren Signale und Partizipationsfaktoren (wie im Abschnitt der Spannungsregelung vorgestellt) null. Aufgrund dieser Handhabung ist die Summe der Partizipationsfaktoren aller teilnehmenden Offshore-Konverter zu Beginn weiterhin +5 und deren Gesamtreaktion auf diese Weise sichergestellt.

### 3 Untersuchung des Regelungskonzeptverhaltens

Die in diesem Kapitel verschriftlichten Untersuchungen des entworfenen Regelungskonzeptes innerhalb des Testnetzes zielen darauf ab, das Konzeptverhalten bei Normalbetrieb und im Fehlerfall zu beurteilen, wobei die Anzahl der als DRU-HGÜ ausgeführten HGÜ-Verbindungen zu variieren ist. Im Vordergrund der Betrachtungen stehen jeweils die sich einstellenden Wirkleistungsflüsse sowie die auftretenden Strom-Momentanwerte der aktiv geregelten Offshore-Konverter.

Kapitel 3.1 stellt zunächst die angewandte Methodik und zugrundeliegenden Arbeitspunkte der Untersuchungen vor. Deren Ergebnisse folgen, gemeinsam mit den zugehörigen Schlussfolgerungen und erzielten Erkenntnissen, nach Anzahl der DRU-HGÜ-Verbindungen aufgeschlüsselt in den anschließenden Unterkapiteln. Eine Zusammenfassung der wesentlichen Kernerkenntnisse findet sich in Kapitel 3.5.

#### 3.1 Untersuchungsmethodik

Bezüglich der Zählpfeilrichtungen kommen weiterhin die Konventionen aus Arbeitsschritt 2.2 zur Anwendung [3]. Dies bedeutet: Die positive Zählpfeilrichtung ist an Klemmen passiver Betriebsmittel in die Betriebsmittel hinein, im Falle aktiver Betriebsmittel von den Betriebsmitteln weg gerichtet. An der Wechselspannungsseite von Umrichtern impliziert ein Wirkleistungswert größer null folglich eine Leistungsentnahme aus dem Zwischenkreis, ein Wirkleistungswert kleiner null eine Leistungseinspeisung in den Zwischenkreis. Dies gilt analog für die Erfassung der d-Komponenten von Strömen. Ein Blindleistungswert größer null impliziert die Versorgung einer induktiven Last, ein Blindleistungswert kleiner null die Versorgung einer kapazitiven Last. Für die Übertragung auf die q-Komponenten erfasster Ströme sind diese Vorzeichen umzukehren.

Für das in Kapitel 2 beschriebene Testnetz ist im ersten Schritt eine Festlegung der anfänglichen Arbeitspunkte erforderlich. Dabei ist zunächst von fünf VSC-HGÜ-Verbindungen ausgegangen.

Die Datengrundlage bildet, wie für die Grundstruktur des Testnetzes, die „Dogger Bank“ Energy Island der Szenariovariante „NSON II | 2050 | Status Quo | Energy Island | w/o DRU“ seitens Arbeitspaket 1 (vgl. Kapitel 2). Anhand der prognostizierten und entsprechend skalierten Jahreszeitreihen erfolgen sowohl die Festlegung der Wirkleistungs-Arbeitspunkte der modellierten Windparks als auch die Verteilung deren insgesamt eingespeister Wirkleistung auf die einzelnen HGÜ-Verbindungen. Aufgrund der Exklusion der Modellierung des Elektrolyseurs fließen weiterhin einzig Arbeitspunkte ohne dessen Beteiligung ein. Insbesondere bei der Skalierung der Einspeiseleistung der Windparks ist Augenmerk auf die Vorhaltung von Übertragungsreserven der HGÜ-Verbindungen im Vorausblick auf Kapitel 4 gelegt: Eine HGÜ-Verbindung, welche keine Leistung gen Onshore exportieren soll, reduziert die insgesamt abführbare Wirkleistung um 900 MW. Aus der angestrebten Umkehr der Wirkleistungsflussrichtung ergibt sich eine weitere Reduktion, wobei deren Umfang einen sinnvollen Mittelweg zwischen der Reduktion der möglichen Wirkleistungseinspeisung der Windparks um weitere 900 MW und der jeweils erreichbaren Ausprägung der Wirkleistungsflussumkehr darstellen sollte. Tabelle 6 enthält die schlussendlich Anwendung findenden Einspeiseleistungen der einzelnen Windparks, Tabelle 7 die Wirkleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen, erfasst an deren Offshore-seitigen AC-Klemmen. Die Bezeichnungen entsprechen jenen aus Abbildung 4, Kapitel 2.1. Wie bereits in Arbeitsschritt 2.2 gilt: Zu Beginn befinden sich sämtliche Konverter stets innerhalb ihrer spezifizierten Leistungsstellbereiche (vgl. [3]), im Rahmen der Simulation werden insbesondere auftretende Konverterströme sowie die sich inhärent einstellenden Arbeitspunkte geprüft. Ein den Benchmark-Ereignissen nachfolgender Regelungseingriff zur Sicherstellung der stationären Einhaltung der Leistungsstellbereiche oder eine Optimierung der sich einstellenden Arbeitspunkte ist nicht Untersuchungsgegenstand und findet nicht statt.

Tabelle 6: Einspeiseleistungen der Windparks im Testnetz

Windpark	Einspeiseleistung	Nennwirkleistung	Auslastung
WP 1	180 MW	180 MW	100 %
WP 2	1440 MW	1980 MW	73 %
WP 3	180 MW	180 MW	100 %
WP 4	720 MW	1080 MW	67 %
WP 5	180 MW	180 MW	100 %
WP 6	360 MW	900 MW	40 %
<b>Kumuliert:</b>	<b>3060 MW</b>	<b>4500 MW</b>	<b>68 %</b>

Tabelle 7: Aufteilung der von den Windparks eingespeisten Wirkleistung auf die HGÜ-Verbindungen (Ausführungsvariante mit 5 VSC-HGÜ-Verbindungen), Ermittlung an den Offshore-seitigen AC-Klemmen

HGÜ (Knoten)	Übertragungsleistung	Nennwirkleistung	Auslastung
HGÜ 1 (A)	-682 MW	900 MW	76 %
HGÜ 2 (B)	-800 MW	900 MW	89 %
HGÜ 3 (B)	-800 MW	900 MW	89 %
HGÜ 4 (C)	-400 MW	900 MW	44 %
HGÜ 5 (C)	-300 MW	900 MW	33 %
<b>Kumuliert:</b>	<b>-2982 MW</b>	<b>4500 MW</b>	<b>66 %</b>

Die Verluste auf der AC-Seite des Testnetzes (inklusive des dort abgebildeten Stations-Eigenbedarfs der Offshore-Konverter, siehe [3]) lassen sich folglich auf etwa 78 MW beziffern. Als Slack für die Leistungsflussrechnung dient der Offshore-Konverter der HGÜ-Verbindung 1 an Knoten A. Im praktischen Netzbetrieb wäre, je nach Onshore-Anlandungspunkt, zur Reduktion der Übertragungsverluste an Knoten C ggf. einzig eine HGÜ-Verbindung in Betrieb, wohingegen der Fokus der vorliegenden Untersuchungen auf der regelungstechnischen Beherrschung möglichst vieler HGÜ-Verbindungen liegt. Zudem widerspräche dies den zuvor getätigten Vorüberlegungen bezüglich Fällen der Wirkleistungsflussumkehr, welche sich in Tabelle 7 in einer kumulierten Auslastung zwischen 60 % und 80 % manifestieren.

Für die Blindleistungsbilanz gilt: Der Spannungswert aus Arbeitsschritt 2.2 in Höhe von 151,8 kV für den konzeptseitig geregelten Knoten (Knoten A) findet weiterhin Anwendung. Jede Windenergieanlage liefert einen Blindleistungsbeitrag von -1,5 Mvar pro 15 MW installierter Leistung. Die für die Einstellung des Spannungswertes erforderliche verbleibende Blindleistung wird gesammelt von den Offshore-Konvertern der HGÜ-Verbindungen bereitgestellt. Die Aufteilung erfolgt dergestalt, dass sich an deren AC-Klemmen ein identischer Leistungsfaktor einstellt. Es ergeben sich die Blindleistungs-Arbeitspunkte nach Tabelle 8, einem einheitlichen Leistungsfaktor von 0,99939 entsprechend.

Tabelle 8: Verteilung der von den Offshore-Konvertern der HGÜ-Verbindungen bereitzustellenden Blindleistungen (Ausführungsvariante mit 5 VSC-HGÜ-Verbindungen), Ermittlung an den Offshore-seitigen AC-Klemmen

HGÜ (Knoten)	Blindleistung	Nennblindleistung	Ausschöpfung
HGÜ 1 (A)	24 Mvar	±127 Mvar	19 %
HGÜ 2 (B)	28 Mvar	±127 Mvar	22 %
HGÜ 3 (B)	28 Mvar	±127 Mvar	22 %
HGÜ 4 (C)	14 Mvar	±127 Mvar	11 %
HGÜ 5 (C)	10 Mvar	±127 Mvar	8 %
<b>Kumuliert:</b>	<b>104 Mvar</b>	<b>±635 Mvar</b>	<b>16 %</b>



Aus den Arbeitspunkten der Offshore-Konverter lassen sich die Wirk- und Blindströme an deren inneren AC-Spannungsquellen ermitteln. Da diese im Rahmen der Initialisierung wiederum der Festlegung der Partizipationsfaktoren in der Spannungsregelung dienen, ist stets sicherzustellen, dass sich zwischen den Konvertern dort keine gegenläufigen Aufteilungsverhältnisse ergeben. Obwohl die Summe der Partizipationsfaktoren auch im Falle einzelner negativer Faktoren stets +5 beträgt, können insbesondere wenig sinnhafte Blindstromverhältnisse Systeminstabilitäten verursachen. Diese Randbedingung galt für das Regelungskonzept aus Arbeitsschritt 2.2 noch für den Kopplungspunkt der HGÜ-Verbindungen und ist im vorliegenden Konzept auf die Anschlusspunkte der inneren AC-Spannungsquellen verschoben, wo sie leichter zu erfüllen, jedoch nicht gänzlich außer Acht zu lassen ist [3], [14]. Die vorliegenden Arbeitspunkte erfüllen diese Anforderung und ergeben die in Tabelle 9 aufgeführten Partizipationsfaktoren in der Spannungsregelung.

*Tabelle 9: Aus den Arbeitspunkten resultierende Partizipationsfaktoren für die Verteilung der Wirk- und Blindströme in der Spannungsregelung (Ausführungsvariante mit 5 VSC-HGÜ-Verbindungen)*

Wirkstromverteilung		Blindstromverteilung	
Faktor	Wert	Faktor	Wert
$K_{1P}$	1,1430	$K_{1Q}$	1,1531
$K_{2P}$	1,3422	$K_{2Q}$	1,4921
$K_{3P}$	1,3422	$K_{3Q}$	1,4921
$K_{4P}$	0,6700	$K_{4Q}$	0,5170
$K_{5P}$	0,5026	$K_{5Q}$	0,3456
<b>Summe:</b>	<b>5,0000</b>	<b>Summe:</b>	<b>4,9999</b>

Für die bislang angegebenen Arbeitspunkte und Faktoren ist von der Ausführung aller fünf HGÜ-Verbindungen als VSC-HGÜ ausgegangen, der ersten HGÜ-Ausführungsvariante entsprechend:

- 5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs: Untersuchung des Regelungskonzeptes in Abwesenheit von DRU-HGÜ-Verbindungen

Mit Blick auf das Untersuchungsziel werden zusätzliche HGÜ-Ausführungsvarianten mit einer sowie mit zwei DRU-HGÜ-Verbindungen eingeführt:

- 4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ: Untersuchung des Regelungskonzeptes bei Anschluss einer DRU-HGÜ-Verbindung entweder an den geregelten Knoten A oder an einen der übrigen Hauptknoten (zwei HGÜ-Ausführungsvarianten), Leistungsfluss der DRU-HGÜ ist über den Spannungswert für Knoten A steuerbar
- 3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs: Untersuchung des Regelungskonzeptes bei Einsatz zweier DRU-HGÜ-Verbindungen (eine HGÜ-Ausführungsvariante), Leistungsflüsse der DRU-HGÜs sind über den Spannungswert für Knoten A gemeinsam steuerbar, Individualisierung der Leistungsflüsse einzig über deren Onshore-seitig einzuregelnde Gleichspannungen möglich

In Summe ergeben sich vier zu untersuchende Ausführungsvarianten, welche die wesentlichen Fälle abdecken und eine weitere Erhöhung der Anzahl an DRU-HGÜ-Verbindungen obsolet machen.

Für die Einbringung einer DRU- anstelle einer VSC-HGÜ-Verbindung ist ein methodisches Vorgehen unter bestmöglicher Wahrung der Leistungsflüsse bzw. -verteilungen angestrebt. Grundsätzlich ist hierzu zunächst die zu ersetzende VSC-HGÜ mitsamt ihrer Offshore-Strom- und Onshore-Regelung deaktiviert und am selben Hauptknoten eine DRU-HGÜ aktiviert. Über die Vorgabe von Spannungswerten für die Leistungsflussrechnung und für die dynamische Simulation wird sichergestellt, dass (gleichwohl der geringeren Übertragungsverluste der DRU-HGÜ) die Leistungsflüsse über den

noch vorhandenen VSC-HGÜ-Verbindungen nach Abklingen der Einschwingvorgänge erhalten bleiben. Die Verhältnisse der Partizipationsfaktoren für die Wirkströme bleiben auf diese Weise ebenfalls in sehr guter Näherung (siehe Kapitel 3.2) erhalten. Den über Kompensation und Filter hinausgehenden Einfluss der DRU-HGÜ auf die Blindleistungsbilanz decken die Offshore-Konverter der VSC-HGÜs gemeinsam. Da insbesondere die Abschätzung des Blindleistungsverhaltens der Diodengleichrichter im Rahmen der Leistungsflussrechnung naturgemäß von dem simulativ, nach Abklingen der Einschwingvorgänge erreichten Arbeitspunkt abweicht, ist dieser Verzerrung dieser Partizipationsfaktorverhältnisse manuell entgegenzuwirken. Dies geschieht, indem die den noch aktiven VSC-HGÜ-Verbindungen zugehörigen Blindstrom-Partizipationsfaktoren aus der ersten Ausführungsvariante, auf eine Summe von +5 skaliert, anstelle neu ermittelter Faktoren weiter Einsatz finden. Die Arbeitspunkte der Windenergieanlagen bleiben dabei stets unverändert.

Eine Beurteilung des Regelungskonzeptes erfolgt, analog zu den Untersuchungen in Arbeitsschritt 2.2, anhand seines dynamischen Verhaltens und der sich einstellenden Wirkleistungsflüsse bzw. gegebener Rückkehr in einen stabilen Arbeitspunkt in Folge neun ausgewählter Benchmark-Ereignisse [3]. Diese treten jeweils zum Zeitpunkt 100 ms (1000 ms bei DRU-Beteiligung) auf und stellen exemplarisch extreme Beanspruchungen dar, welche im praktischen Betrieb rein in stark abgeschwächter Form zu erwarten stehen. Im Detail handelt es sich um folgende Ereignisse:

1) Anfahren eines höheren Spannungssollwertes

In der Spannungsregelung (Abbildung 8) geschieht die abrupte Vorgabe eines um 5,7 kV höheren Spannungssollwertes, entsprechend einer fortan einzuregelnden Spannung von 157,5 kV anstelle der vorigen 151,8 kV. Im Falle einer Beteiligung von DRU-HGÜ-Verbindungen impliziert dies prinzipbedingt eine gesteigerte Wirkleistungsübertragung hierüber.

2) Anfahren eines geringeren Spannungssollwertes

In der Spannungsregelung geschieht die abrupte Vorgabe eines um 5,7 kV geringeren Spannungssollwertes, entsprechend einer fortan einzuregelnden Spannung von 146,1 kV anstelle der vorigen 151,8 kV. Im Falle einer Beteiligung von DRU-HGÜ-Verbindungen impliziert dies prinzipbedingt eine verringerte Wirkleistungsübertragung hierüber.

3) Erhöhung der von den Windparks eingespeisten Wirkleistung um 360 MW in 200 ms

Hierfür erhöht Windpark 2 (vgl. Abbildung 4) die Wirkleistungseinspeisung innerhalb von 200 ms linear von 1440 MW auf 1800 MW. Eine derart rasche Leistungsänderung ist von realen Windenergieanlagen aufgrund vorhandener mechanischer Trägheiten nicht zu erwarten.

4) Verringerung der von den Windparks eingespeisten Wirkleistung um 360 MW in 200 ms

Hierfür verringert Windpark 2 die Wirkleistungseinspeisung innerhalb von 200 ms linear von 1440 MW auf 1080 MW. Eine derart rasche Leistungsänderung ist von realen Windenergieanlagen aufgrund vorhandener mechanischer Trägheiten nicht zu erwarten.



5) Abrupter Ausfall eines aggregierten Windparks

Im Rahmen dieses Ereignisses erfolgt eine Öffnung des Leistungsschalters zwischen Knoten B und Windpark 4 gemäß Abbildung 11, woraufhin die Phasenströme im jeweils darauffolgenden Nulldurchgang verlöschen. Dies entspricht dem Entfall einer Erzeugungsleistung von 720 MW.

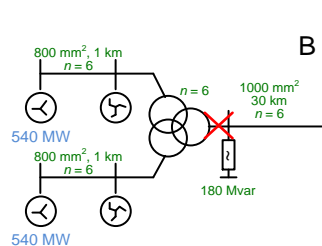


Abbildung 11: Lage der Schaltstelle zur Abbildung eines abrupten Ausfalls von Windpark 4, Ausschnitt aus Abbildung 4

6) Dreipoliger Kurzschluss von 150 ms Dauer an einem Hauptknoten

An Knoten A tritt, wie in Abbildung 12 gekennzeichnet, ein dreipoliger Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz und von 150 Millisekunden Dauer auf, die Fehlerströme der einzelnen Phasen verlöschen anschließend im jeweils nächsten Stromnulldurchgang.

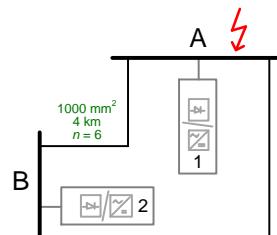


Abbildung 12: Lage des Kurzschlussortes an Knoten A, Ausschnitt aus Abbildung 4

7) Dreipoliger Kurzschluss von 150 ms Dauer innerhalb eines Windparks

An der in Abbildung 13 gekennzeichneten Sammelschiene in Windpark 1 tritt ein dreipoliger Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz und von 150 Millisekunden Dauer auf, die Fehlerströme der einzelnen Phasen verlöschen anschließend im jeweils nächsten Stromnulldurchgang.

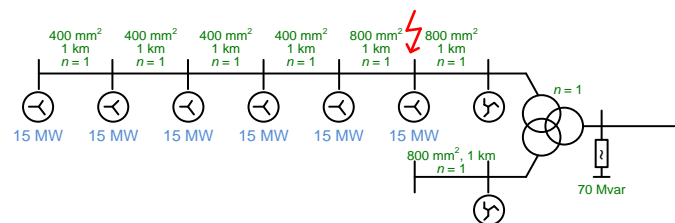


Abbildung 13: Lage des Kurzschlussortes innerhalb des Windparks 1, Ausschnitt aus Abbildung 4

8) Abrupter Ausfall einer VSC-HGÜ-Verbindung

Dieses Ereignis ist in Form einer Leistungsschalteröffnung unmittelbar an den AC-Klemmen des Offshore-Konverters der VSC-HGÜ-Verbindung 2 abgebildet, welche an Knoten B angeschlossen ist. Die Trennung der einzelnen Phasen erfolgt jeweils im nachfolgenden Stromnulldurchgang.

9) Abrupter Ausfall eines Kabelsystems zwischen zwei Hauptknoten

Hierfür wird, wie in Abbildung 14 skizziert, eines der insgesamt sechs Kabelsysteme zwischen Knoten A und Knoten C beidseitig freigeschaltet. Die Trennung der einzelnen Phasen an allen Schaltstellen findet jeweils im nachfolgenden Stromnulldurchgang statt.

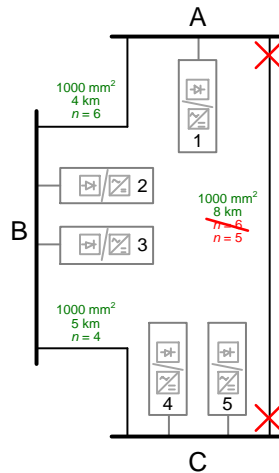


Abbildung 14: Lage der Schaltstellen zur Abbildung eines abrupten Kabelsystem-Ausfalls zwischen Knoten A und Knoten C

Die maximale Schrittweite sämtlicher ausgeführter Simulationen beträgt 0,05 ms, die hierüber hinausgehende automatische Schrittweitenanpassung ist, ebenso wie die schnelle Konvergenzprüfung sowie die schnelle Berechnung der Ausgabevariablen, deaktiviert [3], [22].

### 3.2 Untersuchungsergebnisse für 5 VSC-HGÜs

In der ersten Ausführungsvariante sieht das Testnetz, wie in Abbildung 15 gemeinsam mit den WP-Erzeugungsleistungen skizziert, fünf VSC-HGÜ-Verbindungen vor. Die eingesetzten Partizipationsfaktoren (Tabelle 10) und die zugehörigen sich einstellenden Arbeitspunkte (Tabelle 11) entsprechen denjenigen, welche im Vorkapitel zur Vorstellung der Methodik genutzt sind

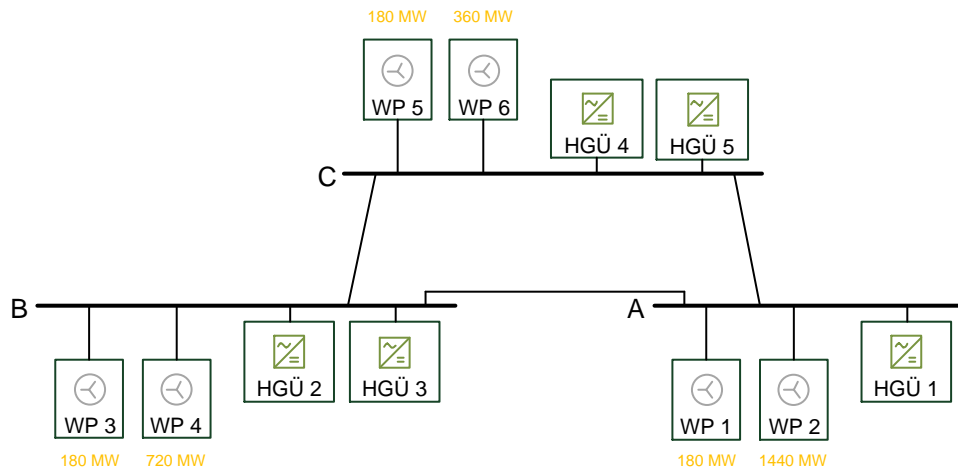


Abbildung 15: Übersichtsdarstellung der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs) unter Kennzeichnung der WP-Arbeitspunkte (orange)

Für VSC-HGÜ-Verbindungen beziehen sich die angegebenen Übertragungsleistungen und Blindleistungen dabei stets auf die AC-Klemmen des Offshore-Konverters.

Tabelle 10: Partizipationsfaktoren der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)

Wirkstromverteilung		Blindstromverteilung	
Faktor	Wert	Faktor	Wert
$K_{1P}$	1,1430	$K_{1Q}$	1,1531
$K_{2P}$	1,3422	$K_{2Q}$	1,4921
$K_{3P}$	1,3422	$K_{3Q}$	1,4921
$K_{4P}$	0,6700	$K_{4Q}$	0,5170
$K_{5P}$	0,5026	$K_{5Q}$	0,3456

Tabelle 11: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)

HGÜ (Typ)	Übertragungsleistung	Blindleistung
HGÜ 1 (VSC)	-682,38 MW	23,77 Mvar
HGÜ 2 (VSC)	-799,90 MW	27,91 Mvar
HGÜ 3 (VSC)	-799,90 MW	27,91 Mvar
HGÜ 4 (VSC)	-399,96 MW	13,96 Mvar
HGÜ 5 (VSC)	-299,97 MW	10,47 Mvar

Ausgehend von diesem Anfangszustand erfolgt eine Simulation der Benchmark-Ereignisse.

Begonnen ist mit der Vorgabe eines um 5,7 kV höheren bzw. geringeren Spannungssollwertes, welcher fortan an Knoten A einzuregeln ist. Die Spannungsverläufe hierfür sind, gemeinsam mit dem zugehörigen Sollwertsprung, in Abbildung 16 aufgetragen.

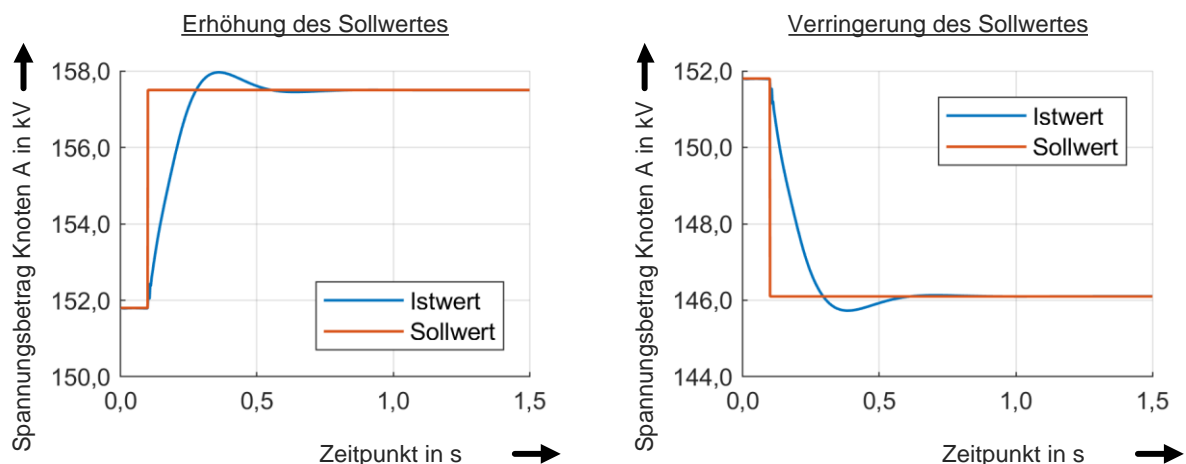


Abbildung 16: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungssollwertes

In beiden Fällen erfolgt ein zügiges Einregeln der neuen Spannungsvorgabe, wobei ein leicht ausgeprägtes Überschwingen zu beobachten ist. Derartige Effekte sind nicht zu vermeiden, da die für das

Regelungskonzept Anwendung findenden Parameter einen händisch ermittelten Kompromiss für sämtliche Benchmark-Ereignisse aller vier Ausführungsvarianten darstellen. Die zugehörigen Verläufe der von den fünf Offshore-Konvertern an deren AC-seitigen Klemmen ausgetauschten Wirk- und Blindleistungen finden sich in den vier Diagrammen in Abbildung 17. Aus Gründen des Platzbedarfes gilt die einzig in einem Diagramm platzierte Legende für sämtliche Diagramme der Abbildung, zudem sind die Beschriftung der Abszisse sowie deren positive Zählrichtung ausschließlich für die untersten Diagramme vermerkt, gleichwohl für sämtliche Gültigkeit besitzend.

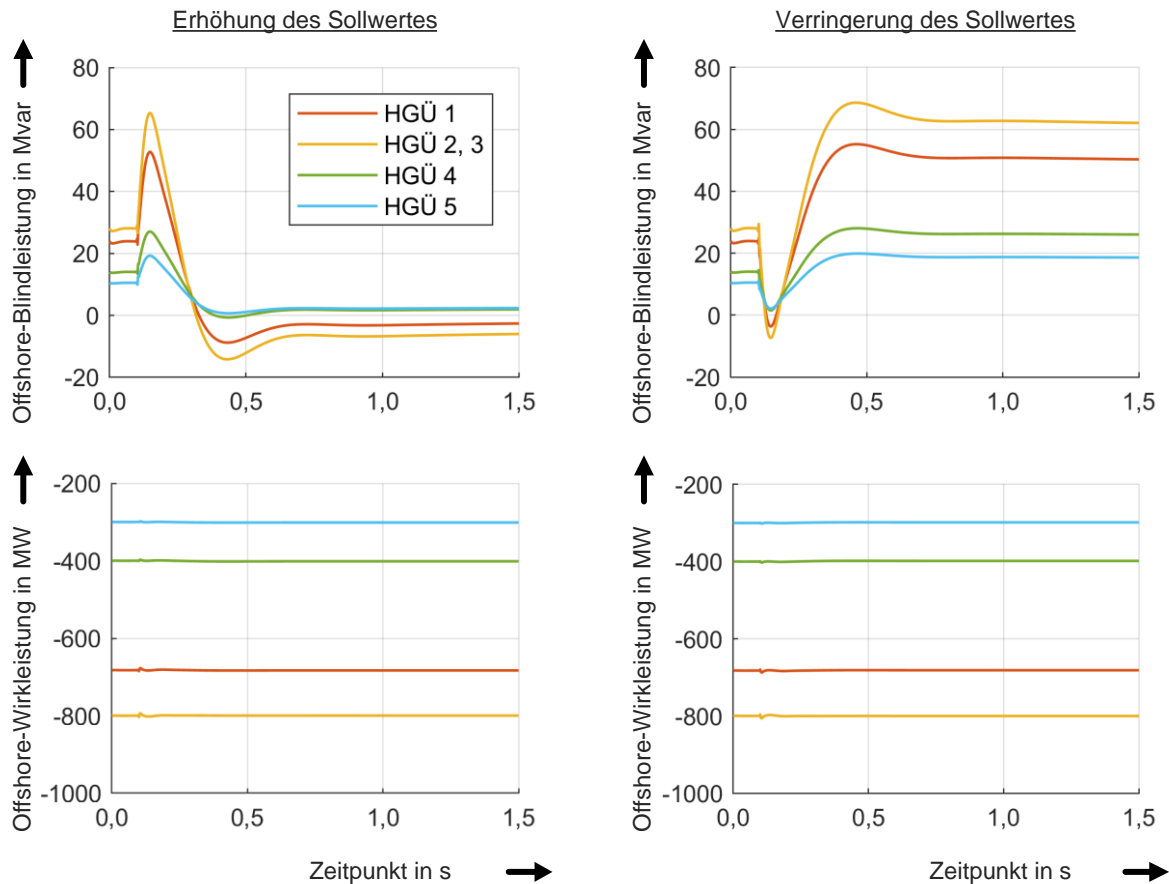


Abbildung 17: Verläufe der Wirk- und Blindleistungen der Offshore-Konverter bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungswertes

Aufgrund der Spannungsabhängigkeit des Blindleistungsbedarfs der kapazitiven Beläge der Kabelsysteme ist für eine Erhöhung der Spannung seitens der Konverter stationär in Summe weniger Blindleistung bereitzustellen, bei Verringerung der Spannung gilt umgekehrtes. Der Einfluss der im neuen stationären Arbeitspunkt minimal verringerten bzw. erhöhten Wirkverluste ist aufgrund der Skalierung der Wirkleistungsdiagramme nicht auszumachen, hierin offenbaren sich einzig minimale Auswirkungen zum Zeitpunkt des Sollwertsprunges. Bedingt durch die regelungsseitige Fixierung der Wirk- und Blindstromverteilungen an den inneren Spannungsquellen der Konverter steht im Falle von Arbeitspunktänderungen bereits prinzipbedingt stets eine Auffächerung bzw. Verschmälerung der zugehörigen Kurvenscharen zu erwarten. Die überwiegend induktive Innenimpedanz der Konverter, deren Blindleistungsbedarf maßgeblich vom zugehörigen Wirkleistungsfluss bestimmt ist, führt dabei zu einer Verfälschung der Verteilungsverhältnisse bei Übertragung auf die Klemmen der Konverter. Zudem nimmt, da Strom anstelle von Leistungsverhältnissen fixiert sind, zusätzlich der Spannungsbetrag der inneren Spannungsquelle Einfluss auf die sich konkret einstellenden Leistungsverhältnisse.

Die langsam ablaufenden Blindleistungsänderungen gegen Ende des dargestellten Zeitraums sind auf die Reaktion der WP-Regelungen gemäß ihrer Spannungs-Blindleistungs-Statik zurückzuführen, welche seitens der Offshore-Konverter zur Haltung des Spannungswertes kontinuierlich ausbalanciert werden.

Es sei explizit auf einen Effekt hingewiesen, welcher sich im Falle der Spannungserhöhung andeutet: In sich einstellenden Arbeitspunkten ist eine gegenläufige Bereitstellung von Blindleistung seitens der Konverter (bezogen auf deren Klemmen, nicht jedoch auf deren innere Spannungsquellen) durchaus möglich. Um dies zu vermeiden, müsste unmittelbar vor dem Vorzeichenwechsel des Blindleistungsaustausches eines Konverters ein Halt erfolgen bis sämtliche Konverter diesen Punkt erreicht haben, erst anschließend dürfte dieser Punkt überschritten werden. Derart komplexe Mechanismen (insbesondere im Hinblick auf auszugleichende Änderungen der Gesamtreaktion der Konverter) sind im Regelungskonzept nicht abgebildet und aus bilanzieller Sicht nicht erforderlich. Umgekehrt ist eine gegenläufige Blindleistungsbereitstellung an den Klemmen in Teilen prinzipbedingt nicht zu vermeiden, um sinnvolle Partizipationsfaktoren für die Blindströme an den inneren Spannungsquellen zu erhalten.

Ähnliche Schlussfolgerungen wie im Falle der Vorgabe neuer Spannungswerte, insbesondere bezüglich der Blindleistungsverteilung, lassen sich aus den Verläufen im Falle der Erhöhung bzw. Verringerung der Wirkleistungseinspeisung der Windparks ziehen. Abbildung 18 enthält die zugehörigen Verläufe der Wirk- und Blindleistungen, Abbildung 19 die Auswirkungen auf die Spannung an Knoten A.

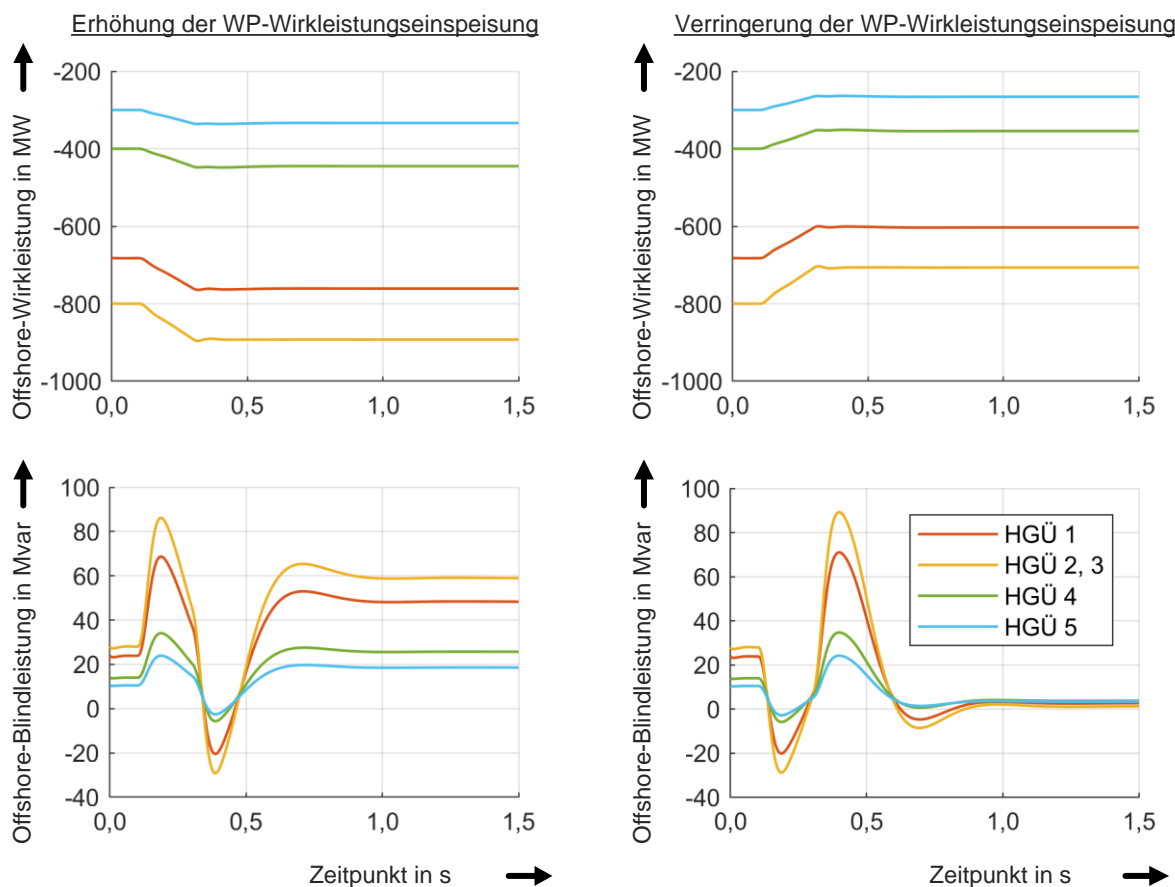


Abbildung 18: Verläufe der Wirk- und Blindleistungen der Offshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms

Aufgrund der überwiegend induktiven Innenimpedanz der Konverter und der sich nur geringfügig ändernden Beträge der inneren Spannungsquellen ist die Skalierung der Wirkleistungsflüsse in den Diagrammen ausgeprägt wiederzufinden. Abrupte Einflüsse auf die Kurven sind erwartungsgemäß einzig zu Beginn (0,1 s) und Ende (0,3 s) der linearen Wirkleistungsänderung der Windparks zu beobachten.

Die vorübergehende Erhöhung bzw. Verringerung der Spannung an Knoten A ist auf die Kaskadierung des Regelungskonzeptes zurückzuführen – die der inhärent auftretenden Änderung des Wirkleistungsflusses zunächst über den gestellten Spannungszeiger entgegenarbeitende Stromregelung erfordert eine (erst von der auftretenden Regeldifferenz verursachte) Anpassung der einzuregelnden d-Komponente des Konverterstromes seitens der Spannungsregelung, welche den Sollwert wiederherstellt.

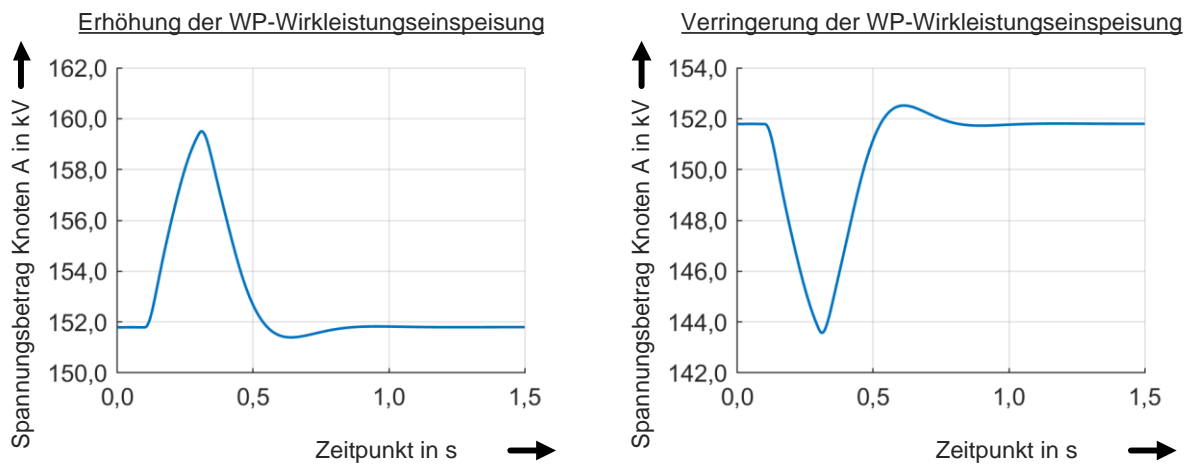


Abbildung 19: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms

Die in Abbildung 20 aufgetragenen Spannungs- und Wirkleistungs-Verläufe für den Ausfall von Windpark 4, bilanziell einer deutlich abrupteren Reduktion der Wirkleistungseinspeisung entsprechend, sind analog zu interpretieren. Zusätzlich sichtbar ist eine kurzzeitige resynchronisierungsbedingte Änderung der Einspeiseleistungen einzelner verbliebener Windenergieanlagen, zurückzuführen auf deren Ausführungsart der direkten Spannungsregelung per Washout-Filter [3], [9]. Der Effekt ist folglich nicht auf das untersuchte Regelungskonzept zurückzuführen, das Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes in keinsten Weise gefährdet.

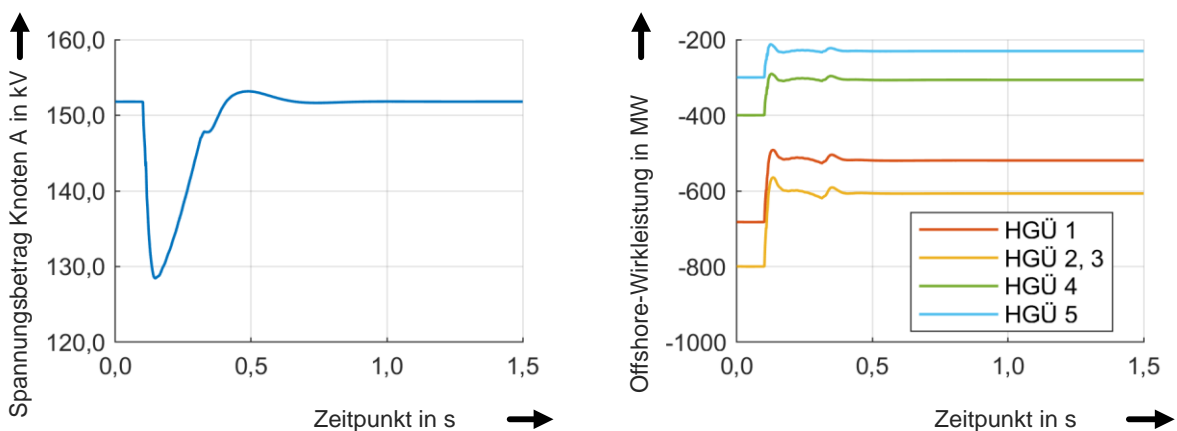


Abbildung 20: Verläufe der Spannung an Knoten A (links) sowie der Wirkleistungen der Offshore-Konverter (rechts) bei Ausfall von Windpark 4

Für die beiden untersuchten Kurzschlussereignisse sind in Abbildung 20 zunächst die zugehörigen Spannungsverläufe an Knoten A aufgetragen. Während das Konverter-nahe Kurzschlussereignis (unmittelbar dort auftretend, linkes Diagramm) diese Spannung über die Dauer des Kurzschlusses auf einen Wert von null zwingt, sorgt das Konverter-ferne Kurzschlussereignis (in Windpark 1, rechtes Diagramm) einzig für einen leichten Spannungseinbruch.

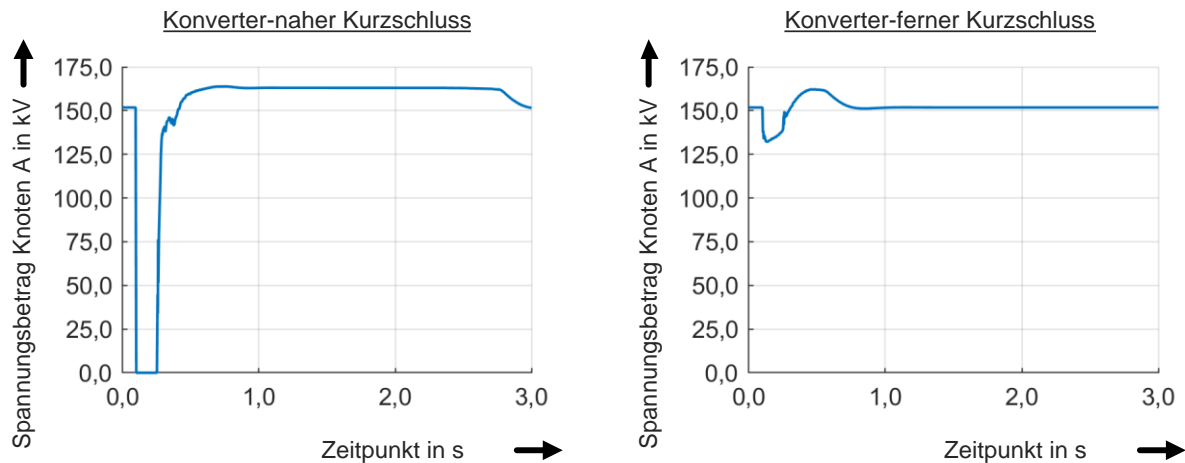


Abbildung 21: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts)

Im Nachgang beider Ereignisse ist eine vorübergehende Spannungserhöhung zu beobachten, welche auf ein Erreichen der oberen Begrenzung der unterlagerten Stromregelung für die d-Komponente zurückzuführen ist [3]. Erst bei hinreichender Nachführung des zugehörigen Sollwertes seitens der Spannungsregelung, zu einer negativen Regeldifferenz in der Stromregelung führend, erfolgt eine Rückkehr zum Spannungssollwert. In den zugehörigen Wirk- und Blindleistungsverläufen in Abbildung 23 ist zu erkennen, dass erst dies zu einer Wiederherstellung der Wirk- und Blindleistungsaufteilung führt. Der Spannungseinbruch im Falle des Konverter-nahen Kurzschlusses führt (in Kontrast zu dem Konverter-fernen Kurzschluss) während der Kurzschluss-Dauer zu einer ausgeprägteren Änderung der Zustandsgröße des zugehörigen PI-Reglers der d-Komponente in der Spannungsregelung, sodass die Rückkehr zum Spannungssollwert hier deutlich mehr Zeit in Anspruch nimmt.

Die in Abbildung 22 dargestellten Verläufe der Phasenströme des jeweils am stärksten belasteten Offshore-Konverters 2 (aufgrund der identischen Konstellation sind diese gleichwertig mit den Verläufen von Konverter 3) sind, mit Blick auf den dauerhaft zulässigen Strom von 1673 A (Effektivwert, vgl. [3]), unkritisch. Dies entspricht einem dauerhaft zulässigen Scheitelwert von 2366 A, die im Rahmen der Simulation kurzfristig erreichten maximalen Momentanwerte betragen 2646 A (Konverter-naher Kurzschluss) bzw. 2353 A (Konverter-ferner Kurzschluss). Die Strombegrenzung mittels virtueller Impedanz erweist sich als äußerst brauchbar.



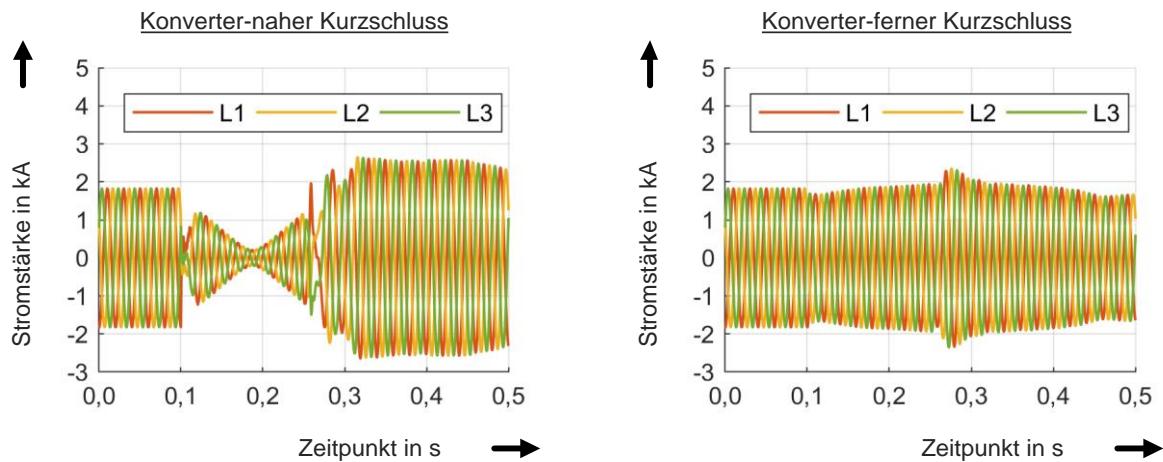


Abbildung 22: Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 2 bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts)

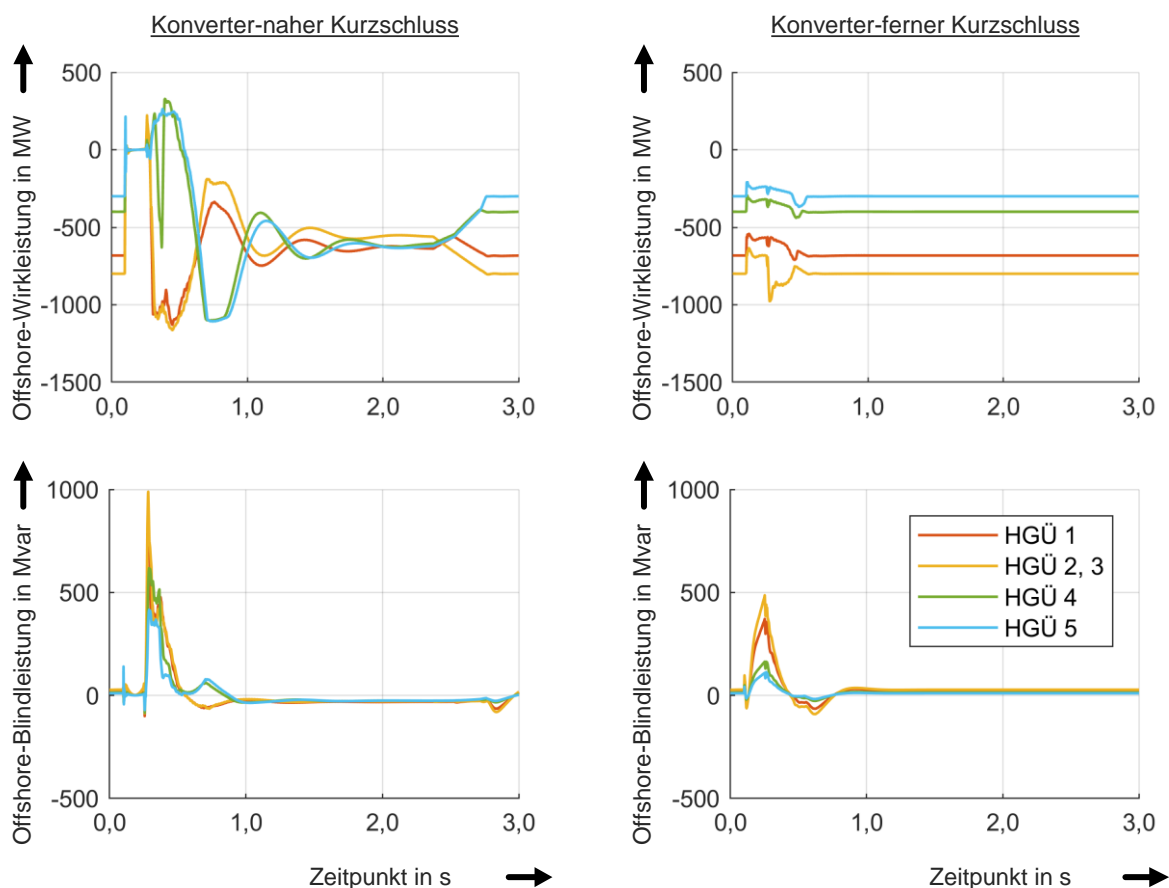


Abbildung 23: Verläufe der Wirk- und Blindleistungen der Offshore-Konverter bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts)

Die der Simulation des HGÜ-Ausfalls zugehörigen Wirkleistungsverläufe sind in Abbildung 24 aufgetragen. Im linksseitigen Diagramm ist der Wirkleistungsaustausch an den AC-Klemmen der Offshore-Konverter dargestellt, im rechtsseitigen hingegen das Pendant der Onshore-Konverter. Ein Blick auf die Offshore-Wirkleistungen bestätigt, dass der HGÜ-Ausfall, im Anschluss an anfängliche Ausgleichsvorgänge, bei annähernder Skalierung der Wirkleistungsflüsse zu einer Überschreitung der zulässigen

Wirkleistungsübertragung für die HGÜ-Verbindungen 1 und 3 führte. In deren Stromregelungen beschränkt die lokale Wirkleistungsbegrenzung die Übertragungsleistung folglich stationär auf 900 MW, wodurch die anderen beiden HGÜ-Verbindungen die verbleibende Leistung abführen. Der weitere Beitrag der Offshore-Konverter der HGÜ-Verbindungen 1 und 3 für die Erfüllung des Wirkleistungs-Regelziels verfällt fortan. Während der Ausgleichsvorgänge unmittelbar nach HGÜ-Ausfall ist die Offshore-seitig eingespeiste Wirkleistung für die HGÜ-Verbindungen 1 und 3 kurzfristig überhöht, in den Verläufen der Onshore-Wirkleistungen ist daher das temporäre Erreichen der regelungstechnisch abgebildeten Begrenzung der Wirkleistungsentnahme der Onshore-Konverter zu beobachten. Die währenddessen auftretende Erhöhung der Gleichspannung führt jedoch nicht zu Auslösungen des Choppers dieser HGÜ-Verbindungen.

Der Ausfall an Übertragungsleistung ist grundsätzlich in Analogie zu einer rapiden Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung seitens der Windparks interpretierbar, in Folge ist eine vorübergehende Erhöhung der Spannung an Knoten A (Abbildung 25, links) in Erscheinung tretend. An dem zeitlichen Ende geschieht die Einstellung der neuen Wirk- und Blindleistungsaufteilung (Abbildung 24 bzw. Abbildung 25, rechts) anhand der Stromverhältnisse der hierfür jeweils verbliebenen Konverter. Aufgrund der fehlenden Wirkstrom-Reaktion der lokal begrenzten Konverter der HGÜ-Verbindungen 1 und 3 (sowie aufgrund der entfallenen HGÜ-Verbindung 2) reduziert sich die zugehörige Regelungsdynamik, da die Summe der noch wirkenden Partizipationsfaktoren  $K_p$  von 5,0000 auf 1,1726 sinkt (vgl. Tabelle 10). Im Verlauf der Spannung an Knoten A manifestiert sich dieser Umstand in einer langsameren Rückkehr zum Spannungssollwert (in Kontrast zur Rückkehr nach Erhöhung im Rahmen des Konverter-nahen Kurzschluss-Ereignisses in Abbildung 21, Skalierung der Abszisse beachten).

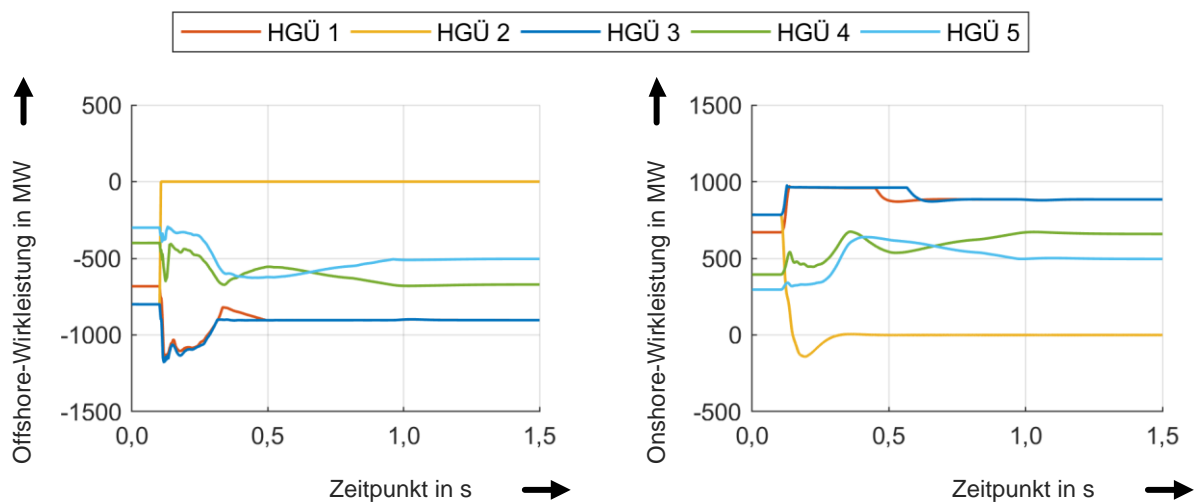


Abbildung 24: Verläufe der Wirkleistungen der Offshore-Konverter (links) und der Onshore-Konverter (rechts) bei Ausfall der HGÜ-Verbindung 2

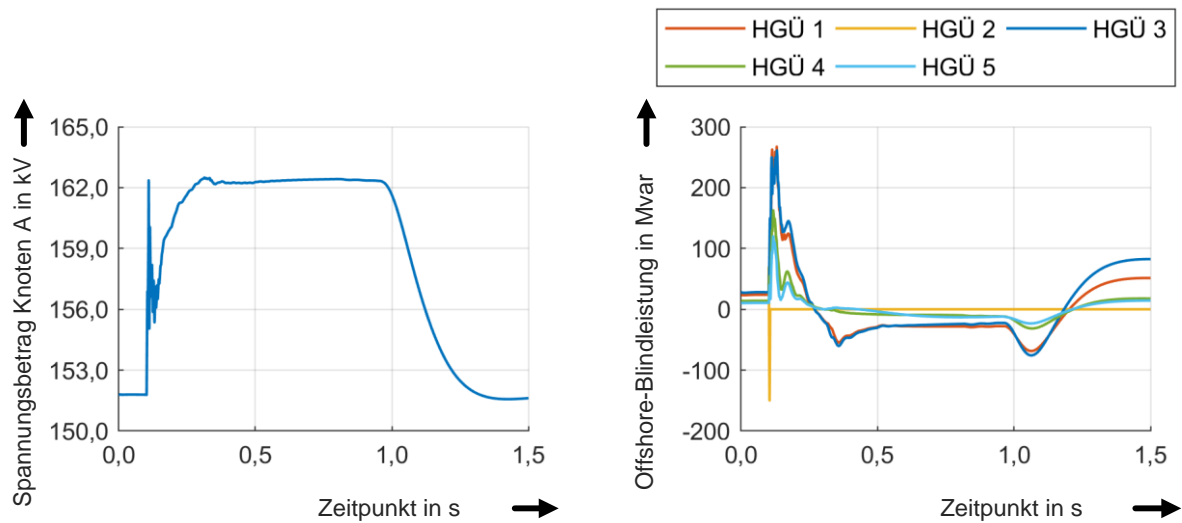


Abbildung 25: Verläufe der Spannung an Knoten A (links) und der Blindleistungen der Offshore-Konverter (rechts) bei Ausfall der HGÜ-Verbindung 2

Dass im Zuge des Ausfalls der HGÜ-Verbindung keine unzulässig hohen Strom-Momentanwerte auftreten, bestätigen die in Abbildung 26 rechtsseitig dargestellten Verläufe der Phasenströme des am stärksten belasteten Offshore-Konverters 3. Der erreichte Maximalwert beträgt 2574 A. Linksseitig in Abbildung 26 sind die Verläufe des ausgefallenen Offshore-Konverters 2 aufgetragen.

Das letzte untersuchte Ereignis, der Ausfall eines Kabelsystems zwischen den Knoten A und C, ist für das Regelungskonzept ebenfalls unkritisch. Wie den Wirk- und Blindleistungsverläufen der Offshore-Konverter in Abbildung 27 zu entnehmen, nimmt ein derartiger Ausfall hauptsächlich Einfluss auf die Blindleistungsbilanz innerhalb des Testnetzes. Die einzig minimalen Auswirkungen auf die Wirkverluste und somit die von sämtlichen Konvertern abzuführende Wirkleistung sind aufgrund deren Größenordnung nicht auszumachen.

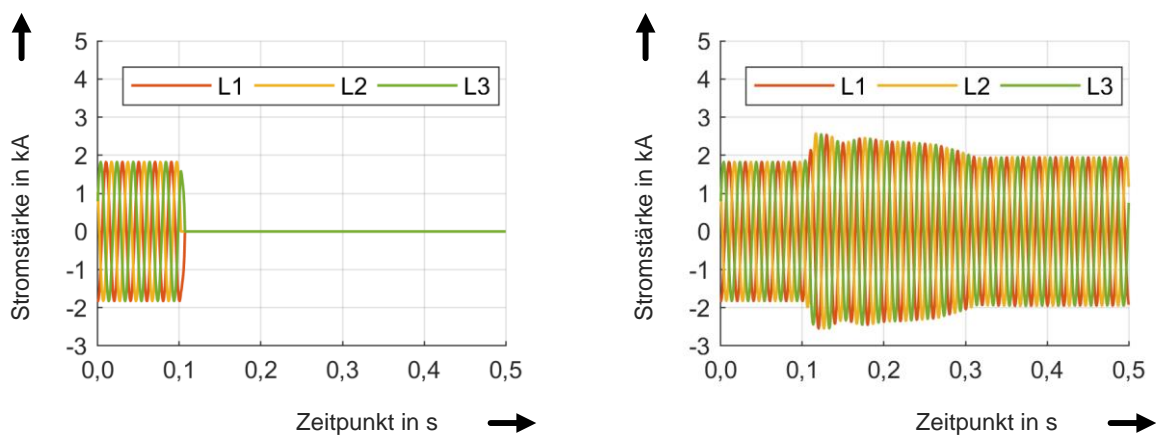


Abbildung 26: Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 2 (links) und der HGÜ-Verbindung 3 (rechts) bei Ausfall der HGÜ-Verbindung 2

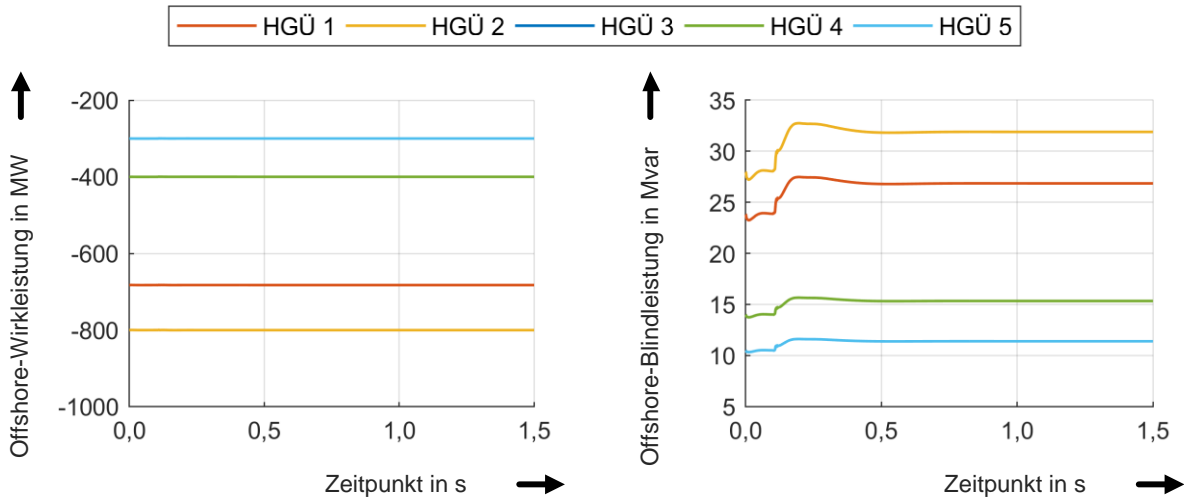


Abbildung 27: Verläufe der Wirkleistungen (links) und Blindleistungen (rechts) der Offshore-Konverter bei Ausfall eines Kabelsystems zwischen den Knoten A und C

Für die Untersuchungsvariante mit fünf VSC- und ohne DRU-HGÜ-Verbindungen ist an dieser Stelle festzuhalten, dass im Rahmen der untersuchten Benchmark-Ereignisse keine stabilitätsgefährdenden Effekte oder unzulässig stark erhöhte Konverterstrom-Momentanwerte zu beobachten sind. Stets erfolgt die Rückkehr in einen stabilen, zulässigen und stationär sinnvollen Arbeitspunkt.

### 3.3 Untersuchungsergebnisse für 4 VSC-HGÜs und 1 DRU-HGÜ

Für die Ersetzung einer VSC-HGÜ- durch eine DRU-HGÜ-Verbindung sehen die Untersuchungen zwei Ausführungsvarianten vor: Einmal ist HGÜ-Verbindung 1 als DRU-HGÜ-Verbindung ausgeführt (Anbindung direkt an den geregelten Hauptknoten, hier Knoten A, siehe Abbildung 28, entspricht „Untervariante 1“), einmal stattdessen HGÜ-Verbindung 4 (Anbindung an einen der nicht direkt geregelten Hauptknoten, hier Knoten C, siehe Abbildung 29, entspricht „Untervariante 2“). Da sich die Resultate in ihren Grundzügen sehr ähneln, sind diese beide Varianten gebündelt Gegenstand des vorliegenden Kapitels und parallel vorgestellt. Die Zuordnung dargestellter Resultate geschieht über die Mitführung der Bezeichnung der Untervariante.

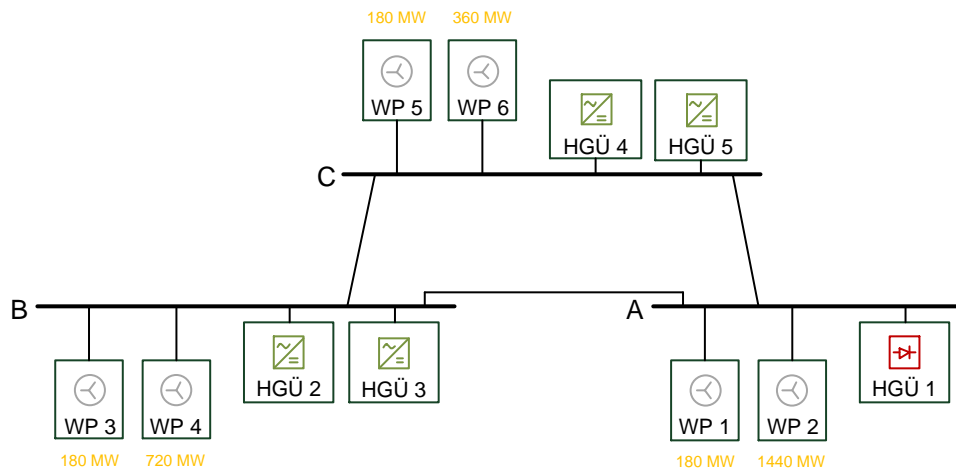


Abbildung 28: Übersichtsdarstellung der zweiten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 1) unter Kennzeichnung der WP-Arbeitspunkte (orange) sowie der Ausführungsarten (grün, rot)

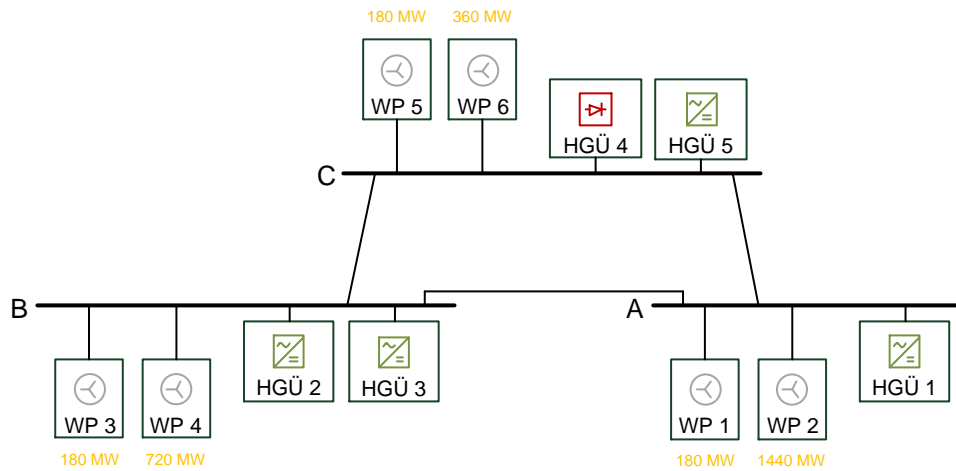


Abbildung 29: Übersichtsdarstellung der dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 2) unter Kennzeichnung der WP-Arbeitspunkte (orange) sowie der Ausführungsarten (grün, rot)

Aufgrund der AC-seitig von den aktiven Offshore-Konvertern gestellten Spannung ist für die Einstellung des Leistungsflusses über die DRU-HGÜ die Änderung des Sollwertes deren Onshore-Gleichspannungsregelung erforderlich. Für das Erreichen der gewünschten Arbeitspunkte in der Leistungsflussrechnung bzw. dynamischen Simulation kommen Sollwerte von 319,06 kV bzw. 318,56 kV (Untervariante 1) und 323,14 kV bzw. 322,78 kV (Untervariante 2) pro Pol zum Einsatz. Die für beide Untervarianten angewandten Partizipationsfaktoren der Spannungsregelung sind in Tabelle 12 aufgelistet, die sich in Folge konkret einstellenden Arbeitspunkte in Tabelle 13. Für letztere gilt: Bei VSC-HGÜ-Verbindungen beziehen sich die angegebenen Übertragungsleistungen und Blindleistungen weiterhin stets auf die AC-Klemmen des Offshore-Konverters. Im Falle von DRU-HGÜ-Verbindungen ist dies aufgrund der Vielzahl an Offshore-Transformatoren und -Gleichrichtern wenig sinnvoll, daher ist in diesen Fällen stattdessen die Wirkleistung an den AC-Klemmen des Onshore-Konverters (folglicherweise um die Punkt-zu-Punkt-Übertragungsverluste verringert) aufgelistet. Das Vorzeichen dieses Leistungsflusses ist dabei ausnahmsweise entgegen der eingesetzten Zählpfeilkonvention umgekehrt, um nicht den Eindruck eines entgegengesetzt orientierten Leistungsflusses zu erwecken. Prinzipbedingt sind für DRU-HGÜ-Verbindungen keine Angaben zu Blindleistung und Partizipationsfaktoren gemacht. Aufgrund der von den Diodengleichrichtern verursachten harmonischen Verzerrungen ist für die Leistungen stets der zeitliche Mittelwert eingetragen.

Tabelle 12: Partizipationsfaktoren der zweiten und dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervarianten 1 und 2)

Wirkstromverteilung			Blindstromverteilung		
Faktor	Untervariante 1	Untervariante 2	Faktor	Untervariante 1	Untervariante 2
$K_{1P}$	-	1,3136	$K_{1Q}$	-	1,2861
$K_{2P}$	1,7452	1,5536	$K_{2Q}$	1,9394	1,6642
$K_{3P}$	1,7390	1,5536	$K_{3Q}$	1,9394	1,6642
$K_{4P}$	0,8663	-	$K_{4Q}$	0,6720	-
$K_{5P}$	0,6495	0,5793	$K_{5Q}$	0,4492	0,3855

Tabelle 13: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der zweiten und dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervarianten 1 und 2)

HGÜ	Untervariante 1			Untervariante 2		
	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung
HGÜ 1	DRU	-669,71 MW	-	VSC	-678,14 MW	-0,75 Mvar
HGÜ 2	VSC	-802,80 MW	7,49 Mvar	VSC	-799,21 MW	-4,39 Mvar
HGÜ 3	VSC	-800,01 MW	7,81 Mvar	VSC	-799,21 MW	-4,39 Mvar
HGÜ 4	VSC	-400,31 MW	7,07 Mvar	DRU	-401,41 MW	-
HGÜ 5	VSC	-300,22 MW	5,88 Mvar	VSC	-300,06 MW	3,08 Mvar

Die geringfügigen Abweichungen der Werte zwischen HGÜ-Verbindung 2 und 3 in Untervariante 1 sind der Tatsache geschuldet, dass ursprünglich HGÜ-Verbindung 1 den Slack im Rahmen der Leistungsflussrechnung darstellt. Ist diese VSC-HGÜ nun per DRU-HGÜ ersetzt, fällt diese Rolle stattdessen HGÜ-Verbindung 2 zu. Bedingt durch Restungenauigkeiten im Rahmen der iterativen Bestimmung der Gleichspannung der DRU-HGÜ für die Leistungsflussrechnung bzw. Simulation resultieren geringfügige Abweichungen der Partizipationsfaktoren bzw. sich einstellenden Arbeitspunkte.

Die Verhältnisse der Partizipationsfaktoren entsprechen jeweils den Verhältnissen der Partizipationsfaktoren aus Tabelle 10, bereinigt um Faktoren nicht teilnehmender VSC-HGÜ-Verbindungen und skaliert auf eine Summe von +5. Insbesondere für die Blindströme geschieht dies für die Wahrung sinnvoller Verhältnisse (Vermeidung von Verzerrungen aufgrund unpräziser Abschätzung des Blindleistungsbedarfes der Diodengleichrichter im Rahmen der Leistungsflussrechnung), die Identität des Leistungsfaktors aller aktiven Offshore-Konverter geht naturgemäß verloren. Aufgrund der Wirkungsweise der Partizipationsfaktoren ist eine geringfügig ausgeprägte gegenläufige Blindleistungsbereitstellung einzelner Konverter an deren Klemmen, wie in Untervariante 2 zu beobachten, nicht immer zu vermeiden.

Ausgehend von diesen Anfangszuständen erfolgt für beide Untervarianten eine Simulation der Benchmark-Ereignisse. Um bei Vorliegen von sowohl VSC- als auch DRU-HGÜ-Verbindungen weiterhin eine einheitliche Darstellung der Ergebnisse zu ermöglichen, geschieht fortan die Darstellung der Wirkleistungen an den AC-seitigen Klemmen der Onshore- anstelle der Offshore-Konverter.

Für DRU-HGÜ-Verbindungen besteht die grundsätzliche Besonderheit, dass deren Wirkleistungsübertragung maßgeblich dynamisch von der an ihrem Anschlusspunkt vorherrschenden Spannung abhängt, die Gesamtheit der Offshore-Konverter der VSC-HGÜ-Verbindungen fungiert weiterhin als gemeinsamer Slack. Im Zuge der Wiederherstellung des anfänglichen Spannungswertes an Knoten A im Anschluss an Benchmark-Ereignisse wird näherungsweise ebenfalls die Wirkleistungsübertragung der DRU-HGÜ-Verbindung wiederhergestellt. Die beiden Untervarianten des Testnetzes unterscheiden sich hierbei insbesondere hinsichtlich der Güte dieser Wiederherstellung: Leistungsflussbedingte Veränderungen von Spannungsfällen zwischen DRU-HGÜ-Anschlusspunkt und dem spannungsgeregeltem Knoten A, präsent in Untervariante 2, wirken sich verfälschend aus, während ein Anschluss direkt am geregelten Knoten, wie vorgenommen in Untervariante 1, derartige Einflüsse nahezu eliminiert. Da sich die mit beiden Untervarianten erzielten Erkenntnisse sehr ähneln, sind zumeist nur die Verläufe jeweils einer pro Ereignis vorgestellt. Insofern nicht explizit erwähnt, liefert die jeweils andere Untervariante vergleichbare Resultate.

Die in Abbildung 30 aufgetragenen Spannungsverläufe für eine Erhöhung bzw. Verringerung des einzuregelnden Spannungswertes entstammen exemplarisch Untervariante 2.



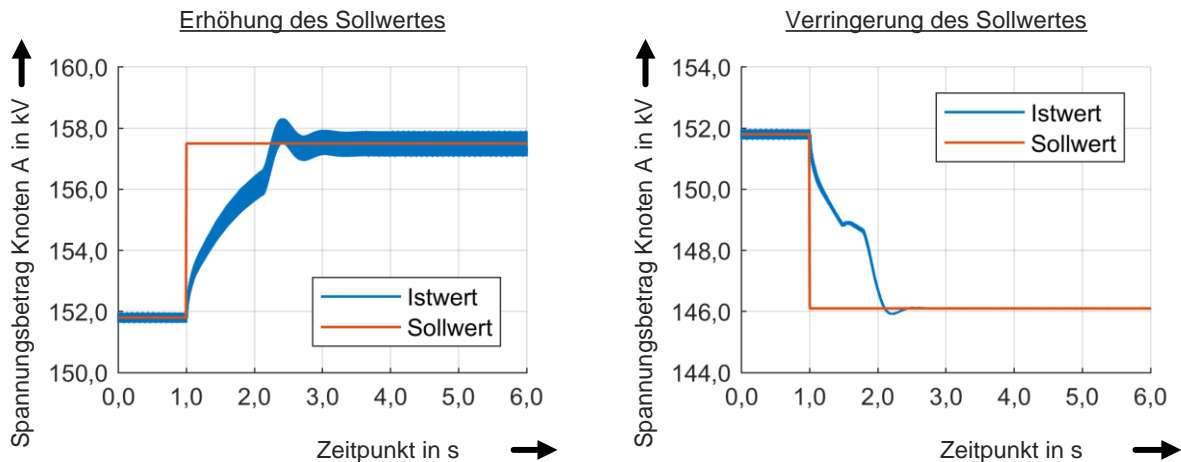


Abbildung 30: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungssollwertes (Darstellung für Untervariante 2)

Der Spannungsbetrag folgt der Sollwertvorgabe zügig, markant sind hierbei insbesondere die aufgrund des Schaltverhaltens der Diodengleichrichter eingebrachten Oberschwingungsanteile. Diese erweisen sich erwartungsgemäß als arbeitspunktabhängig und sind mittels der passiven Oberschwingungsfilter der DRU-HGÜ-Verbindungen (vgl. Kapitel 2.1) gemindert. In Relation zu der Ausführungsvariante mit fünf VSC-HGÜ-Verbindungen ist die Regelungsdynamik reduziert, zurückzuführen auf die mit der Spannungsänderung einhergehende rückwirkungsstarke Leistungsflussverschiebung (siehe Abbildung 31).

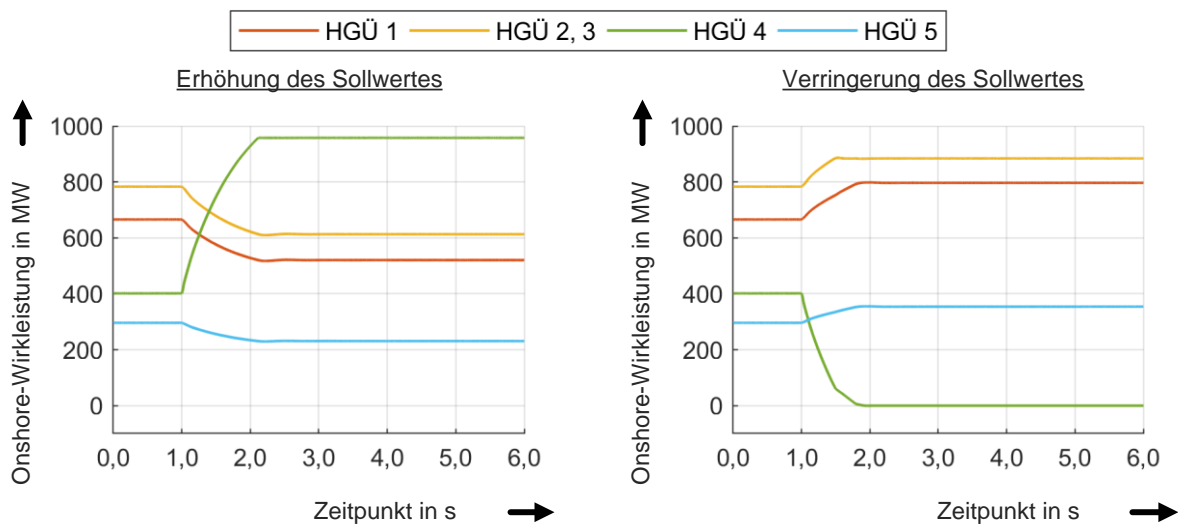


Abbildung 31: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungssollwertes (Darstellung für Untervariante 2: DRU-HGÜ in grün)

Die hierin dargestellten Verläufe der AC-seitigen Wirkleistungen der Onshore-Konverter bestätigen die Leistungsflussverschiebung in Richtung der DRU-HGÜ-Verbindung (grün) bei Erhöhung der im Offshore-Netzabschnitt einzuregelnden Spannung, für eine Spannungsverringerung gilt umgekehrtes.

Markante Einflüsse auf die Spannungsverläufe in Abbildung 30 sind zu Zeitpunkten zu beobachten, zu welchen eine VSC-HGÜ- oder eine DRU-HGÜ-Verbindung in ihre obere oder untere Wirkleistungsbegrenzung eintritt, was sich ebenfalls in den Wirkleistungsverläufen in Abbildung 31 offenbart. Im Falle der Spannungserhöhung erreicht die DRU-HGÜ ihre inhärente Wirkleistungsbegrenzung bei etwa 2,1 s.



Hierbei ist die maximale Onshore-seitige Wirkleistungsentnahme<sup>2</sup> erreicht, folglich stellt sich inhärent ein Gleichgewichtszustand ein, in welchem die erhöhte Gleichspannung der DRU-HGÜ die Offshore-seitig eingespeiste Wirkleistung genau in erforderlichem Maße einschränkt (vgl. [3]). Aufgrund geänderter Regelungsparameter und –struktur treten hierbei, im Gegensatz zu den Untersuchungen in Arbeitsschritt 2.2, keine ausgeprägten Oszillationen mehr auf [3]. Im Falle der Spannungsverringering erreichen die VSC-HGÜ-Verbindungen 2 und 3 ihre lokale Wirkleistungsbegrenzung der Offshore-Stromregelung bei etwa 1,5 s, ab etwa 1,8 s führt die abgesenkte Spannung zu einem Blockieren der Diodengleichrichter, deren Übertragungsleistung zu null setzend und zugleich deren harmonische Verzerrungen eliminierend. Diese Einflüsse sind ebenfalls in den Blindleistungsverläufen der vier Offshore-Konverter der VSC-HGÜ-Verbindungen in Abbildung 32 zu erkennen.

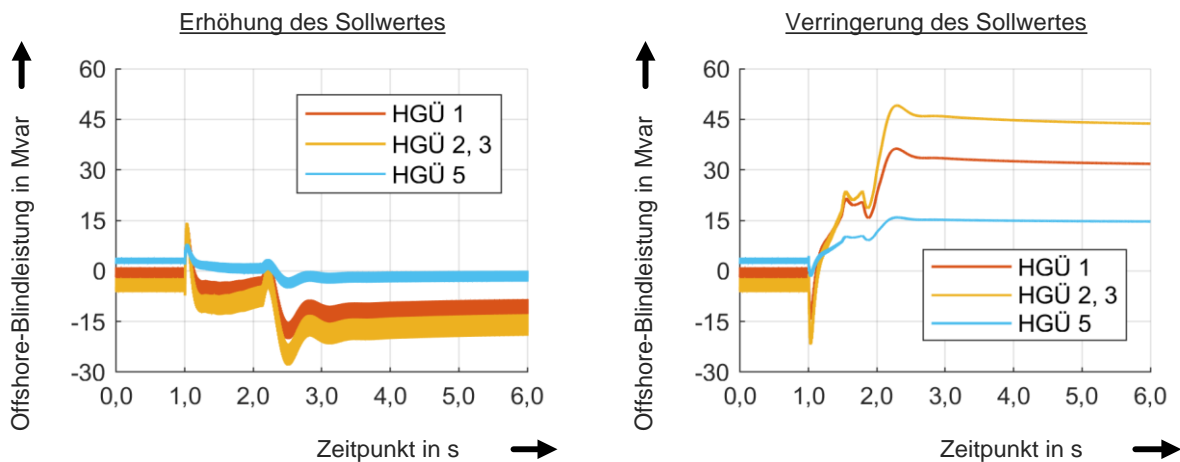


Abbildung 32: Verläufe der Blindleistungen der Offshore-Konverter bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungssollwertes (Darstellung für Untervariante 2)

Im Falle der Simulation der Einspeiseleistungsänderungen unterschiedlichen Vorzeichens entstehen für Untervariante 2 die Wirkleistungsverläufe aus Abbildung 33. Erwartungsgemäß kehrt der Wirkleistungsfluss über die DRU-HGÜ-Verbindung (grün dargestellt) stets zu seinem anfänglichen Wert zurück, während die VSC-HGÜ-Verbindungen die Änderung der Einspeiseleistung gemäß der Wirkung ihrer Partizipationsfaktoren anteilig übernehmen. Der vorübergehenden Einfluss der Änderung auf die Spannung an Knoten A ist analog zur ersten Ausführungsvariante in Kapitel 3.2, sodass auf eine erneute Darstellung verzichtet ist. Die inhärente Reaktion der DRU-HGÜ federt die Leistungsänderung folglich ab und verringert den Leistungsgradienten der VSC-HGÜs. Markante Einflüsse auf die dargestellten Verläufe sind einzig bei Beginn (1,0 s) und Ende (1,2 s) der linearen Einspeiseleistungsänderung zu verzeichnen.

Da sich aus den Ergebniskurven der Simulation des Windpark-Ausfalls keine über obige hinausgehenden Erkenntnisse ziehen lassen und sich auch dort stationär ein stabiler Arbeitspunkt einstellt, ist an dieser Stelle auf Darstellungen hierzu verzichtet.

<sup>2</sup> Es ist angenommen, dass die Onshore-seitig definierte Leistungsgrenze einer Einhaltung des 2K-Kriteriums nicht widerspricht.

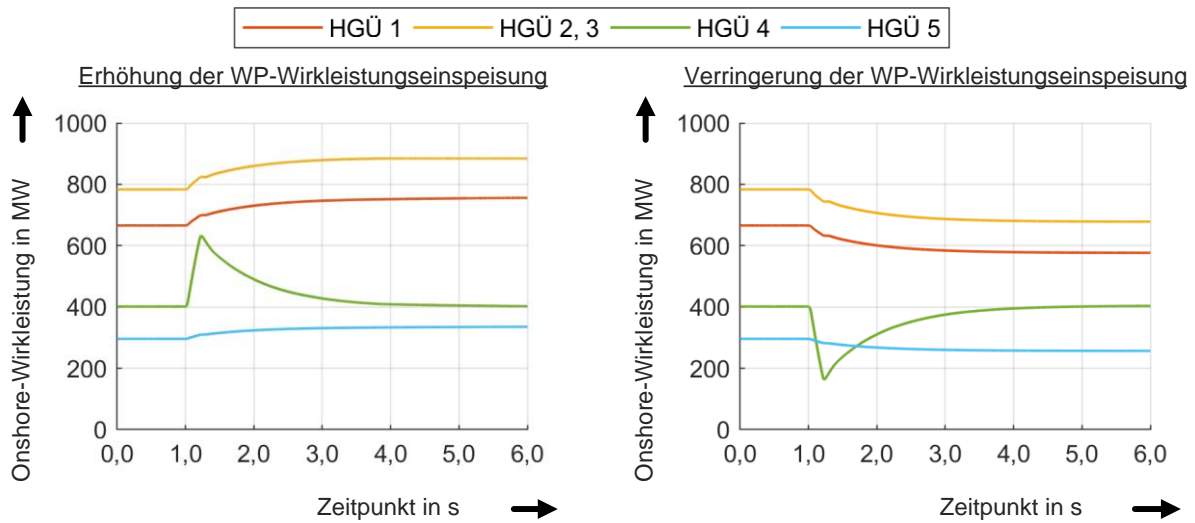


Abbildung 33: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms (Darstellung für Untervariante 2: DRU-HGÜ in grün)

Im Zuge des Konverter-nahen und Konverter-fernen Kurzschlusses ergeben sich für Untervariante 2 die in Abbildung 34 skizzierten Spannungsverläufe an Knoten A, welche hinsichtlich ihres grundsätzlichen Wesens denen aus Kapitel 3.2 entsprechen.

Aufgrund der Beteiligung von DRU-HGÜ-Verbindungen kommt es jedoch für beide Kurzschlussorte, wie in deren zugehörigen Wirkleistungsverläufen in Abbildung 35 ersichtlich, zu einem vorübergehenden Blockieren der Diodengleichrichter während der Kurzschlussdauer und somit zu einem Rückgang der übertragenen Wirkleistung auf einen Wert nahe null. Aufgrund der Darstellung der Onshore-seitigen Wirkleistungen ist eine kurzzeitige Leistungsflussumkehr zur Stabilisierung der Gleichspannung zu sehen. Im Rahmen der Spannungswiederkehr nach Fehlerklärung verteilt sich die abzuführende Wirkleistung zunächst überproportional auf die vorhandenen VSC-HGÜ-Verbindungen, ggf. unter Eingriff von deren Wirkleistungsbegrenzung, bevor eine Rückkehr zum initialen Arbeitspunkt stattfindet. Für den Konverter-nahen Kurzschluss impliziert diese Rückkehr eine ausgeprägte vorübergehende Spannungserhöhung (vgl. Kapitel 3.2), während welcher wiederum die DRU-HGÜ-Verbindung ihre inhärente Wirkleistungsbegrenzung erreicht. Erst nach Abklingen der zugehörigen Ausgleichsvorgänge und Abbau der Spannungserhöhung wird der initiale Arbeitspunkt wieder erreicht. Das Regelungskonzept sorgt in jedem der betrachteten Fälle für die Wahrung der Systemstabilität.

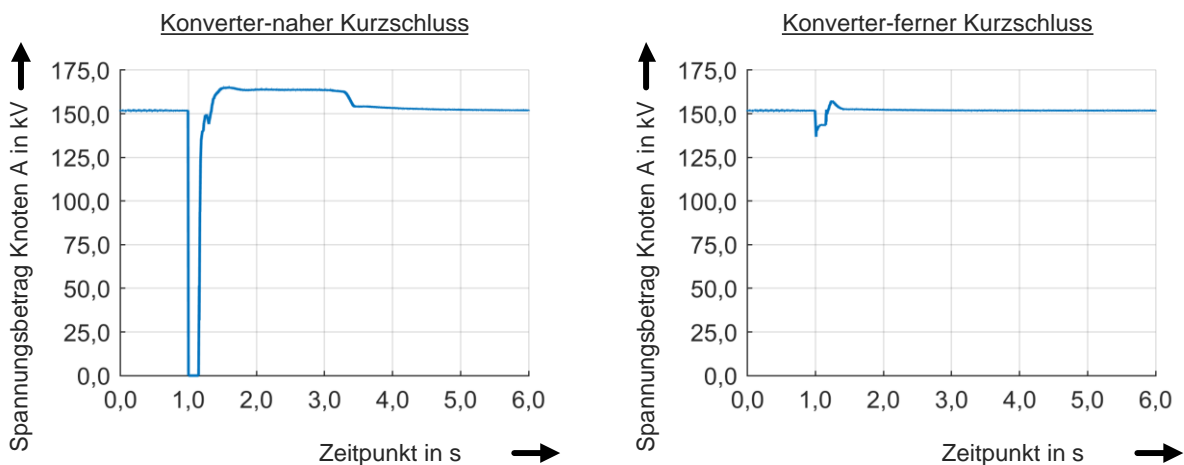


Abbildung 34: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts, Darstellung jeweils für Untervariante 2)

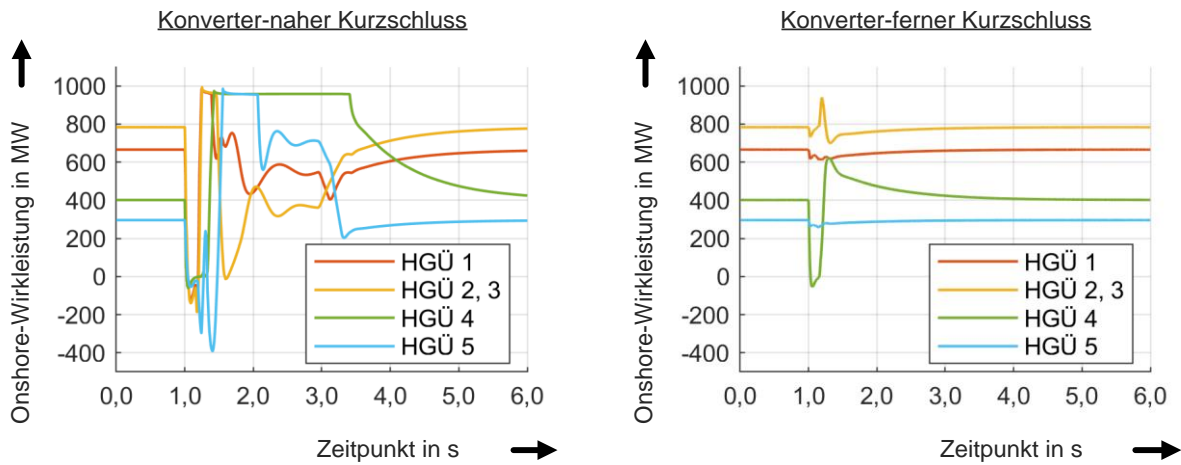


Abbildung 35: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts, Darstellung jeweils für Untervariante 2: DRU-HGÜ in grün)

In Abbildung 36 (für Untervariante 1) sowie Abbildung 37 (für Untervariante 2) sind jeweils die Momentanwertverläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters von HGÜ-Verbindung 2 (gleichwertig mit denen des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 3) aufgetragen, welcher für beide Kurzschlussorte den am stärksten beanspruchten Konverter darstellt. Erneut sind Stromüberhöhungen insbesondere nach Fehlerklärung zu verzeichnen, im Zuge der anschließenden Ausgleichsvorgänge werden jedoch keine Werte höher als die des dargestellten Zeitraums mehr erreicht.

Die virtuelle Impedanz begrenzt die erreichten Stromspitzen auf unkritische Werte von 2486 A beim Konverter-nahen und 2577 A beim Konverter-fernen Kurzschluss (Untervariante 1) sowie 2535 A beim Konverter-nahen und 2326 A beim Konverter-fernen Kurzschluss (Untervariante 2). Eine generelle Aussage, ob elektrisch nähere oder entferntere Kurzschlüsse zu stärkerer Belastung der Konverter führen, ist folglich nicht zu treffen. Es sei in Erinnerung gerufen, dass für sämtliche Simulationen die identischen Regelungsparameter (und somit auch Parameter der virtuellen Impedanz) Anwendung finden.

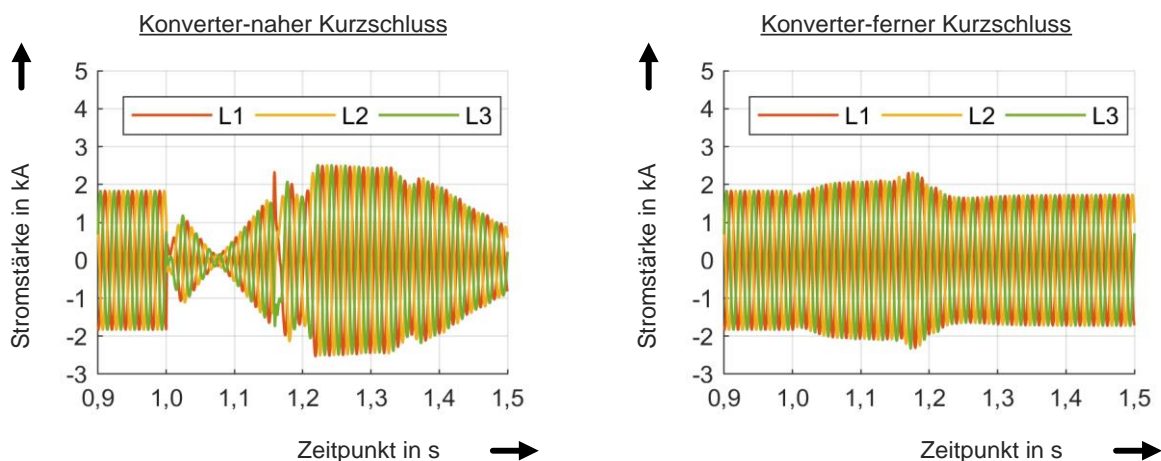


Abbildung 36: Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 2 bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts, Darstellung jeweils für Untervariante 2)

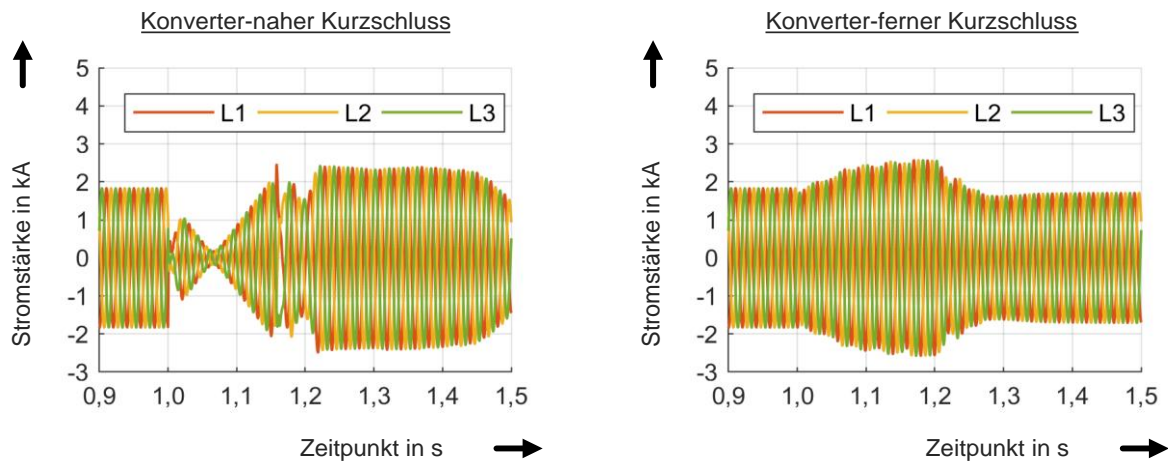


Abbildung 37: Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 2 bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts, Darstellung jeweils für Untervariante 1)

Für den Ausfall der HGÜ-Verbindung 2 liefert die Simulation von Untervariante 1 den in Abbildung 38 linksseitig skizzierten Verlauf der Spannung an Knoten A gepaart mit den rechtsseitig dargestellten Verläufen der Onshore-Wirkleistungen. Grundsätzlich sind die vorübergehende Spannungserhöhung sowie die Rückkehr der DRU-HGÜ 1 (in Untervariante 1) zu ihrem anfänglichen Arbeitspunkt einmal mehr zu beobachten, jedoch augenscheinlich mit deutlich reduzierter Regelungsdynamik. Aufgrund ihres Ausfalls liefert VSC-HGÜ 2 keinen Beitrag zur regelungstechnischen Reaktion mehr, selbiges gilt für die ihre Wirkleistungsbegrenzung erreichende VSC-HGÜ 3. Die nachlassende Regelungsdynamik ist folglich durch die Reduktion der Summe der teilnehmenden Partizipationsfaktoren von +5,000 auf +1,5158, gebildet durch die VSC-HGÜs 4 und 5, zu erklären (vgl. Tabelle 12).

In Untervariante 2 (nicht abgebildet) stellt sich die Situation weiter verschärft dar: VSC-HGÜ 2 entfällt, DRU-HGÜ 4 kehrt zu ihrem vorigen Arbeitspunkt zurück. Die VSC-HGÜs 1 und 3 erreichen ihre Wirkleistungsbegrenzung, sodass einzig VSC-HGÜ 5 noch auf das Signal der Spannungsregelung reagiert. Dies entspricht einer Reduktion der Summe der teilnehmenden Partizipationsfaktoren auf +0,3855 (vgl. Tabelle 12). Die auch für diesen Fall gegebene, wenn auch langsame Rückkehr in einen stabilen Arbeitspunkt unterstreicht einmal mehr die Robustheit des Regelungskonzeptansatzes.

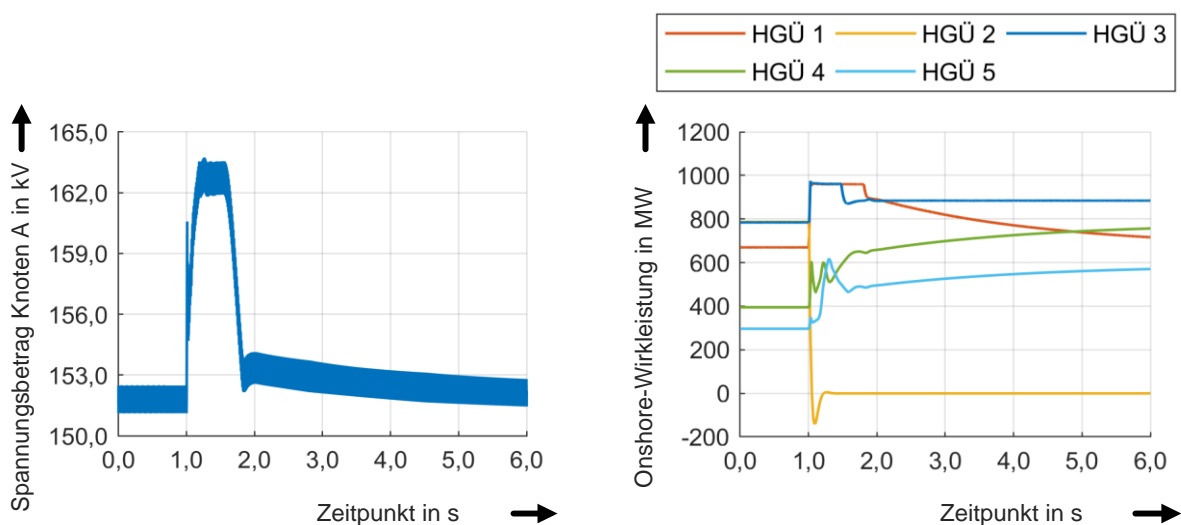


Abbildung 38: Verläufe der Spannung an Knoten A (links) und der Wirkleistungen der Onshore-Konverter (rechts) bei Ausfall der HGÜ-Verbindung 2 (Darstellung für Untervariante 1: DRU-HGÜ in rot)

Ein Lösungsansatz für den Ausfall der regelungstechnischen Reaktion von sich in ihrer Wirkleistungsbegrenzung befindlichen Offshore-Konvertern bestünde in dem Einsatz einer übergeordneten Wirkstrombegrenzung in der Spannungsregelung anstelle der lokalen Wirkleistungsbegrenzung in der Stromregelung [14]. Unter Einbußen hinsichtlich der Präzision der Begrenzung (begründet in der Unkenntnis der lokalen Konverter-Spannungen und dem folglichem Einsatz von Stromgrenzen) bestünde der maßgebliche Vorteil darin, durch Limitierung reduzierte Beiträge den verbliebenen, noch unlimitierten Beitragsforderungen an andere Konverter unter Verwendung von deren Partizipationsfaktoren als Verteilungsschlüssel aufschlagen zu können [14]. Eine Kompensation der regelungstechnischen Reaktion von unmittelbar ausgefallenen Offshore-Konvertern ist jedoch auch hiermit nicht ohne weiteres möglich. In der vorliegenden Arbeit ist zugunsten der präzisen lokalen Wirkleistungsbegrenzung auf derartige Umsetzungen verzichtet, diese bilden stattdessen einen Ansatz für künftige Konzepterweiterungen.

Dass keine unzulässig hohen Strom-Momentanwerte auftreten, bestätigen die Diagramme aus Abbildung 39 für beide Untervarianten. Die dargestellten Momentanwertverläufe des am stärksten belasteten Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 3 erreichen Maximalwerte von 2574 A (Untervariante 1) und 2542 A (Untervariante 2).

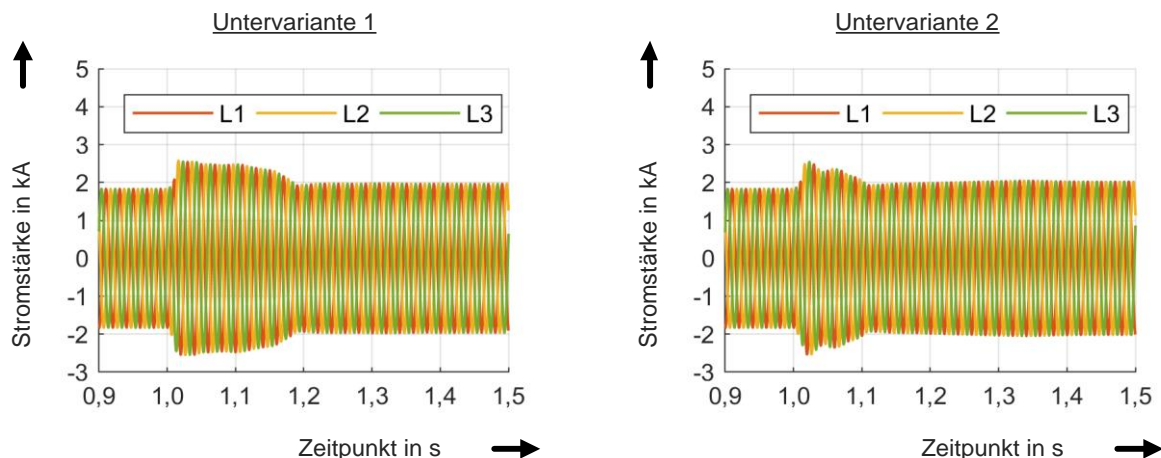


Abbildung 39: Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 3 für Untervariante 1 (links) bzw. Untervariante 2 (rechts) bei Ausfall der HGÜ-Verbindung 2

Das letzte untersuchte Ereignis, der Ausfall eines Kabelsystems, erweist sich einmal mehr als unproblematisch, daher ist auf Darstellungen hierzu verzichtet.

Für die beiden vorgestellten Untersuchungsvarianten mit je vier VSC- und einer DRU-HGÜ-Verbindung bleibt festzuhalten, dass im Rahmen der untersuchten Benchmark-Ereignisse keine stabilitätsgefährdenden Effekte oder unzulässig stark erhöhte Konverterstrom-Momentanwerte zu beobachten sind. Aufgrund der leistungsflusstechnisch rückkoppelnden Reaktion der DRU-HGÜ-Verbindung ist die Regelungsdynamik insgesamt reduziert. Obgleich das Regelungskonzept die Rückkehr in einen stabilen, zulässigen und sinnvollen Arbeitspunkt stets sicherstellt, gestaltet sich die Beherrschung von Ereignissen mit Spannungseinbruch bzw. -erhöhung aufgrund des charakteristischen Verhaltens der DRU-HGÜ als herausfordernder, sich in ausgeprägteren Ausgleichsvorgängen widerspiegelnd. Erwartungsgemäß sind Ausfälle bzw. Wirkleistungsbegrenzungseffekte bei geringerer Anzahl an VSC-HGÜ-Verbindungen kritischer zu werten, insbesondere im Hinblick auf die anschließend verbleibende regelungstechnische Reaktion, wenngleich keine hierdurch verursachte Stabilitätsgefährdung zu beobachten war. Für die Beseitigung der Wirkleistungsbegrenzungseffekte verbleibt künftig die Implementierung einer Wirkstrombegrenzung mit Aufteilungslogik in der übergeordneten Spannungsregelung anstelle der Wirkleistungsbegrenzung in der lokalen Stromregelung [14].



### 3.4 Untersuchungsergebnisse für 3 VSC-HGÜs und 2 DRU-HGÜs

Mittels adäquater Ersetzung von zwei VSC- durch DRU-HGÜ-Verbindungen ergibt sich die vierte und letzte Ausführungsvariante zur Untersuchung des Regelungskonzeptes. Hierfür sind, wie in Abbildung 40 dargestellt, sowohl HGÜ-Verbindung 1 als auch HGÜ-Verbindung 4 als DRU-HGÜ ausgeführt.

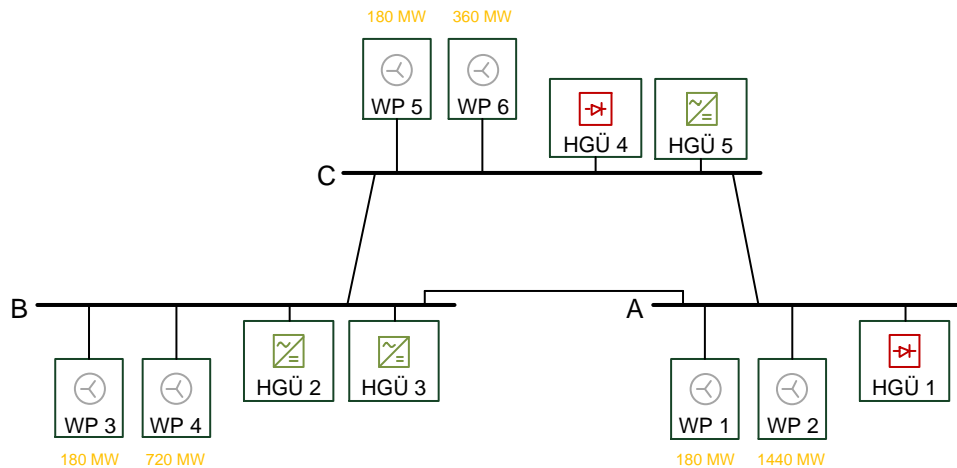


Abbildung 40: Übersichtsdarstellung der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs) unter Kennzeichnung der WP-Arbeitspunkte (orange) sowie der Ausführungsarten (grün, rot)

Aufgrund der AC-seitig von den aktiven Offshore-Konvertern gestellten Spannung ist für die individuelle Einstellung der Leistungsflüsse über die DRU-HGÜ-Verbindungen die Änderung des Sollwertes für deren Gleichspannungsregelung erforderlich. Für das Erreichen der gewünschten Arbeitspunkte in der Leistungsflussrechnung bzw. dynamischen Simulation kommen Sollwerte von 319,06 kV bzw. 318,62 kV (HGÜ-Verbindung 1) und 323,10 kV bzw. 322,83 kV (HGÜ-Verbindung 4) pro Pol zum Einsatz. Die angewandten Partizipationsfaktoren der Spannungsregelung sind in Tabelle 14 aufgelistet, die sich in Folge konkret einstellenden Arbeitspunkte in Tabelle 15. Für die Erfassung der Arbeitspunkte gilt weiterhin: Bei VSC-HGÜ-Verbindungen beziehen sich die angegebenen Übertragungsleistungen und Blindleistungen stets auf die AC-Klemmen des Offshore-Konverters, im Falle von DRU-HGÜ-Verbindungen ist die Wirkleistung an den AC-Klemmen des Onshore-Konverters aufgelistet. Das Vorzeichen dieses Leistungsflusses ist dabei ausnahmsweise entgegen der eingesetzten Zählpfeilkonvention umgekehrt. Aufgrund der von den Diodengleichrichtern verursachten harmonischen Verzerrungen ist für die Leistungen stets der zeitliche Mittelwert eingetragen.

Tabelle 14: Partizipationsfaktoren der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs)

Wirkstromverteilung		Blindstromverteilung	
Faktor	Wert	Faktor	Wert
$K_{1P}$	-	$K_{1Q}$	-
$K_{2P}$	2,1056	$K_{2Q}$	2,2405
$K_{3P}$	2,1127	$K_{3Q}$	2,2405
$K_{4P}$	-	$K_{4Q}$	-
$K_{5P}$	0,7817	$K_{5Q}$	0,5189

Tabelle 15: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs)

HGÜ (Typ)	Übertragungsleistung	Blindleistung
HGÜ 1 (DRU)	-669,15 MW	-
HGÜ 2 (VSC)	-798,13 MW	-38,73 Mvar
HGÜ 3 (VSC)	-800,76 MW	-39,03 Mvar
HGÜ 4 (DRU)	-401,33 MW	-
HGÜ 5 (VSC)	-300,06 MW	-4,84 Mvar

Ausgehend von diesen Anfangszuständen erfolgt für beide Untervarianten eine Simulation der Benchmark-Ereignisse. Eine dynamische, voneinander unabhängige Steuerung der Wirkleistungsflüsse über die beiden DRU-HGÜ-Verbindungen wäre einzig über die Vorgabe individueller Sollwerte für deren seitens Onshore einzuregelnden Gleichspannungen möglich. Dies erforderte jedoch (im Modell nicht vorgesehene) zusätzliche Kommunikationspfade, sodass nachfolgend über den Offshore-Spannungswert einzig auf beide Wirkleistungsflüsse gemeinsam Einfluss genommen werden kann. Da die Ergebnisse der Ausführungsvariante grundlegend ähnlich denen des Vorkapitels sind, erfolgen grafische Darstellungen im Zuge der Analyse vorwiegend für Ereignisse, welche neuartige Erkenntnisse liefern.

Begonnen ist, einmal mehr, mit der Vorgabe neuer Spannungswert. Abbildung 41 enthält die diesbezüglichen Spannungsverläufe an Knoten A, Abbildung 42 die zugehörigen AC-seitigen Wirkleistungsverläufe der Onshore-Konverter.

Im Zuge der Spannungserhöhung sind zu zwei Zeitpunkten, etwa bei 1,8 s und 2,4 s, markante Einflüsse auf die Kurvenverläufe zu beobachten. Zu diesen Zeitpunkten führt die mit der Spannungserhöhung verbundene Leistungsflussverschiebung jeweils zum Erreichen der inhärenten Wirkleistungsbegrenzung einer der beiden DRU-HGÜ-Verbindungen. Während das Regelungskonzept die Neigung des Systems zu vom Erreichen einer einzelnen inhärenten Begrenzung hervorgerufenen niederfrequenten Oszillationen beseitigt (vgl. Kapitel 3.3 sowie [3]), offenbaren sich im Falle des Erreichens zweier derartiger Begrenzungen erneut leichte Anzeichen hierfür. Diese Oszillationen klingen jedoch zügig ab und gefährden die Systemstabilität nicht.

Im Zuge der Spannungsverringerung ist bei etwa 1,2 s der Einfluss der VSC-HGÜ-Verbindungen 2 und 3 zu verzeichnen, welche dort (aufgrund identischer Arbeitspunkte zeitgleich) ihre Wirkleistungsbegrenzung erreichen, woraufhin sich erneut eine signifikante Reduktion der Regelungsdynamik offenbart.

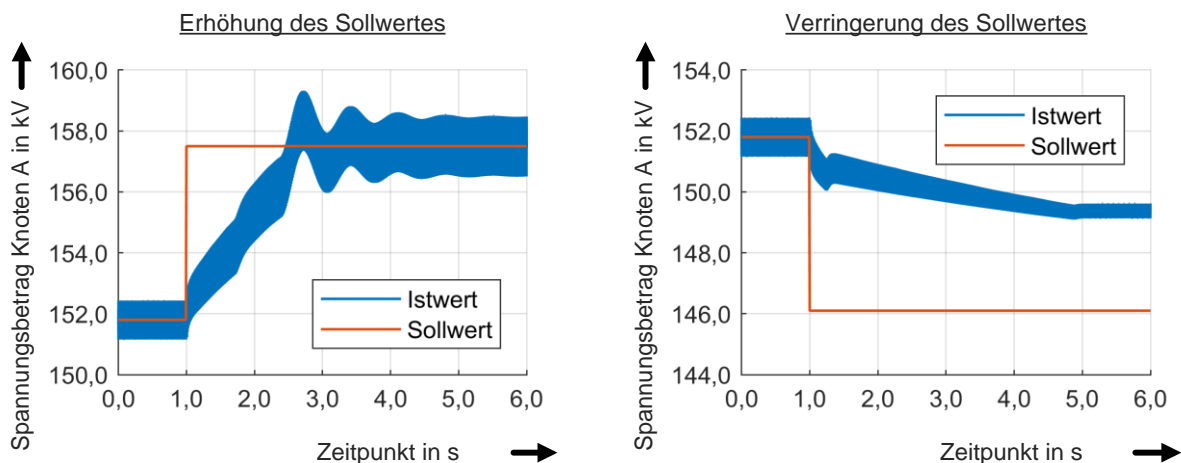


Abbildung 41: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungswertes



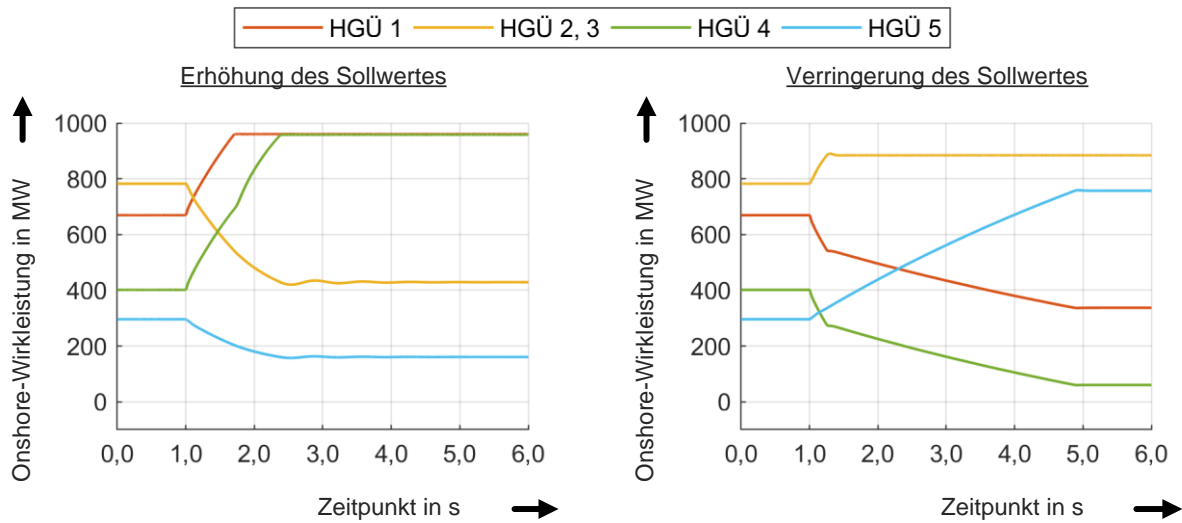


Abbildung 42: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Anfahren eines um 5,7 kV höheren (links) bzw. geringeren (rechts) Spannungssollwertes (DRU-HGÜs in rot und grün)

Ferner ist zu erkennen, dass das Anfahren des geringeren Spannungssollwertes im weiteren Verlauf nicht gelingt und eine stationäre Abweichung verbleibt. Dieser Effekt ist auf ein wind-up des d-Pfades der Spannungsregelung zurückzuführen: Aufgrund des Partizipationsfaktors der einzig noch regelungstechnisch reagierenden HGÜ-Verbindung 5 von +0,7817 (und somit kleiner eins, vgl. Tabelle 14) sowie von Signalbegrenzungen in Spannungs- und Stromregelung auf je -1,12 p.u. ist eine vollständige Ausschöpfung der Übertragungsleistung der verbleibenden VSC-HGÜ-Verbindung 5 nicht möglich (siehe Abbildung 42, rechts). Obgleich es sich stationär nicht um den angestrebten Arbeitspunkt handelt, ist die Systemstabilität nicht imminently gefährdet. Zur Vermeidung des wind-up sowie der hiermit verbundenen Einschränkung der nutzbaren HGÜ-Übertragungsleistung, ebenso wie zur Wahrung der Regelungsdynamik, sei erneut auf die in Kapitel 3.3 vorgeschlagene Aufteilungslogik verwiesen.

Symptome analog begründeter reduzierter Regelungsdynamik sind ebenfalls im Rahmen der Untersuchung der Einspeiseleistungsänderungen der Windparks zu verzeichnen, deren zugehörige Wirkleistungsverläufe in Abbildung 43 aufgetragen sind.

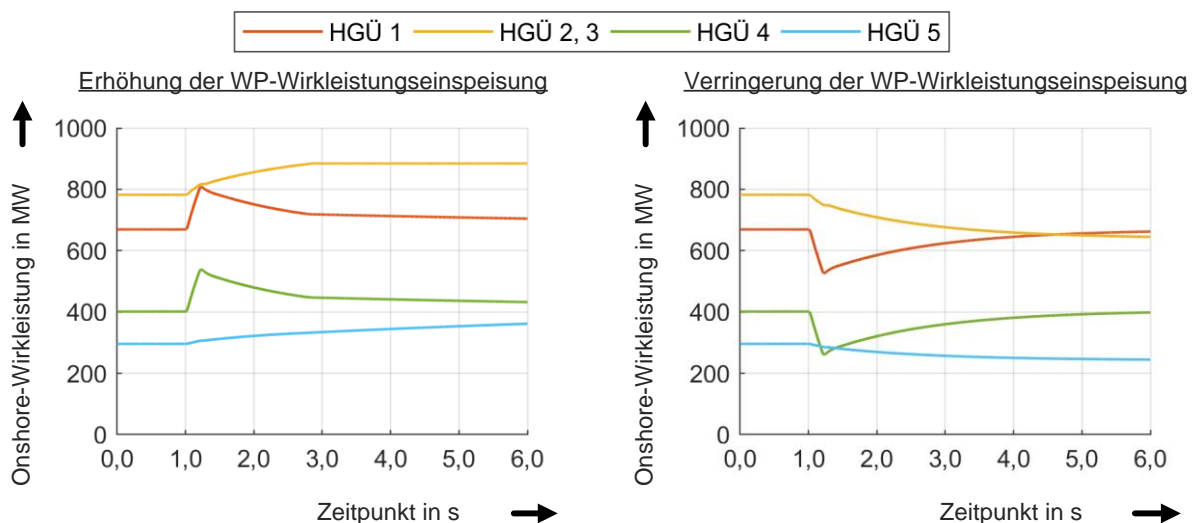


Abbildung 43: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms (DRU-HGÜs in rot und grün)

Mit dem Erreichen der Wirkleistungsbegrenzung der HGÜ-Verbindungen 2 und 3 zum Zeitpunkt 2,9 s im Zuge der Erhöhung (links) reduziert sich die Regelungsdynamik dergestalt, dass ein Erreichen des stationären Arbeitspunktes im dargestellten Simulationszeitraum nicht mehr gegeben ist. Im Zuge der Verringerung (rechts) ist dieser Effekt erwartungsgemäß nicht zu verzeichnen.

Da sich aus der Simulation des Windpark-Ausfalls keine über die bisherigen Erkenntnisse hinausgehenden Schlussfolgerungen ziehen lassen und sich auch dort stationär ein stabiler Arbeitspunkt einstellt, ist an dieser Stelle auf Darstellungen hierzu verzichtet.

Für den Konverter-nahen und -fernen Kurzschluss ähneln die Spannungsverläufe an Knoten A, aufgetragen in Abbildung 44, denen des Vorkapitels sehr. Aufgrund der Beteiligung zweier anstatt einer DRU-HGÜ-Verbindung sind die der Fehlerklärung nachfolgenden Ausgleichsvorgänge nochmals stärker ausgeprägt. Dies gilt insbesondere für den im Folgenden genauer analysierten Konverter-nahen Kurzschluss, für welchen die linksseitigen Wirkleistungsverläufe in Abbildung 45 resultieren. Während der Ausgleichsvorgänge kommt es hierbei zu zweimaliger Aktivierung des Choppers der VSC-HGÜ-Verbindung 5 bei etwa 0,9 s und 1,1 s (geringfügig im zugehörigen Kurvenverlauf sichtbar), bedingt durch eine vorübergehend überhöhte Gleichspannung.

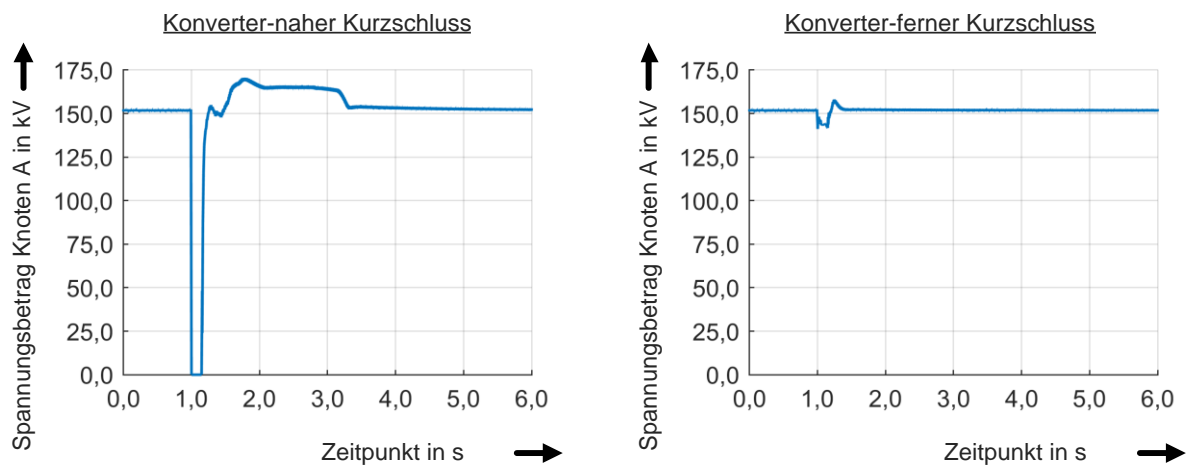


Abbildung 44: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts)

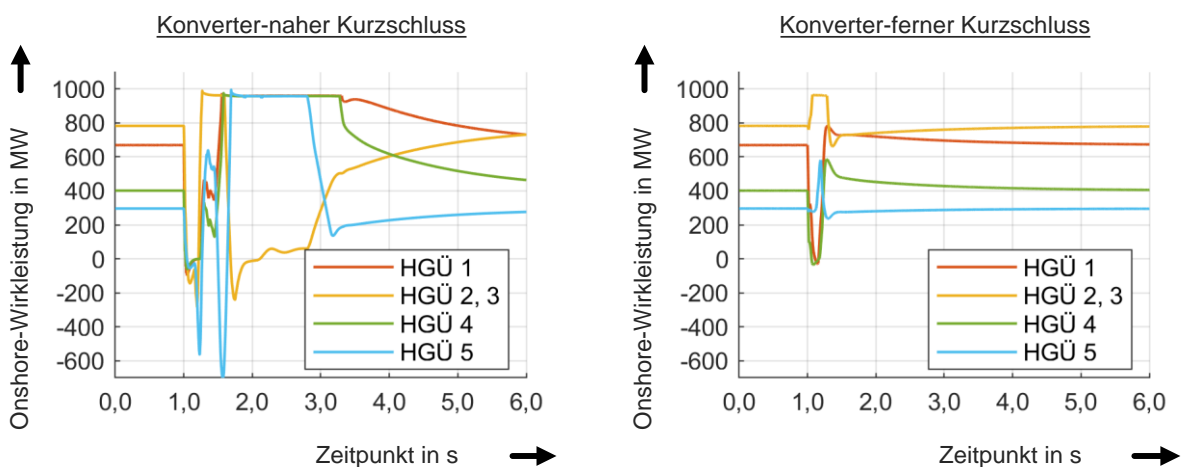


Abbildung 45: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts, DRU-HGÜs in rot und grün)

Chopper-Aktivierungen bei DRU-HGÜ-Verbindungen sind grundsätzlich nicht zu beobachten, da deren Gleichrichter aufgrund der maximal erreichbaren AC-seitigen Spannung stets zuvor blockiert und auf diese Weise einer weiteren Erhöhung der Gleichspannung entgegenwirkt. Eine vollständige Rückkehr zum anfänglichen Arbeitspunkt ist für den Konverter-nahen Kurzschluss erst außerhalb des dargestellten Zeitfensters vollzogen, wohingegen der Konverter-ferne Kurzschluss aufgrund seiner einzig geringen Einflussnahme auf die Spannungen an den Hauptknoten (vgl. Abbildung 44) eine zügige Rückkehr erlaubt. Die Stabilität des Systems ist für beide betrachteten Kurzschlussorte gegeben.

Die Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des für beide Kurzschlussorte am stärksten belasteten Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 2 sind in Abbildung 46 dargestellt. Die jeweils erreichten Maximalwerte von 2555 A (Konverter-naher Kurzschluss) bzw. 2617 A (Konverter-ferner Kurzschluss) sind unkritisch.

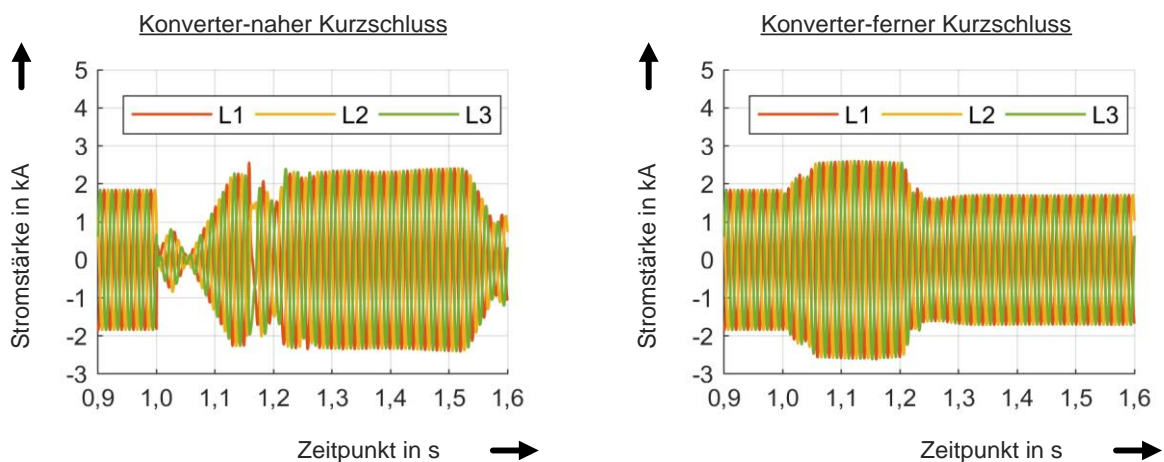


Abbildung 46: Momentanwert-Verläufe der Phasenströme des Offshore-Konverters der HGÜ-Verbindung 2 bei Auftreten des (Konverter-nahen) Kurzschlusses an Knoten A (links) bzw. des (Konverter-fernen) Kurzschlusses in Windpark 1 (rechts)

Für die Untersuchung des Ausfalls der VSC-HGÜ-Verbindung 2 ist ebenfalls die erwartete Reduktion der Regelungsdynamik aufgrund ausgefallener sowie in ihrer Wirkleistungsübertragung begrenzter Offshore-Konverter zu verzeichnen, auf Darstellungen ist verzichtet. Die maximal an den Offshore-Konvertern auftretende Momentanstromstärke beträgt 2560 A. Die Stabilität des Systems ist hierbei, ebenso wie im Falle des Kabelsystem-Ausfalls, nicht gefährdet.

Es ist festzuhalten, dass für die vorgestellte Untersuchungsvariante mit drei VSC- und zwei DRU-HGÜ-Verbindungen erneut keine stabilitätsgefährdenden Effekte oder unzulässig stark erhöhte Konverterstrom-Momentanwerte zu beobachten sind. Aufgrund der geringen Anzahl an VSC-HGÜ-Verbindungen nimmt das Erreichen einer zugehörigen Wirkleistungsgrenze gestiegenen negativen Einfluss auf die Regelungsdynamik. Zudem besteht, insofern einzig Offshore-Konverter mit Wirkstrom-Partizipationsfaktoren kleiner eins noch nicht an den Grenzen ihres zulässigen Betriebsbereiches agieren, die Gefahr eines wind-up der übergeordneten Spannungsregelung mit den Konsequenzen eines stationär abweichenden Spannungswertes sowie der unvollständigen Ausschöpfbarkeit der Übertragungsleistung der verbliebenen HGÜ-Verbindungen. Zur Vermeidung derartiger Effekte bietet die künftige Implementierung einer Wirkstrombegrenzung mit Aufteilungslogik in der übergeordneten Spannungsregelung anstelle der Wirkleistungsbegrenzung in der lokalen Stromregelung einen vielversprechenden Lösungsansatz [14].

### 3.5 Zusammenfassung der Kernergebnisse

In den vorangegangenen Unterkapiteln wurden innerhalb des Testnetzes, mit völlig identischem Offshore-Regelungskonzept und unter Variation der Anzahl vorherrschender DRU-HGÜ-Verbindungen in Form vier betrachteter Ausführungsvarianten, jeweils neun beispielhafte Benchmark-Ereignisse pro Variante simuliert und deren Ergebnisse analysiert. Die Bandbreite der Benchmark-Ereignisse reichte von Änderungen des Spannungswertes und der Windpark-Einspeiseleistung bis hin zu Kurzschlüssen sowie Windpark-, HGÜ- und Kabelsystemausfällen. Folgende Kernergebnisse sind festzuhalten:

In keinem der untersuchten Fälle konnte eine Gefährdung der Systemstabilität oder das Auftreten unzulässig erhöhter Konverterstrom-Momentanwerte beobachtet werden. Stets gewährleistete das Regelungskonzept inhärent das Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes.

Lagen einzig VSC-HGÜ-Verbindungen vor, so zeigte das Regelungskonzept eine äußerst zügige Regelungsdynamik, wobei die Gesamtheit der Verbindungen unter Wahrung der Wirk- und Blindstromverhältnisse ihrer inneren Konverter-Spannungsquellen als Slack fungierte. Der Einfluss der Reduktion der Regelungsdynamik aufgrund von im Rahmen der Benchmark-Ereignisse ausgefallener oder regelungstechnisch in ihrer Wirkleistungsübertragung begrenzter HGÜ-Verbindungen erwies sich als gering.

Unter Einsatz von DRU- anstelle ausgewählter VSC-HGÜ-Verbindungen offenbarte sich, unter Beibehaltung der Parameter des Regelungskonzeptes, zunächst eine grundsätzliche Reduktion der Regelungsdynamik. Diese konnte auf die Rückkopplung des einzuregelnden Spannungswertes auf die Wirkleistungsflussverteilung zurückgeführt werden: Während die über die DRU-HGÜ-Verbindungen transportierte Wirkleistung über die Höhe der konzeptseitig eingeregelter Spannung steuerbar verblieb, agierten die beteiligten VSC-HGÜs weiterhin als gemeinsamer Slack.

Die im Zuge der Benchmark-Ereignisse auftretenden Wirkleistungsflussverschiebungen bewiesen sowohl die Zuverlässigkeit der regelungstechnisch implementierten Wirkleistungsbegrenzung der VSC-HGÜs als auch des inhärenten Pendantes der DRU-HGÜs. Nachteilige Auswirkungen der Spannungsabhängigkeit der Übertragungsleistung von DRU-HGÜs zeigten sich im Nachgang von schwerwiegenden Ereignissen wie Kurzschlüssen in Form ausgeprägter Ausgleichsvorgänge, wobei dennoch stets zeitnah die Rückkehr in einen stabilen Arbeitspunkt erfolgte. Aufgrund der (bei Beteiligung von DRU-HGÜs) grundsätzlichen Reduktion der Regelungsdynamik erwiesen sich weitere diesbezügliche Reduktionen durch VSC-HGÜ-Ausfälle und -Wirkleistungsbegrenzungen erwartungsgemäß als die Arbeitspunkterreichung teils weiter deutlich verzögernd. Derartige Effekte waren besonders ausgeprägt bei ohnehin geringer Anzahl an VSC-HGÜ-Verbindungen. Insofern einzig VSC-HGÜ-Verbindungen mit Wirkstrom-Partizipationsfaktoren kleiner eins noch regelungstechnisch reagierten, offenbarte sich zudem die Gefahr eines wind-up der übergeordneten Spannungsregelung mit den Konsequenzen einer stationären Spannungserhöhung und unvollständigen Ausschöpfbarkeit der noch verfügbaren Übertragungsleistung. Auch in solchen Fällen war die inhärente Stabilität jedoch weiterhin gegeben.

Als Lösungsansatz zur Vermeidung regelungsdynamikreduzierender Auswirkungen der Wirkleistungsbegrenzung sowie des wind-up-Effektes wurde der Einsatz einer übergeordneten Wirkstrombegrenzung in der Spannungsregelung anstelle der lokalen Wirkleistungsbegrenzung in der Stromregelung skizziert. Diese Begrenzung schlägt durch Limitierung reduzierte Beiträge den verbliebenen, noch unlimitierten Beitragsforderungen der übrigen Konverter unter Verwendung von deren Partizipationsfaktoren als Verteilungsschlüssel zu und ist künftig vertiefend zu untersuchen. Die Kompensation fehlender Beiträge von ausgefallenen Converttern hingegen bedürfte weiterer, komplexerer Maßnahmen über eine solche Aufteilungslogik hinaus.

Insgesamt erweist sich das ohne PLL und FRT-Mechanismen auskommende Offshore-Regelungskonzept als äußerst robust, stabil und hinsichtlich seiner Regelungsparameter außerordentlich universell, insbesondere mit Blick auf seinen Einsatz sowohl mit VSC- als auch DRU-HGÜ-Verbindungen.

## 4 Untersuchung der Eignung für den Wirkleistungshandel

Im vorliegenden Kapitel wechselt der Fokus von der Untersuchung des Regelungskonzeptverhaltens im Normalbetrieb und in Fehlerfällen hin zu einer Analyse dessen Einsetzbarkeit im Rahmen des länderübergreifenden Wirkleistungshandels über das aufgebaute, international angebundene angenommene Testnetz.

Für die grundsätzliche Eignung des Regelungskonzeptes für den angestrebten Wirkleistungshandel ist zunächst folgende triviale Anforderung festzuhalten:

- 1) Bei Änderungen der Windpark-Einspeiseleistungen muss sich stets inhärent ein stabiler Arbeitspunkt einstellen.

Diese Anforderung ist im Zuge der vorliegenden Untersuchungen simulativ nachzuweisen. Da die zugehörigen, inhärent erreichten Wirkleistungsflüsse sowie die Blindleistungsaufteilung jedoch mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit von der angestrebten Verteilung abweichen, ist eine zweite Anforderung zu stellen:

- 2) Das Regelungskonzept muss eine kontinuierliche Steuerbarkeit der Wirkleistungsflüsse und der Blindleistungsaufteilung ermöglichen.

Diese Aufgabe der kontinuierlichen Steuerung ist fortan einer dem Regelungskonzept „übergeordneten Einheit“ zugewiesen. Die hierin zu berücksichtigenden Vorgaben bezüglich der dynamischen Aufteilung der Windpark-Wirkleistungseinspeisungen, auftretend in den beteiligten ausschließlichen Wirtschaftszonen der Energy Island, auf die vorhandenen HGÜ-Verbindungen sind derzeit noch nicht abzusehen. Eine denkbare regulatorische Ausgestaltung wäre, dass Änderungen der Wirkleistungseinspeisung der Zone eines Landes einzig Einfluss auf die Wirkleistungsflüsse der in selbiges Land führenden HGÜ-Verbindungen nehmen dürfen. Aufgrund der Vielzahl weiterer denkbarer Ausgestaltungen ist Erkenntnissen auf Basis einer aufgebauten übergeordneten Einheit, welche spezifisch einzig eine exemplarische Ausgestaltung umsetzt, wenig verallgemeinernde Aussagekraft beizumessen. Die vorliegenden Untersuchungen des Regelungskonzeptes zielen daher stattdessen auf die Ergründung der inhärenten Stabilität sowie die grundsätzliche Identifikation der für die Erfüllung der Leistungsflusssteuerung zu beobachtenden Größen sowie die zu beeinflussenden Signale ab, die konkrete Ausgestaltung der übergeordneten Einheit verbleibt künftig.

Begonnen ist mit der Analyse hinsichtlich der Eingangsgrößen und Ausgangssignale der übergeordneten Einheit. Im Rahmen der Untersuchungen des Vorkapitels offenbarte sich, dass sowohl stationär als auch dynamisch über den vorgegebenen Offshore-Spannungssollwert sowie die individuellen Onshore-Gleichspannungssollwerte die Wirkleistungsflüsse über die beteiligten DRU-HGÜ-Verbindungen steuerbar sind. Ferner ist über die Partizipationsfaktoren der Wirk- und Blindströme in der Offshore-Spannungsregelung Einfluss auf die Wirk- und Blindleistungsverteilung innerhalb der als gemeinsamer Slack fungierenden VSC-HGÜ-Verbindungen zu nehmen. Diese Signale stellen folglich die erforderlichen Ausgangssignale dar. Als für die grundsätzliche Aufgabenerfüllung zu erfassenden Größen lassen sich die Wirkleistungseinspeisungen der einzelnen nationalen ausschließlichen Wirtschaftszonen sowie die derzeit vorliegende Verteilung der Wirkleistung auf die HGÜ-Verbindungen sowie die von den Offshore-Konvertern der VSC-HGÜ-Verbindungen bereitgestellten Blindleistungsbeiträge aufführen. Abbildung 47 stellt die auf diese Weise ermittelten minimal erforderlichen Eingangsgrößen und Ausgangssignale der übergeordneten Einheit grafisch dar.

Auf Basis dieser Erkenntnisse ist die zweite der eingangs gestellten Anforderungen an das Regelungskonzept als erfüllt anzusehen, wobei die konkrete Ausgestaltung der übergeordneten Einheit künftig unter Kenntnis der spezifischen Vorgaben erfolgen kann.



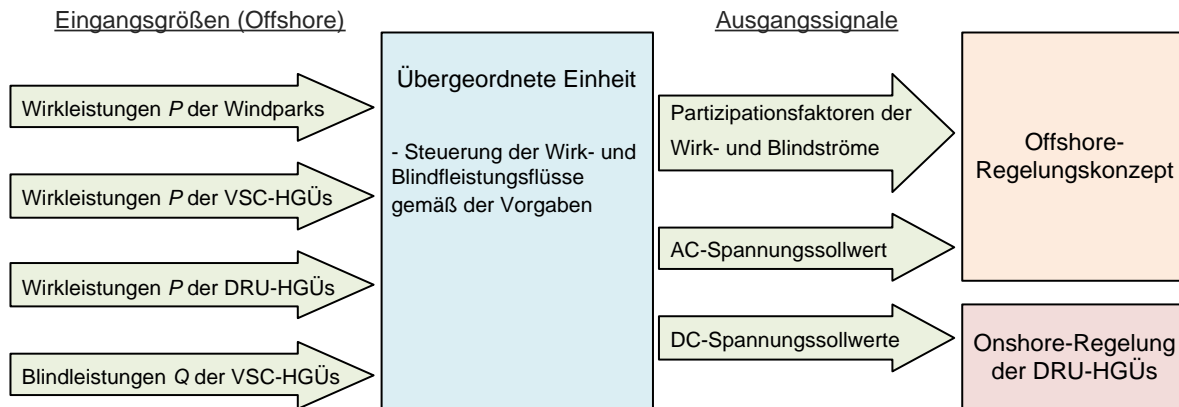


Abbildung 47: Minimal erforderliche Eingangsgrößen und Ausgangssignale der übergeordneten Einheit zur Wahrnehmung ihrer Aufgabe der Wirk- und Blindleistungsflusssteuerung

Zur Beurteilung der Eignung des Regelungskonzeptes für den Wirkleistungshandel verbleibt noch dessen Analyse hinsichtlich der ersten Anforderung, der Gewährleistung der inhärenten Stabilität bei Änderungen der Wirkleistungseinspeisung.

Im Falle eines abzuwickelnden Wirkleistungshandels überlagert dieser der vorliegenden Wirkleistungsverteilung zusätzliche Leistungsflüsse über die HGÜ-Verbindungen, woraus eine neue Wirkleistungsverteilung unter weiterhin gegebener Achtung der zulässigen Übertragungsleistungen resultiert. Diese Resultate lassen sich anhand des Auftretens der Wirkleistungsflussumkehr einer VSC-HGÜ-Verbindung binär kategorisieren. Fälle ohne Wirkleistungsflussumkehr entsprechen dabei einzig einer veränderten Aufteilung der WP-Einspeiseleistungen auf die HGÜ-Verbindungen. Die zugehörige Gewährleistung der inhärenten Stabilität bei Änderungen dieser Einspeisung ist bereits mit den Untersuchungen des Vor Kapitels abgedeckt und die Eignung des Regelungskonzeptes hierfür somit erfüllt. Fälle mit Wirkleistungsflussumkehr, das verbleibende Puzzlestück darstellend, sind dagegen noch nicht betrachtet.

Die Untersuchungen des vorliegenden Kapitels fokussieren sich folglich auf das inhärente Verhalten des Regelungskonzeptes bei Änderungen der Windpark-Wirkleistungseinspeisung im Falle eines anfänglichen Arbeitspunktes mit (bspw. wirkleistungshandelsverursachter) Wirkleistungsflussumkehr einer VSC-HGÜ-Verbindung. Auf Basis der Ergebnisse sind gegebenenfalls zusätzliche Aufgaben der übergeordneten Einheit zu identifizieren und die für deren Erfüllung notwendigen Eingangsgrößen und Ausgangssignale in obiger Abbildung 47 zu ergänzen. Nachfolgend ist die hierfür angewandte Untersuchungsmethodik beschrieben.

## 4.1 Untersuchungsmethodik

Für die Untersuchungen finden die vier Ausführungsvarianten des Testnetzes gemäß Kapitel 3 weiterhin Anwendung, wobei für die Erläuterung der Methodik in gewohnter Manier die erste Ausführungsvariante mit fünf VSC-HGÜ-Verbindungen herangezogen ist. Die Wirkleistungseinspeisungen sowie Blindleistungsarbeitspunkte der Windenergieanlagen gelten weiter, zudem bleiben sämtliche eingesetzten Regelungen und ihre Parameter, insbesondere das Offshore-Regelungskonzept und dessen einzuregelnder Spannungssollwert, vollständig unverändert.

Mit Hinblick auf das Untersuchungsziel erfolgt jedoch eine abweichende anfängliche Verteilung der Wirk- und Blindleistungsflüsse auf die HGÜ-Verbindungen, sodass eine VSC-HGÜ ihre Wirkleistungsflussrichtung umkehrt. Da es sich hierbei zur Wahrung einer einheitlichen Untersuchungsmethodik um eine VSC-HGÜ handeln muss, welche in keiner der Ausführungsvarianten durch eine DRU-HGÜ ersetzt ist, fällt die Wahl auf VSC-HGÜ 2. Bezugnehmend auf die Übertragungsleistung dieser HGÜ sind fortan

zwei anfängliche Ausgangszustände, minimalem bzw. maximalem Import entsprechend und derart bezeichnet, betrachtet. Die Einschränkung der Ausprägung des maximalen Imports folgt aus der erreichten maximalen Übertragungsleistung von 900 MW aller übrigen exportierenden HGÜ-Verbindungen. Für minimalen Import ist eine geringe (importierende) Übertragungsleistung gewählt, die Übertragungsleistungen der verbliebenen exportierenden HGÜ-Verbindungen sind gleichmäßig gestaltet. Die für die Spannungshaltung seitens der Offshore-Konverter bereitzustellende Blindleistung ist erneut proportional zum Betrag der Wirkleistung verteilt, sodass sich an den AC-seitigen Klemmen in der ersten Ausführungsvariante jeweils erneut (betrags-)identische Leistungsfaktoren einstellen. Analog zur Darstellung in Kapitel 3.1 folgen die AC-seitigen Arbeitspunkte der Offshore-Konverter gemäß Tabelle 16, hieraus wiederum leiten sich die Partizipationsfaktoren der Spannungsregelung gemäß Tabelle 17 ab.

*Tabelle 16: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)*

HGÜ	Maximaler Import			Minimaler Import		
	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung
HGÜ 1	VSC	-899,89 MW	69,37 Mvar	VSC	-749,91 MW	34,71 Mvar
HGÜ 2	VSC	+621,18 MW	47,90 Mvar	VSC	+18,53 MW	0,86 Mvar
HGÜ 3	VSC	-899,89 MW	69,37 Mvar	VSC	-749,91 MW	34,71 Mvar
HGÜ 4	VSC	-899,89 MW	69,37 Mvar	VSC	-749,91 MW	34,71 Mvar
HGÜ 5	VSC	-899,89 MW	69,37 Mvar	VSC	-749,91 MW	34,71 Mvar

*Tabelle 17: Partizipationsfaktoren der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)*

Wirkstromverteilung			Blindstromverteilung		
Faktor	Max. Import	Min. Import	Faktor	Max. Import	Min. Import
$K_{1P}$	+1,5087	+1,2565	$K_{1Q}$	+1,0863	+1,2437
$K_{2P}$	-1,0411	-0,0311	$K_{2Q}$	+0,6464	+0,0151
$K_{3P}$	+1,5093	+1,2574	$K_{3Q}$	+1,0870	+1,2454
$K_{4P}$	+1,5116	+1,2586	$K_{4Q}$	+1,0902	+1,2479
$K_{5P}$	+1,5116	+1,2586	$K_{5Q}$	+1,0902	+1,2479

Wie in Kapitel 2.2 im Kontext der Initialisierung angedeutet, beträgt die Summe der jeweiligen Partizipationsfaktoren auch im Falle einzelner negativer Faktoren stets +5, um die korrekte Gesamtreaktion sämtlicher beteiligten Konverter sicherzustellen. Geringfügige Abweichungen zwischen HGÜ 3 und HGÜ 4 bzw. 5 sind auf die abweichenden Anschlussknoten und folglich geringfügig abweichenden Beiträge der inneren Spannungsquellen der Offshore-Konverter zurückzuführen.

Der Übergang zu den drei übrigen Ausführungsvarianten ist, zum Zwecke der Wahrung der anfänglichen Leistungsflüsse und zur Sicherstellung sinnhafter Partizipationsfaktoren, vollständig analog zu demjenigen in Kapitel 3 gestaltet: Es erfolgt stets eine Übernahme der Blindstrom-Partizipationsfaktorverhältnisse unter Skalierung auf eine Summe von +5, die anfängliche Einstellung der Leistungsflüsse über die DRU-HGÜ-Verbindung(en) geschieht über die Vorgabe individueller Gleichspannungswerte für Leistungsflussrechnung und Simulation. Die jeweils eingesetzten Werte sind im Rahmen der Ergebnisdarstellungen genannt.



Für die betrachteten Ausgangszustände mit maximalem und minimalem Import werden in jeder der vier Ausführungsvarianten je eine Erhöhung und eine Verringerung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms (Ereignisse „3“ und „4“ gemäß Kapitel 3.1) simuliert. Die zugehörigen Ergebnisse sowie die gewonnenen Erkenntnisse sind nachfolgend beschrieben.

## 4.2 Untersuchungsergebnisse

In der ersten Ausführungsvariante sind alle fünf HGÜ-Verbindungen des Testnetzes als VSC-HGÜ-Verbindung ausgeführt (vgl. Abbildung 15 in Kapitel 3.2). Die für die als „maximalen Import“ und „minimalen Import“ bezeichneten Ausgangszustände eingesetzten Partizipationsfaktoren sowie sich jeweils einstellenden Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte der Offshore-Konverter sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 des Vorkapitels zu finden, wo sie der Vorstellung der Untersuchungsmethodik dienen.

Abbildung 48 enthält die Verläufe der Wirkleistungen an den AC-Klemmen der Offshore-Konverter für eine Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Einspeiseleistung, ausgehend vom Ausgangszustand mit maximalem Import. Abbildung 49 skizziert die zugehörigen Spannungsverläufe an Knoten A.

Die Verringerung der Einspeiseleistung erweist sich als unkritisch, wie dargestellt erfolgt die inhärente Rückkehr in einen stabilen Arbeitspunkt mit eingeregelter Spannungswert an Knoten A. Da die Wirkstrom-Sollwerte der einzelnen Offshore-Konverter über Partizipationsfaktoren aus einem gemeinsamen Signal in der Spannungsregelung generiert sind, ist in guter Näherung eine prinzipbedingte Skalierung der Beträge der Übertragungsleistungen zu verzeichnen. Die Verringerung der Einspeiseleistung führt folglich sowohl zu einer Verringerung der Leistungen der exportierenden HGÜ-Verbindungen als auch zu einer Verringerung der Leistung der importierenden HGÜ-Verbindung. Letzteres schmälert (in Addition zur Verringerung der Einspeiseleistung) die in den Offshore-Netzabschnitt eingebrachte Wirkleistung zusätzlich, die Leistungen der exportierenden HGÜ-Verbindungen verringern sich in Folge über das ereignisbedingte Maß hinaus. Derartigen inhärenten Leistungsflussverschiebungen ist im Rahmen der kontinuierlichen Leistungsflusssteuerung der übergeordneten Einheit problemlos entgegenzuwirken.

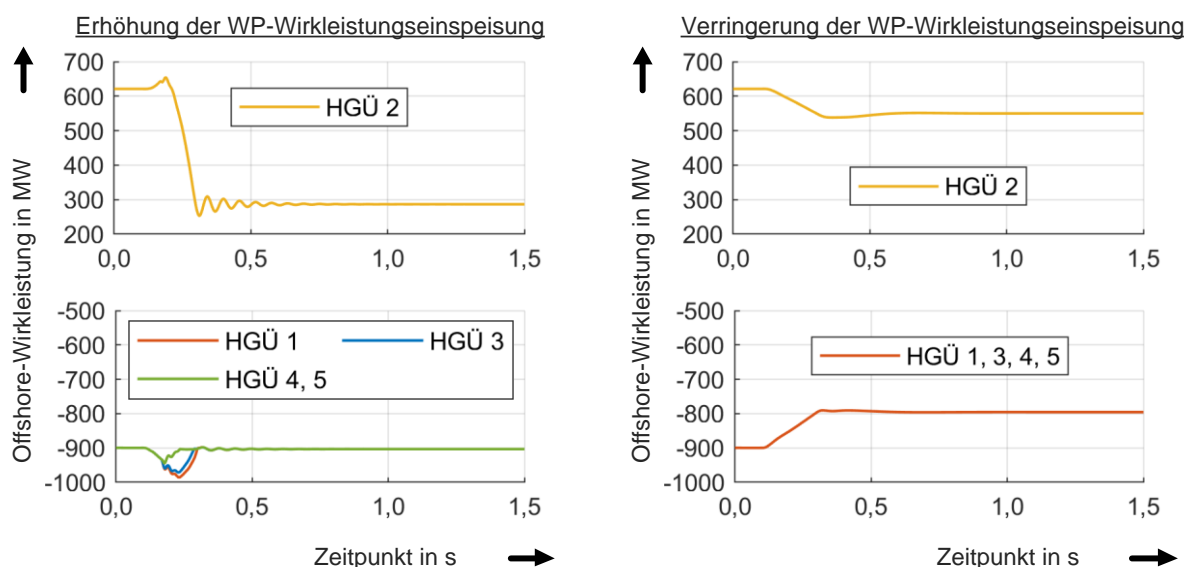


Abbildung 48: Verläufe der Wirkleistungen der Offshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)

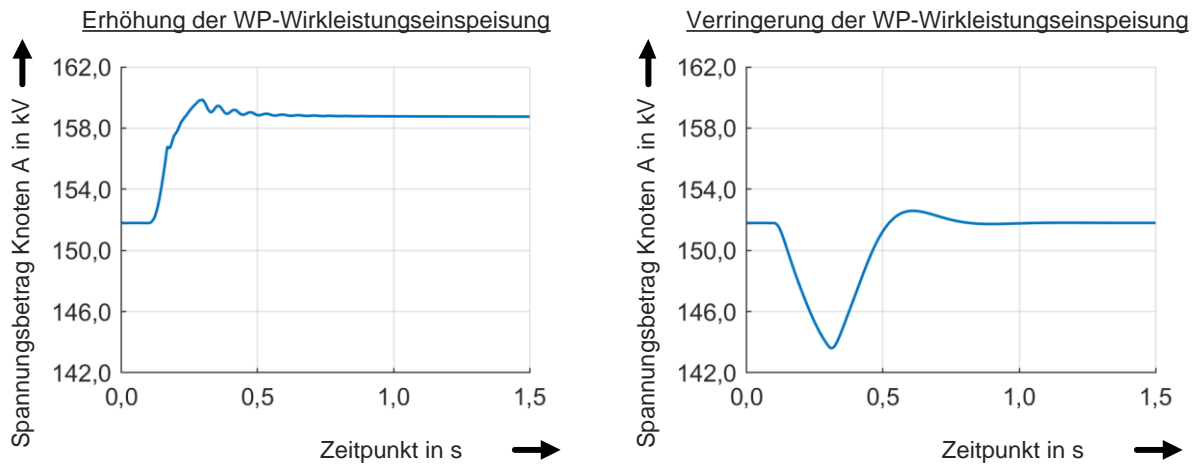


Abbildung 49: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)

Im Falle der (jeweils linksseitig in obigen Abbildungen dargestellten Verläufe für die) Erhöhung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung ist stationär hingegen ein Arbeitspunkt mit abweichender, erhöhter Spannung an Knoten A festzustellen. Aufgrund der inhärenten Skalierung der Leistungsbeträge erreichen sämtliche exportierenden HGÜ-Verbindungen ihre regelungstechnische Wirkleistungsbegrenzung, sodass einzig noch die (importierende) HGÜ-Verbindung 2 auf ihre Sollwertvorgabe seitens der Spannungsregelung reagiert, die Gesamtreaktion aller Offshore-Konverter darstellend. Das vorübergehende Auffächern der Leistungsverläufe der exportierenden HGÜ-Verbindungen in Abbildung 48 ist dabei auf deren Anbindung an unterschiedliche Netzknoten zurückzuführen. Aufgrund des verbleibenden negativen Partizipationsfaktors fällt die Gesamtreaktion der HGÜ 2 jedoch konträr aus und verhindert ein Erreichen des Regelzieles, wind-up der d-Komponenten von Spannungs- und zugehöriger Stromregelung sind die Folge. Zwar übernimmt die HGÜ-Verbindung 2 die verbleibende Wirkleistung, dies ist jedoch einzig der Tatsache geschuldet, dass deren Stromregelung dem aufgrund des wind-up nicht entgegenzuwirken vermag. Obgleich die inhärente Stabilität nicht gefährdet ist, handelt es sich nicht um einen sinnvollerweise anzustrebenden stationären Arbeitspunkt.

Um derartige Arbeitspunkte zu vermeiden, ist für die übergeordnete Einheit eine weitere Aufgabe zu identifizieren: Die bereits erfassten Übertragungsleistungen der Offshore-Konverter sind zusätzlich dahingehend zu beurteilen, ob aufgrund in Bälde erreichter Leistungsgrenzen ein negativer Gesamt-Partizipationsfaktor droht. Diesem wäre durch gezielte Eingriffe in die Leistungsverteilung rechtzeitig entgegenzuwirken, wobei auch im Falle eines bereits eingetretenen wind-up hierüber dessen Beseitigung und folglich die Rückkehr in einen sinnvollen Arbeitspunkt möglich verbliebe. In Abhängigkeit der Priorisierung von Wirkleistungshandel oder Windpark-Wirkleistungseinspeisung kann hierfür grundsätzlich eine gezielte Einschränkung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung erforderlich sein, beispielsweise über Signalfade, welche auch bereits von der Emergency Power Control 2 bzw. 3 seitens Onshore genutzt sind [3], [23]. Für die übergeordnete Einheit ist folglich ein derartiger Signalfade als Ausgangssignal vorzusehen.

Für den Ausgangszustand des minimalen Leistungsimportes enthalten Abbildung 50 und Abbildung 51 die Verläufe der Übertragungsleistungen sowie der Spannung an Knoten A sowohl für die Erhöhung als auch die Verringerung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung. Aufgrund der einzig geringen Übertragungsleistung der importierenden HGÜ-Verbindung nimmt deren Skalierung kaum Einfluss auf die Wirkleistungsflüsse. In beiden betrachteten Fällen sind keine nachteiligen Effekte zu beobachten und inhärent wird ein stabiler und gewünschter Arbeitspunkt erreicht. Für die Skalierung der Leistungsbeträge gelten obige Feststellungen weiter, die vorübergehenden Auswirkungen auf die dargestellten Spannungsverläufe sind bereits ausführlich in Kapitel 3.2 ergründet.

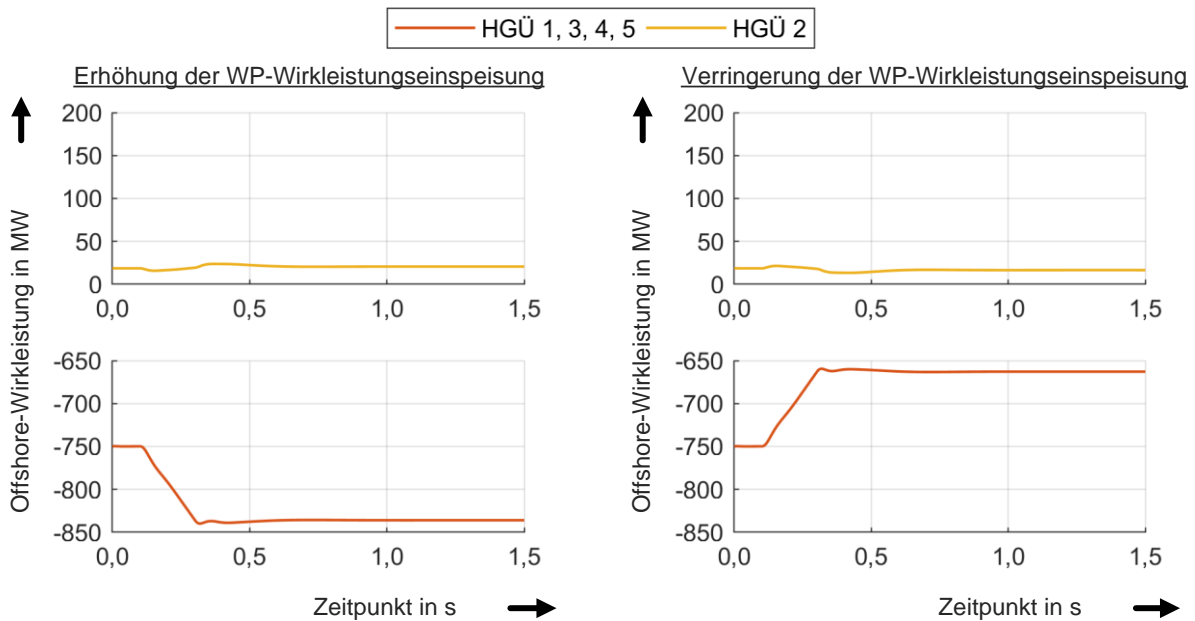


Abbildung 50: Verläufe der Wirkleistungen der Offshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich minimalem Import in der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)

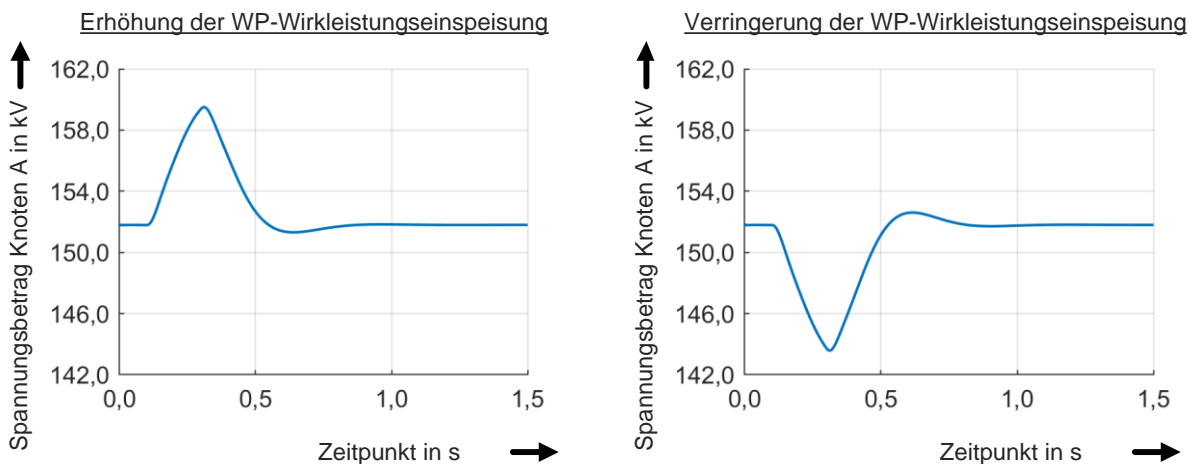


Abbildung 51: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich minimalem Import in der ersten Ausführungsvariante (5 VSC-HGÜs, 0 DRU-HGÜs)

Die zweite und dritte Ausführungsvariante des Testnetzes, weiterhin als „Untervariante 1“ und „Untervariante 2“ bezeichnet, sehen die Ausführung jeweils einer der fünf HGÜ-Verbindungen als DRU-HGÜ vor, die verbleibenden sind weiterhin als VSC-HGÜ ausgeführt (vgl. Abbildung 28 in Kapitel 3.3 für Untervariante 1 bzw. Abbildung 29 für Untervariante 2). Die jeweils für das Erreichen der gewünschten Arbeitspunkte der DRU-HGÜ-Verbindungen in der Leistungsflussrechnung bzw. dynamischen Simulation zum Einsatz kommenden Gleichspannungswerte pro Pol sind in Tabelle 18 aufgelistet. Die eingesetzten Partizipationsfaktoren sowie sich hiermit einstellenden Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen sind, aufgeschlüsselt nach zugehöriger Untervariante, in Tabelle 19 und Tabelle 21 (Untervariante 1) bzw. Tabelle 20 und Tabelle 22 (Untervariante 2) aufgeführt. Analog zu Kapitel 3 gilt: Bei VSC-HGÜs bezeichnen die Arbeitspunkte den zeitlichen Mittelwert an den AC-Klemmen des Offshore-Konverters, bei DRU-HGÜs den des Onshore-Konverters, wobei das Vorzeichen des Wirkleistungsflusses zur Vermeidung von Fehlinterpretationen bzgl. seiner Richtung umgekehrt ist.

Tabelle 18: Gleichspannungssollwerte der DRU-HGÜ-Verbindungen der zweiten und dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervarianten 1 und 2) für Leistungsflussrechnung und dynamische Simulation pro Pol

Anwendung	Gleichspannungssollwert Untervariante 1 (HGÜ 1)		Gleichspannungssollwert Untervariante 2 (HGÜ 4)	
	Maximaler Import	Minimaler Import	Maximaler Import	Minimaler Import
Leistungsflussrechnung	315,63 kV	317,97 kV	314,91 kV	317,37 kV
Dynamische Simulation	314,98 kV	317,44 kV	314,27 kV	316,86 kV

Tabelle 19: Partizipationsfaktoren der zweiten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 1)

Wirkstromverteilung			Blindstromverteilung		
Faktor	Maximaler Import	Minimaler Import	Faktor	Maximaler Import	Minimaler Import
$K_{1P}$	-	-	$K_{1Q}$	-	-
$K_{2P}$	-1,4913	-0,0417	$K_{2Q}$	+0,8258	+0,0202
$K_{3P}$	+2,1616	+1,6794	$K_{3Q}$	+1,3887	+1,6577
$K_{4P}$	+2,1649	+1,6811	$K_{4Q}$	+1,3927	+1,6611
$K_{5P}$	+2,1649	+1,6811	$K_{5Q}$	+1,3927	+1,6611

Tabelle 20: Partizipationsfaktoren der dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 2)

Wirkstromverteilung			Blindstromverteilung		
Faktor	Maximaler Import	Minimaler Import	Faktor	Maximaler Import	Minimaler Import
$K_{1P}$	+2,1667	+1,6824	$K_{1Q}$	+1,3892	+1,6573
$K_{2P}$	-1,5051	-0,0510	$K_{2Q}$	+0,8266	+0,0202
$K_{3P}$	+2,1675	+1,6835	$K_{3Q}$	+1,3901	+1,6596
$K_{4P}$	-	-	$K_{4Q}$	-	-
$K_{5P}$	+2,1709	+1,6851	$K_{5Q}$	+1,3941	+1,6629

Tabelle 21: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der zweiten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 1)

HGÜ	Maximaler Import			Minimaler Import		
	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung
HGÜ 1	DRU	-884,85 MW	-	DRU	-737,55 MW	-
HGÜ 2	VSC	+620,99 MW	51,28 Mvar	VSC	+18,63 MW	0,72 Mvar
HGÜ 3	VSC	-899,80 MW	75,09 Mvar	VSC	-750,52 MW	23,87 Mvar
HGÜ 4	VSC	-899,83 MW	75,04 Mvar	VSC	-750,53 MW	23,82 Mvar
HGÜ 5	VSC	-899,83 MW	75,04 Mvar	VSC	-750,53 MW	23,82 Mvar

Tabelle 22: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 2)

HGÜ	Maximaler Import			Minimaler Import		
	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung	Typ	Übertragungsleistung	Blindleistung
HGÜ 1	VSC	-902,09 MW	76,24 Mvar	VSC	-751,67 MW	24,51 Mvar
HGÜ 2	VSC	+626,46 MW	51,70 Mvar	VSC	+22,75 MW	0,75 Mvar
HGÜ 3	VSC	-902,10 MW	76,26 Mvar	VSC	-751,67 MW	25,52 Mvar
HGÜ 4	DRU	-883,67 MW	-	DRU	-737,98 MW	-
HGÜ 5	VSC	-902,11 MW	76,28 Mvar	VSC	-751,68 MW	24,54 Mvar

Für den Ausgangszustand mit maximalem Import ergeben sich in der zweiten Ausführungsvariante bei Änderungen der Windpark-Einspeiseleistung die in Abbildung 52 und Abbildung 53 skizzierten Wirkleistungsverläufe bzw. Spannungsverläufe an Knoten A.

Grundsätzlich sind die Ergebnisse ähnlich denen der ersten Ausführungsvariante, aufgrund der Spannungsabhängigkeit der von der DRU-HGÜ-Verbindung übertragenen Wirkleistung kehrt dieser Wert jedoch im Rahmen der Wiederherstellung der ursprünglichen Spannung an Knoten A ebenfalls näherungsweise wieder zu seinem Vorwert zurück. Die Gesamtheit der VSC-HGÜ-Verbindungen fungiert hingegen, wie gewohnt, als Slack. Dies ist in den, in genannten Abbildungen jeweils rechtsseitig aufgetragenen, Verläufen für die Verringerung der Wirkleistungseinspeisung wiederzufinden.

Bei Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung seitens der Windparks wird in den Verläufen (in genannten Abbildungen jeweils linksseitig dargestellt) ein ähnlicher Effekt wie im analogen Fall der ersten Ausführungsvariante sichtbar: Aufgrund der Charakteristika der DRU-HGÜ-Verbindung führt die Spannungserhöhung zu einer Steigerung der Wirkleistungsübertragung hierüber, woraufhin deren inhärente Wirkleistungsbegrenzung zum Tragen kommt. Die hierdurch ausschöpfbare Reserve an Übertragungsleistung von etwa 80 MW erlaubt jedoch prinzipbedingt, ungeachtet ihrer konkreten Ausprägung, keine Vermeidung des wind-up-Effektes, da stets mit einer Überhöhung der einzuregelnden Spannung und folglich einer verbleibenden Regeldifferenz einhergehend.

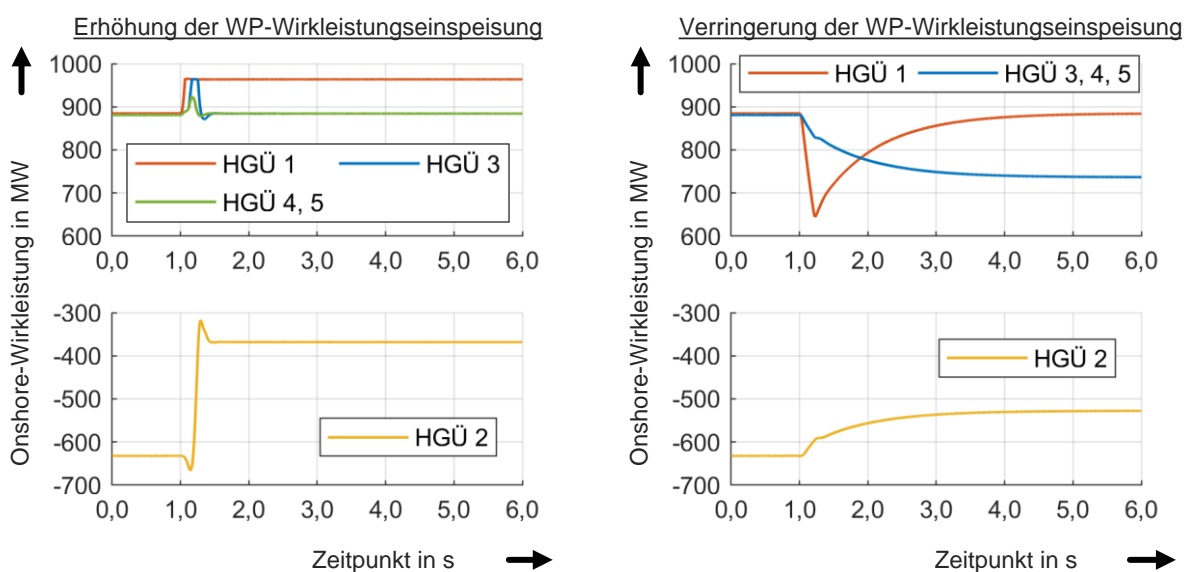


Abbildung 52: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der zweiten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Darstellung für Untervariante 1: DRU-HGÜ in rot)

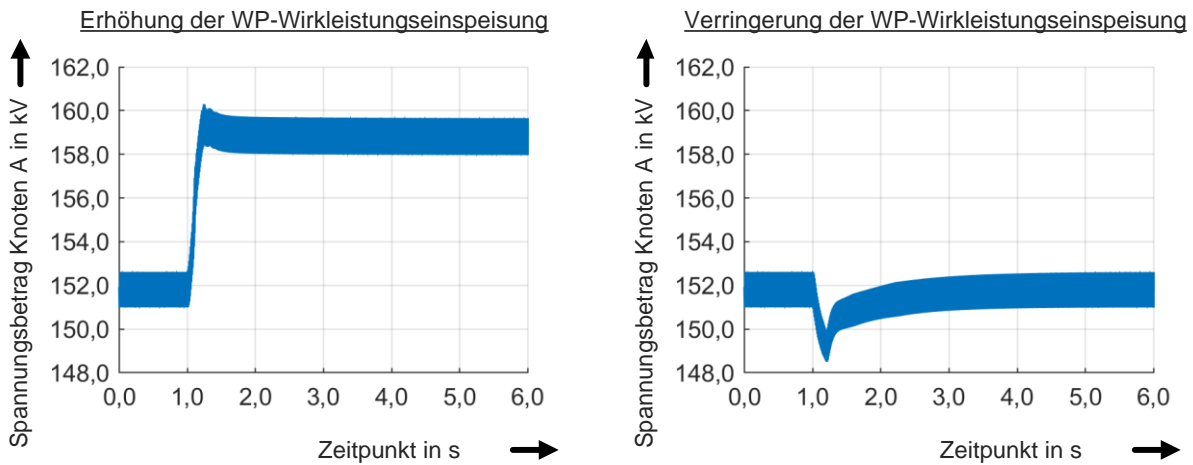


Abbildung 53: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der zweiten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Untervariante 1)

Für Änderungen der Wirkleistungseinspeisung in beide Richtungen ist folglich auch in dieser Ausführungsvariante stets das inhärente Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes gegeben, zugleich ist erneut die Erforderlichkeit der bereits identifizierten zusätzlichen Aufgabe der übergeordneten Einheit hinsichtlich der Vermeidung eines negativen Gesamt-Partizipationsfaktors unterstrichen.

Im Falle des Ausgangszustandes mit minimalem Import münden beide betrachteten Einspeiseleistungsänderungen (siehe Abbildung 54), analog zur ersten Ausführungsvariante, inhärent in einem stabilen sowie sinnvollen Arbeitspunkt ohne derartige Nebeneffekte.

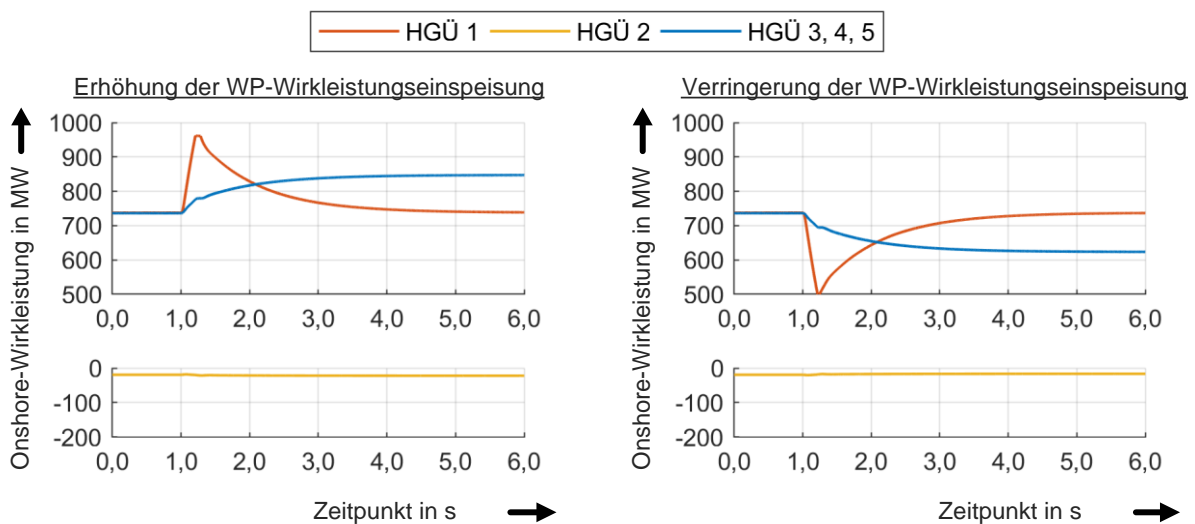


Abbildung 54: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich minimalem Import in der zweiten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Darstellung für Untervariante 1: DRU-HGÜ in rot)

Ähnliche Schlussfolgerungen sind bei Betrachtung der Resultate der dritten Ausführungsvariante zu ziehen, deren Wirkleistungsverläufe für Einspeiseleistungsänderungen in beide Richtungen der Vollständigkeit halber in Abbildung 55 (maximaler Import) und Abbildung 56 (minimaler Import) aufgetragen sind.



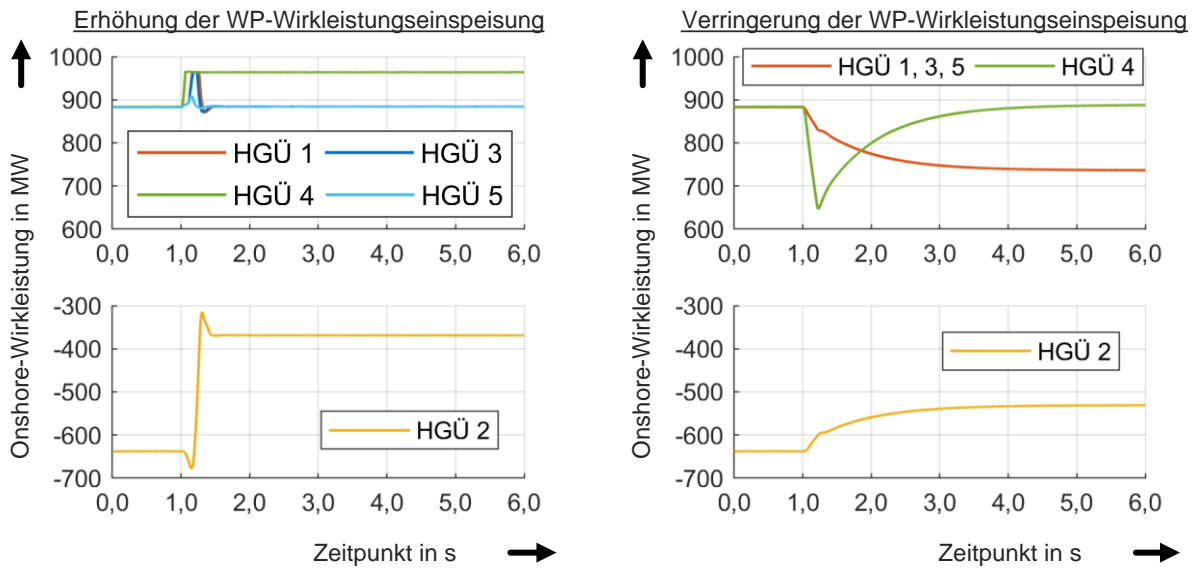


Abbildung 55: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Darstellung für Untervariante 2: DRU-HGÜ in grün)

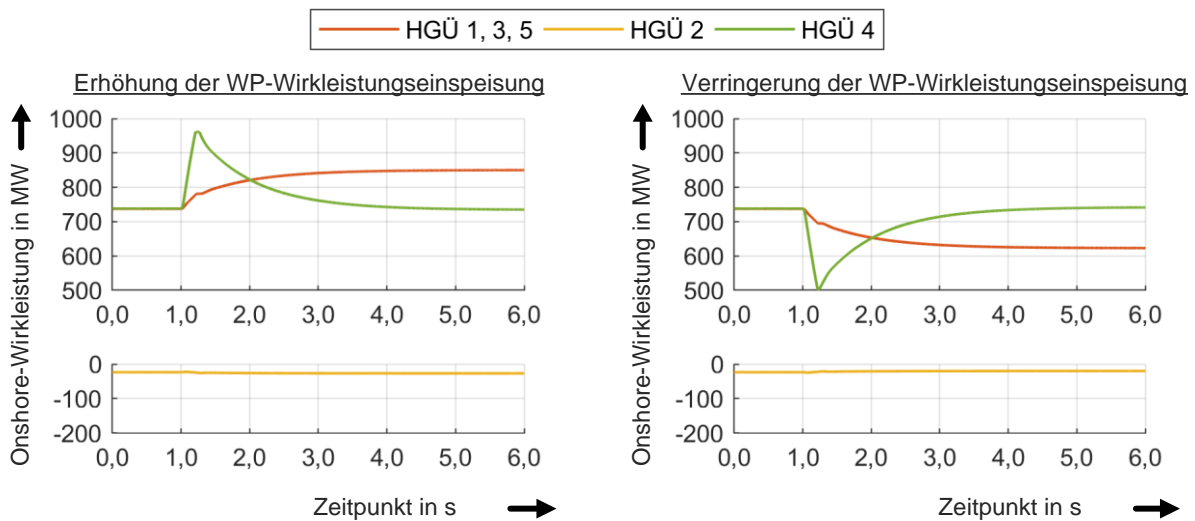


Abbildung 56: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich minimalem Import in der dritten Ausführungsvariante (4 VSC-HGÜs, 1 DRU-HGÜ, Darstellung für Untervariante 2: DRU-HGÜ in grün)

Auf Basis der Resultate der zweiten und dritten Ausführungsvariante sind somit keine weiteren Zusatzaufgaben und demnach ebenfalls keine weiteren Eingangsgrößen oder Ausgangssignale der übergeordneten Einheit festzulegen.

Die vierte und letzte Ausführungsvariante des Testnetzes sieht die Ausführung von zwei der fünf HGÜ-Verbindungen als DRU-HGÜ vor (vgl. Abbildung 40 in Kapitel 3.4). Die für das Erreichen der gewünschten Arbeitspunkte der DRU-HGÜ-Verbindungen in der Leistungsflussrechnung bzw. dynamischen Simulation zum Einsatz kommenden Gleichspannungssollwerte pro Pol sind in Tabelle 23 aufgelistet. Die eingesetzten Partizipationsfaktoren sowie sich hiermit einstellenden Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen sind in Tabelle 24 und Tabelle 25 zu finden. Bezüglich der Bezugspunkte letzterer Angaben gelten die bisherigen Konventionen weiter, für die Leistungen ist stets der zeitliche Mittelwert eingetragen.



Tabelle 23: Gleichspannungssollwerte der DRU-HGÜ-Verbindungen der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs) für Leistungsflussrechnung und dynamische Simulation pro Pol

Anwendung	Maximaler Import		Minimaler Import	
	HGÜ 1	HGÜ 4	HGÜ 1	HGÜ 4
Leistungsflussrechnung	315,63 kV	314,92 kV	317,97 kV	317,33 kV
Dynamische Simulation	315,04 kV	314,34 kV	317,50 kV	316,90 kV

Tabelle 24: Partizipationsfaktoren der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs)

Wirkstromverteilung			Blindstromverteilung		
Faktor	Maximaler Import	Minimaler Import	Faktor	Maximaler Import	Minimaler Import
$K_{1P}$	-	-	$K_{1Q}$	-	-
$K_{2P}$	-2,6593	-0,0751	$K_{2Q}$	+1,1446	+0,0302
$K_{3P}$	+3,8267	+2,5363	$K_{3Q}$	+1,9249	+2,4824
$K_{4P}$	-	-	$K_{4Q}$	-	-
$K_{5P}$	+3,8327	+2,5388	$K_{5Q}$	+1,9305	+2,4874

Tabelle 25: Übertragungsleistungen und Blindleistungs-Arbeitspunkte der HGÜ-Verbindungen der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs)

HGÜ	Typ	Maximaler Import		Minimaler Import		
		Übertragungsleistung	Blindleistung	Übertragungsleistung	Blindleistung	
HGÜ 1	DRU	-893,42 MW	-	DRU	-739,42 MW	-
HGÜ 2	VSC	+645,30 MW	57,99 Mvar	VSC	+22,30 MW	0,55 Mvar
HGÜ 3	VSC	-903,27 MW	89,70 Mvar	VSC	-752,01 MW	2,35 Mvar
HGÜ 4	DRU	-893,53 MW	-	DRU	-739,45 MW	-
HGÜ 5	VSC	-903,38 MW	89,74 Mvar	VSC	-751,96 MW	2,36 Mvar

Für den Ausgangszustand mit maximalem Import finden sich in Abbildung 57 sowie Abbildung 58 die zugehörigen Verläufe der Übertragungsleistungen sowie der Spannungen an Knoten A wieder.

Auch in der vierten Ausführungsvariante sind bei Erhöhung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung die vorhandenen Übertragungsleistungsreserven, maßgeblich gebildet durch die nun zwei DRU-HGÜ-Verbindungen, in Relation zu dem in Summe auftretenden Plus an Wirkleistungseinbringung in den Offshore-Abschnitt des Testnetzes unzureichend. In Folge ist auch in diesem Fall inhärent das Erreichen eines Arbeitspunktes mit erhöhten AC-seitigen Spannungen, mit besagtem wind-up einhergehend, festzustellen. Die Verringerung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung erweist sich hingegen einmal mehr als ohne Probleme handhabbar.

In beiden Fällen ist die Stabilität im inhärent erreichten Arbeitspunkt nicht gefährdet.

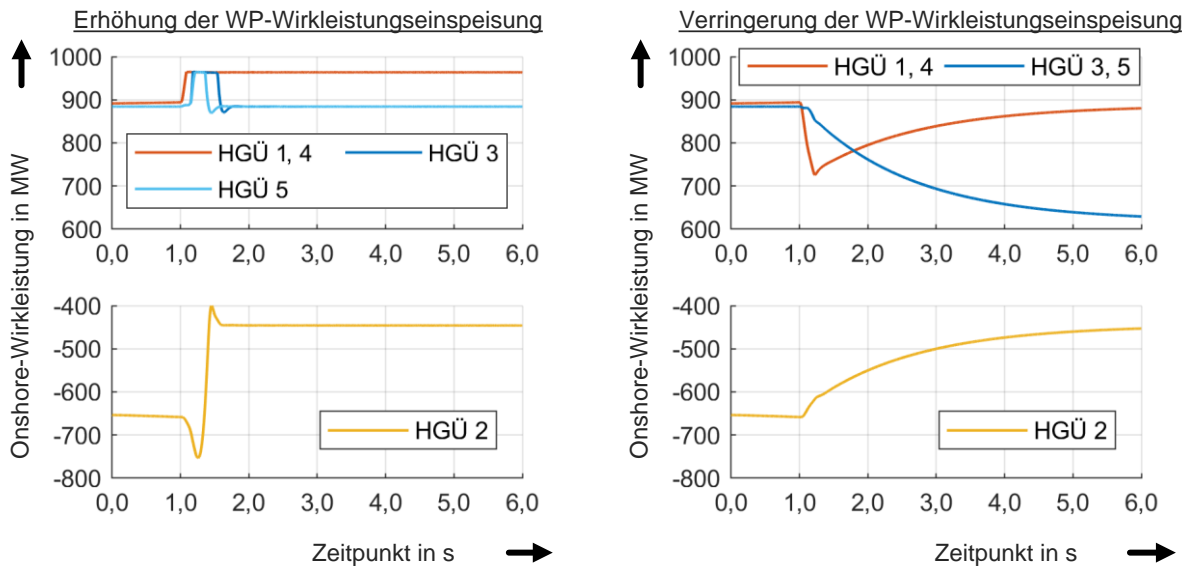


Abbildung 57: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs, DRU-HGÜs in rot)

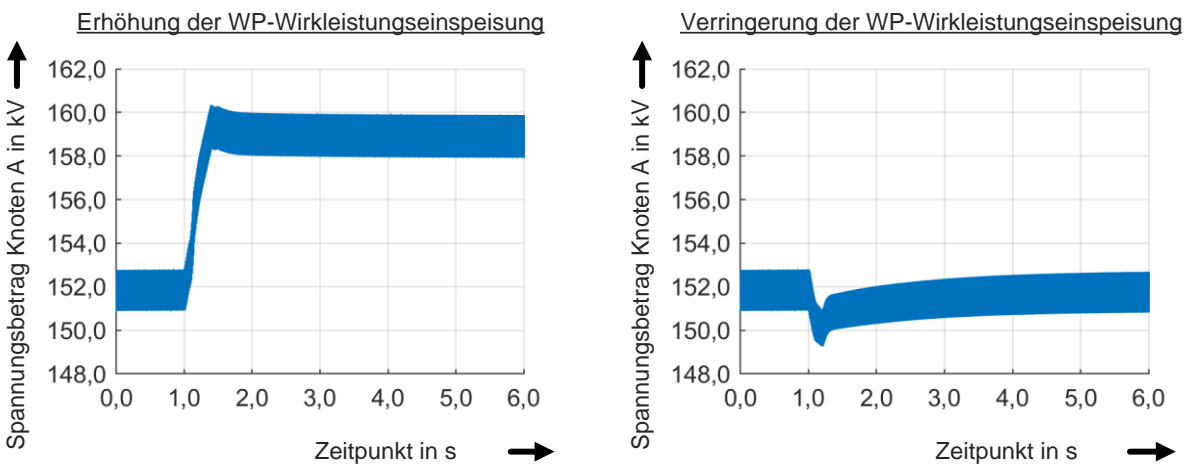


Abbildung 58: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich maximalem Import in der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs)

Für den zweiten Ausgangszustand, anfänglich minimalen Import, finden sich die zugehörigen Ergebnisverläufe für die betrachteten Einspeiseleistungsänderungen in Abbildung 59 und Abbildung 60. Aufgrund der Wahl des Arbeitspunktes der exportierenden VSC-HGÜ-Verbindungen zu etwa 750 MW beträgt die Übertragungsleistungsreserve jeder derartigen HGÜ etwa 150 MW. Im Vergleich zu vorigen Ausführungsvarianten liegen einzig noch drei VSC-HGÜ-Verbindungen vor, welche gemeinsam als Slack agieren, von welchen wiederum einzig zwei Wirkleistungen Onshore übertragen. In Folge tritt erstmalig der Fall auf, dass auch für den Ausgangszustand des minimalen Imports die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung um 360 MW die verfügbaren Übertragungsleistungsreserven der exportierenden VSC-HGÜs (gleichwohl einer einzig geringfügigen Änderung der Übertragungsleistung der importierenden VSC-HGÜ) übersteigt und diese aufgrund dessen ihre Wirkleistungsbegrenzung erreichen. In den zugehörigen (jeweils linksseitig in den genannten Abbildungen aufgetragenen) Kurven ist folglich ein stationärer Arbeitspunkt mit geringfügig erhöhter Spannung an Knoten A zu beobachten.

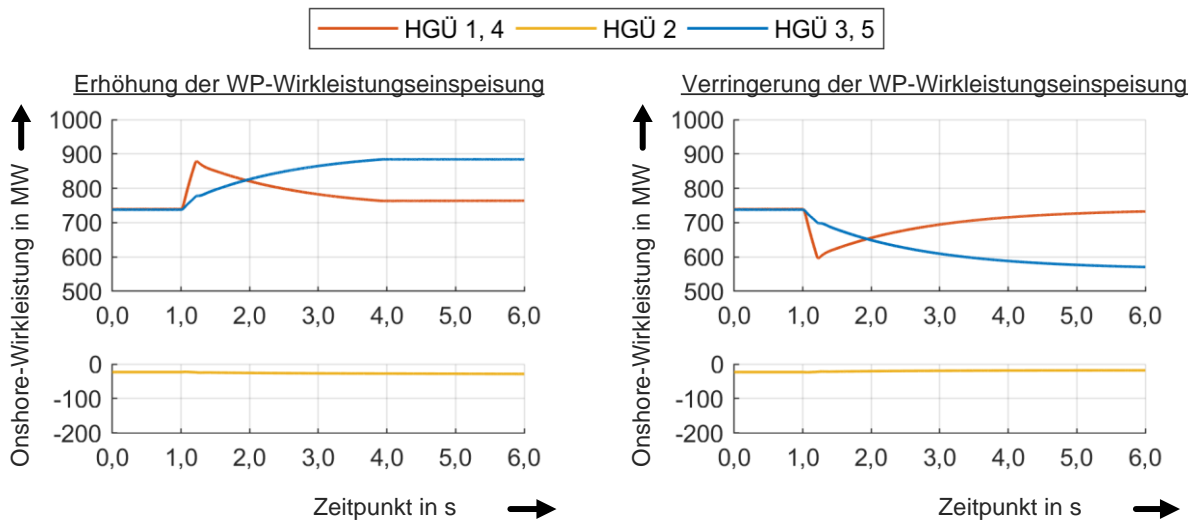


Abbildung 59: Verläufe der Wirkleistungen der Onshore-Konverter bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich minimalem Import in der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs, DRU-HGÜs in rot)

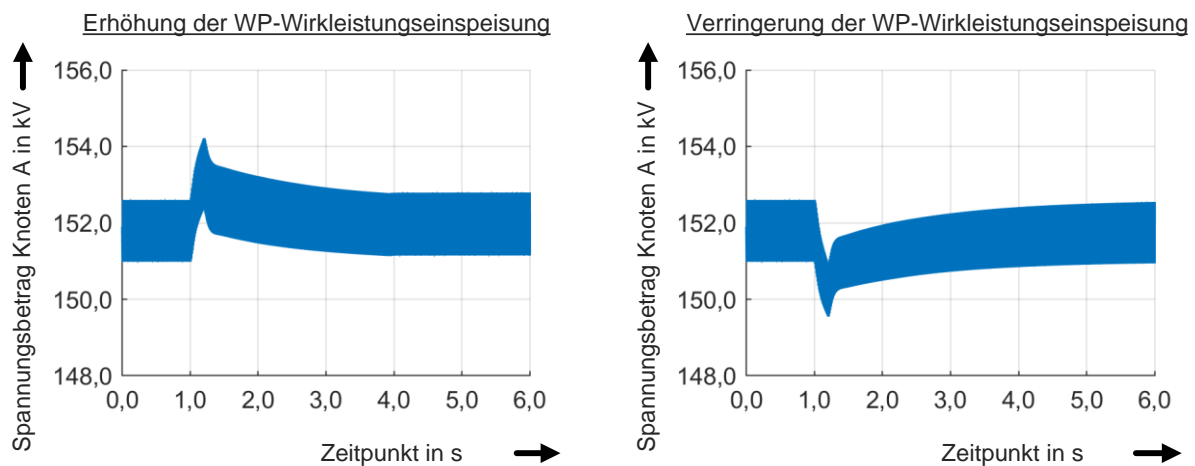


Abbildung 60: Verlauf der Spannung an Knoten A bei Erhöhung (links) bzw. Verringerung (rechts) der Windpark-Wirkleistungseinspeisung um 360 MW in 200 ms bei anfänglich minimalem Import in der vierten Ausführungsvariante (3 VSC-HGÜs, 2 DRU-HGÜs)

Gleichwohl auf diesem Wege die DRU-HGÜ-Verbindungen die Übertragung der verbleibenden Wirkleistung ohne das Erreichen ihrer inhärenten Begrenzung übernehmen, impliziert die Spannungserhöhung eine bleibende Regeldifferenz unter allmählichem wind-up der Spannungsregelung. Dieser Effekt ist bezüglich Ursache und Behebung analog zu den zuvor erläuterten Effekten bei anfänglich maximalem Import und liefert folglich keine weiteren Anforderungen an die übergeordnete Einheit, die inhärente Stabilität ist gegeben. Negative Rückwirkungen aufgrund sehr ungleichmäßig gestalteter Partizipationsfaktoren (vgl. Tabelle 24) sind in keinem der Fälle zu verzeichnen.

Letzteres gilt ebenfalls für die betrachtete Verringerung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung, welche sich erwartungs- und darstellungsgemäß als unproblematisch erweist.

Rückblickend auf die Resultate aller vier Ausführungsvarianten ist zu resümieren: In sämtlichen Fällen ist das inhärente Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes gegeben. Negative Rückwirkungen aufgrund Partizipationsfaktoren besonders ungleicher Gewichtung sind auch bei gegensätzlichen Vorzeichen nicht zu beobachten, in dieser Hinsicht erweist sich das Regelungskonzept einmal mehr als äußerst

robust. Zur Vermeidung eines wind-up der Spannungsregelung aufgrund unzureichender Übertragungsleistungsreserven der als Slack agierenden, exportierenden VSC-HGÜ-Verbindungen wurde jedoch eine zusätzliche Aufgabe der übergeordneten Einheit identifiziert: Auf Basis der erfassten Übertragungsleistungen der Offshore-Konverter der VSC-HGÜs ist auf einen drohenden negativen Gesamt-Partizipationsfaktor, ursächlich in der Erreichung individueller Übertragungsleistungsgrenzen und somit verfallender Konverter-Beiträge zur Erreichung des Regelziels, zu achten. Einem negativen Gesamt-Partizipationsfaktor ist, präventiv oder kurativ, durch gezielte Eingriffe in die Leistungsverteilung entgegenzuwirken. Da in Abhängigkeit der Priorisierung von Wirkleistungshandel oder Windpark-Wirkleistungseinspeisung hierfür zusätzlich eine gezielte Einschränkung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung erforderlich sein kann, ist für die übergeordnete Einheit ein zugehöriges Ausgangssignal vorzusehen. Dieses kann beispielsweise auf vorhandene Signalpfade ähnlicher Mechanismen wie der Emergency Power Control 2 bzw. 3, welche seitens der Onshore-Konverter ausgelöst werden können, zugreifen [3], [23]. Abbildung 61 zeigt die auf diese Weise erweiterte Darstellung der minimal erforderlichen Eingangsgrößen, Ausgangssignale sowie Aufgaben der übergeordneten Einheit.

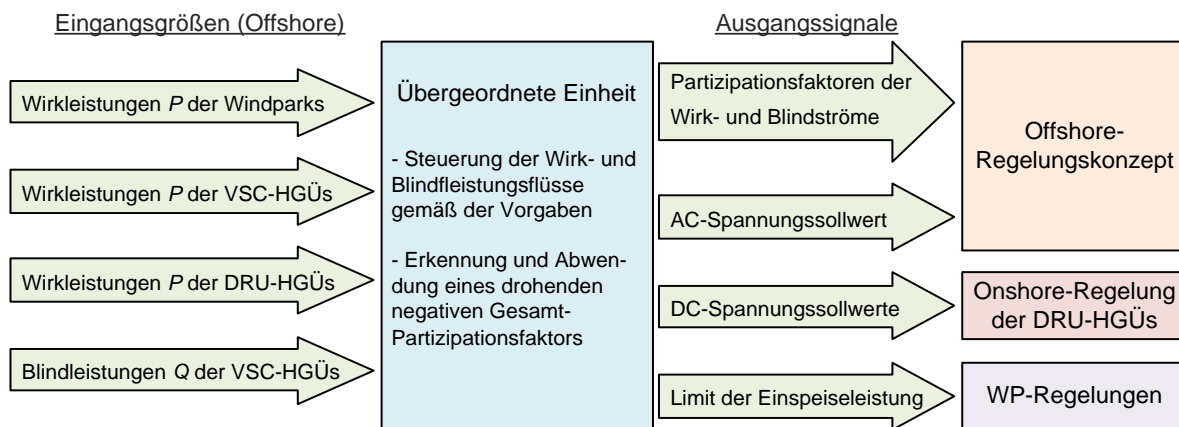


Abbildung 61: Minimal erforderliche Eingangsgrößen und Ausgangssignale der übergeordneten Einheit sowie deren Aufgaben zur Ermöglichung des Regelungskonzeptesinsatzes für den länderübergreifenden Wirkleistungshandel

Unter diesen skizzierten Randbedingungen kann künftig, unter Kenntnis der konkreten Ausgestaltung der regulatorischen Anforderungen, der konkrete Aufbau einer übergeordneten Einheit für das Regelungskonzept geschehen. Diese bildet, gemeinsam mit der auch bei Umkehr von Leistungsflüssen über VSC-HGÜ-Verbindungen simulativ ergründeten inhärenten Stabilität des Regelungskonzeptes, den Grundstein für dessen Einsatz im Zuge des länderübergreifenden Wirkleistungshandels. Es sei angemerkt, dass die skizzierten Signale einzig die Mindestanforderungen darstellen – unter Berücksichtigung hierfür ohnehin kommunizierender Betriebsmittel können demzufolge auch weitere Signalpfade sinnvoll sein, beispielsweise die überwachte Steuerung der Blindleistungsbeiträge der Windparks durch die übergeordnete Einheit.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Fokus des Arbeitsschrittes 2.3 des Projektes NSON II standen über mehr als zwei HGÜ-Verbindungen angebundene Offshore-AC-Netze, für deren Offshore-HGÜ-Konverter ein Regelungskonzept zu entwickeln war. Neben einer Anbindung rein über VSC-HGÜ-Verbindungen war ebenfalls der Einsatz einzelner DRU-HGÜ-Verbindungen vorzusehen, das entworfene Regelungskonzept war anschließend hinsichtlich seines Verhaltens im Normalbetrieb und in Fehlerfällen sowie seiner grundsätzlichen Eignung für den länderübergreifenden Wirkleistungshandel zu beurteilen.

Der anfänglich vorgenommene Aufbau des zugehörigen Testnetzes in PowerFactory orientierte sich an prognostizierten Eckdaten einer künftigen Energy Island und geschah unter Weiterverwendung der Testnetz-Module sowie Betriebsmittel aus Arbeitsschritt 2.2. In die Entwicklung des Offshore-Regelungskonzeptes flossen die erzielten Erkenntnisse selbigen Arbeitsschrittes ein, wobei die zugrundeliegenden Randbedingungen des Verzichts auf Offshore-Phasenregelschleifen und Fault-Ride-Through-Mechanismen sowie die minimalstmögliche Gestaltung der Kommunikation weiterhin Anwendung fanden. Das Offshore-Regelungskonzept blieb, mitsamt seinen Parametern, über sämtliche anschließenden Untersuchungen hinweg unverändert.

Für die Untersuchung des Regelungskonzeptverhaltens wurden innerhalb des Testnetzes, unter Variation der Anzahl vorherrschender DRU-HGÜ-Verbindungen in Form vier betrachteter Ausführungsvarianten, jeweils neun beispielhafte Benchmark-Ereignisse pro Variante simuliert und deren Ergebnisse analysiert. Die Bandbreite der Benchmark-Ereignisse reichte von Änderungen des Spannungswertes und der Windpark-Einspeiseleistung bis hin zu Kurzschlüssen sowie Windpark-, HGÜ- und Kabelsystemausfällen. In jedem der untersuchten Fälle gewährleistete das Regelungskonzept inhärent das Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes, zudem konnte kein Auftreten unzulässig erhöhter Konverterstrom-Momentanwerte beobachtet werden.

Lagen einzig VSC-HGÜ-Verbindungen vor, so zeigte das Regelungskonzept eine äußerst zügige Regeldynamik, wobei die Gesamtheit der Verbindungen als Slack fungierte. Der Einfluss der Regeldynamikreduktion aufgrund ausgefallener oder regelungstechnisch in ihrer Wirkleistungsübertragung begrenzter HGÜ-Verbindungen erwies sich als gering. Unter Einsatz von DRU- anstelle ausgewählter VSC-HGÜ-Verbindungen offenbarte sich zunächst eine grundsätzliche Reduktion der Regeldynamik, welche auf die Rückkopplung des einzuregelnden Spannungswertes auf die Wirkleistungsflussverteilung zurückgeführt werden konnte. Während die über die DRU-HGÜ-Verbindungen transportierte Wirkleistung über die Höhe der konzeptseitig eingeregelter Spannung steuerbar verblieb, agierten die beteiligten VSC-HGÜs weiterhin als gemeinsamer Slack. Auftretende Wirkleistungsflussverschiebungen bewiesen dabei sowohl die Zuverlässigkeit der regelungstechnisch implementierten Wirkleistungsbegrenzung der VSC-HGÜs als auch des inhärenten Pendantes der DRU-HGÜs. Nachteilige Auswirkungen der Spannungsabhängigkeit der Übertragungsleistung von DRU-HGÜs, über die Regeldynamikreduktion hinaus, zeigten sich im Nachgang von schwerwiegenden Ereignissen wie Kurzschlüssen in Form ausgeprägter Ausgleichsvorgänge, wobei dennoch stets zeitnah die Rückkehr in einen stabilen Arbeitspunkt erfolgte. Aufgrund der bei Beteiligung von DRU-HGÜs grundsätzlich reduzierten Regeldynamik erwiesen sich VSC-HGÜ-Ausfälle und -Wirkleistungsbegrenzungen erwartungsgemäß als die Arbeitspunkterreichung weiter verzögernd. Derartige Effekte waren besonders ausgeprägt bei ohnehin geringer Anzahl an VSC-HGÜ-Verbindungen. Insofern einzig VSC-HGÜ-Verbindungen mit Wirkstrom-Partizipationsfaktoren kleiner eins noch als Slack fungierten, offenbarte sich die Gefahr eines wind-up der übergeordneten Spannungsregelung mit den Konsequenzen einer stationären Spannungserhöhung und unvollständigen Ausschöpfbarkeit der eigentlich noch verfügbaren Übertragungsleistung. Auch in solchen Fällen war jedoch die inhärente Stabilität stets weiterhin gegeben. Als Lösungsansatz zur Vermeidung regeldynamikreduzierender Auswirkungen der Wirkleis-

tungsbegrenzung sowie des wind-up-Effektes wurde der alternative Einsatz einer übergeordneten Wirkstrombegrenzung in der Spannungsregelung anstelle der lokalen Wirkleistungsbegrenzung in der Stromregelung skizziert. Diese Begrenzung schlägt durch Limitierung reduzierte Beiträge den verbliebenen, noch unlimitierten Beitragsforderungen der übrigen Konverter unter Verwendung von deren Partizipationsfaktoren als Verteilungsschlüssel zu, die Kompensation fehlender Beiträge von ausgefallenen Converttern hingegen bedürfte komplexerer Maßnahmen über eine solche Aufteilungslogik hinaus.

Für die Untersuchung der Regelungskonzeptierung im Rahmen des länderübergreifenden Wirkleistungshandels wurden zunächst das inhärente Erreichen eines stabilen Arbeitspunktes bei Einspeiseleistungsänderungen der Windparks sowie die anschließende Möglichkeit der Steuerung der Leistungsflussverteilung als Grundvoraussetzungen identifiziert. Für die Steuerung der Leistungsflussverteilung wurde eine dem Regelungskonzept übergeordnete Einheit vorgesehen und deren hierfür zu beobachtende Größen sowie erforderlichen Ausgangssignale herausgearbeitet. Die Erfüllung des inhärenten Erreichens eines stabilen Arbeitspunktes wurde bereits im Rahmen der vorangegangenen Untersuchung des Regelungskonzeptverhaltens ergründet, jedoch noch ohne Wirkleistungsflussumkehr einer VSC-HGÜ-Verbindung. Zur Vervollständigung des Nachweises beider Grundvoraussetzungen erfolgte anschließend der simulative Nachweis der inhärenten Stabilität auch bei Wirkleistungsflussumkehr einer VSC-HGÜ-Verbindung unter Betrachtung je zweier Arbeitspunkte in allen vier Ausführungsvarianten, wofür jeweils sowohl eine Erhöhung als auch eine Verringerung der Windpark-Einspeiseleistung Anwendung fanden.

Hierbei erwies sich das Regelungskonzept auch Partizipationsfaktoren besonders ungleicher Gewichtung und unterschiedlichen Vorzeichens gegenüber als äußerst robust, die inhärente Stabilität war in sämtlichen betrachteten Fällen gegeben. Zur Vermeidung eines wind-up der Spannungsregelung aufgrund unzureichender Übertragungsleistungsreserven der als Slack agierenden, exportierenden VSC-HGÜ-Verbindungen wurde jedoch eine zusätzliche Aufgabe der übergeordneten Einheit identifiziert: Auf Basis der erfassten Übertragungsleistungen der Offshore-Konverter der VSC-HGÜs ist dynamisch auf einen drohenden negativen Gesamt-Partizipationsfaktor zu achten. Diesem ist, präventiv oder kurativ, durch gezielte Eingriffe in die Leistungsverteilung entgegenzuwirken. Da in Abhängigkeit der Priorisierung von Wirkleistungshandel oder Windpark-Wirkleistungseinspeisung hierfür zusätzlich eine gezielte Einschränkung der Windpark-Wirkleistungseinspeisung erforderlich sein kann, wurde für die übergeordnete Einheit zusätzlich ein entsprechendes Ausgangssignal vorgesehen. Der konkrete Aufbau der übergeordneten Einheit kann auf Basis dieser Erkenntnisse künftig anhand der sich herauskristallisierenden regulatorischen Randbedingungen erfolgen.

Insgesamt erweist sich das ohne Phasenregelschleifen und Fault-Ride-Through-Mechanismen auskommende Offshore-Regelungskonzept als äußerst robust, stabil und mit Blick auf die (stets identisch verbliebenen) Regelungsparameter als sehr universell einsetzbar, insbesondere hinsichtlich der Verwendung sowohl mit VSC- als auch DRU-HGÜ-Verbindungen. Gleichzeitig erfüllt es die Grundvoraussetzungen für den perspektivischen Einsatz im Rahmen des länderübergreifenden Wirkleistungshandels.

Das Regelungskonzept bietet somit eine vielversprechende und sehr fundierte Ausgangsbasis für den finalen Arbeitsschritt 2.4 des Arbeitspaketes 2 von NSON II, in welchem die regelzonenübergreifende Bereitstellung von Regelleistung sowie synthetischer Schwungmasse genauer zu betrachten sind.

Als Gegenstand künftiger Untersuchungen bietet sich der Einbau der vorgeschlagenen Aufteilungslogik innerhalb der Spannungsregelung und dessen Abwägung gegenüber der derzeitigen Implementierung von Übertragungsleistungsgrenzen an. Ebenso sind grundsätzliche Überlegungen bezüglich der Umsetzung der Emergency Power Control in Offshore-Netzen derartiger Topologie anzustellen. Beide Punkte sind jedoch nicht mehr Gegenstand des verbleibenden Arbeitsschrittes in NSON II und sollten daher über die Projektlaufzeit hinaus weiterverfolgt werden.



## 6 Quellenverzeichnis

- [1] D. Mende, *NSON II*. [Online]. Verfügbar unter: [www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/lau-fende/NSON\\_II.html](http://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/lau-fende/NSON_II.html) (Zugriff am: 2. Mai 2022).
- [2] D. Mende *et al.*, „NSON II: Next Steps in Economical Connection and International Integration of Offshore Wind Energy in the North Seas“ in *DIGITAL PROCEEDINGS of the 19th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants: 11 - 12 November 2020*, T. Ackermann und U. Betancourt, Hg., 1. Aufl., Darmstadt: Energynautics GmbH, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-633294.html>
- [3] M. Herrmann und L. Hofmann, „AP 2: ANLAGEN- UND SYSTEMREGELUNG AS 2.2: Entwicklung von Regelungskonzepten zum Parallelbetrieb von HGÜ-Umrichterstationen“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-644047.html>. Zugriff am: 2. Mai 2022.
- [4] M. Herrmann, J. Jurczyk, C. Rathke, D. S. Stock, D. Mende und Y. Harms, „AP 2: ANLAGEN- UND SYSTEMREGELUNG AS 2.1: Analyse: Herausforderungen des parallelen und vermaschten Betriebs von HGÜ- Umrichterstationen und aktuelle Regelungskonzepte für Offshore-Netze“, 2020.
- [5] *Dogger Bank Wind Farm*. [Online]. Verfügbar unter: <https://doggerbank.com/> (Zugriff am: 2. Mai 2022).
- [6] M. Schneider, „Offshore-Netzentwicklung der Nordsee in einem mittelfristigen Energieszenario zur langfristigen Treibhausgasneutralität in Europa“. Masterarbeit, Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2021.
- [7] DlgSILENT GmbH, *Home - DlgSILENT*. [Online]. Verfügbar unter: [www.digsilent.de/de/](http://www.digsilent.de/de/) (Zugriff am: 2. Mai 2022).
- [8] Python Software Foundation, *Download Python | Python.org*. [Online]. Verfügbar unter: [www.python.org](http://www.python.org) (Zugriff am: 2. Mai 2022).
- [9] A. W. Korai, *Dynamic performance of electrical power systems with high penetration of power electronic converters : analysis and new control methods for mitigation of instability threats and restoration*. Duisburg, Essen: Universität Duisburg-Essen, 2019.
- [10] TenneT TSO GmbH, „Offshore-Netzanschlussregeln“, Aug. 2019. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/The\\_Electricity\\_Market/German\\_Market/Grid\\_customers/NAR\\_Offshore\\_2019.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_customers/NAR_Offshore_2019.pdf). Zugriff am: 2. Mai 2022.
- [11] DlgSILENT GmbH, „Technical Reference Documentation Rectifier / Inverter: ElmRec, ElmRecmono, TypRec“. Revision 2, 2019.
- [12] Ö. Göksu, N. A. Cutululis, M. Altin, O. Saborio-Romano, R. Blasco-Gimenez und S. Bernal-Perez, „PROMOTioN Deliverable 3.2: Specifications of the control strategies and the simulation test cases“, 31. März 2017. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D3.2\\_Specifications\\_Control\\_strategies\\_and\\_simulation\\_test\\_cases.pdf](https://www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D3.2_Specifications_Control_strategies_and_simulation_test_cases.pdf). Zugriff am: 2. Mai 2022.
- [13] J. L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnaltes-Gomez, M. Aragues-Penalba und O. Gomis-Bellmunt, „Control of the Parallel Operation of VSC-HVDC Links Connected to an Offshore Wind Farm“, *IEEE Trans. Power Delivery*, Jg. 34, Nr. 1, S. 32–41, 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2841908.
- [14] M. Herrmann und L. Hofmann, „Enhancement of a Control Concept for Parallel HVDC Link Operation to Increase Flexibility for Offshore Wind Park Grid Connections“ in *2021 12th International Renewable Energy Congress (IREC)*, Hammamet, Tunisia, 10/26/2021 - 10/28/2021, S. 1–8, doi: 10.1109/IREC52758.2021.9624882.
- [15] H. Weber, P. Baskar und N. Ahmed, „Power system control with renewable sources, storages and power electronic converters“ in *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Lyon, 2018, S. 1272–1278, doi: 10.1109/ICIT.2018.8352361.



- [16] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg und P. Rodríguez, „Control of Power Converters in AC Microgrids“, *IEEE Trans. Power Electron.*, Jg. 27, Nr. 11, S. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [17] T. Qoria *et al.*, „MIGRATE Deliverable 3.2: Local control and simulation tools for large transmission systems“, 17. Dez. 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.h2020-migrate.eu/\\_Resources/Persistent/5c5beff0d5bef78799253aae9b19f50a9cb6eb9f/D3.2%20-%20Local%20control%20and%20simulation%20tools%20for%20large%20transmission%20systems.pdf](https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/5c5beff0d5bef78799253aae9b19f50a9cb6eb9f/D3.2%20-%20Local%20control%20and%20simulation%20tools%20for%20large%20transmission%20systems.pdf). Zugriff am: 2. Mai 2022.
- [18] M. Lopez, F. Briz, A. Zapico, D. Diaz-Reigosa und J. M. Guerrero, „Operation of modular multi-level converters under voltage constraints“ in *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Montreal, QC, Canada, 2015, S. 3550–3556, doi: 10.1109/ECCE.2015.7310162.
- [19] T. Qoria, F. Gruson, F. Colas, X. Kestelyn und X. Guillaud, „Current limiting algorithms and transient stability analysis of grid-forming VSCs“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 189, S. 106726, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106726.
- [20] J. Leis, *Communication systems principles using MATLAB*. Hoboken, NJ: Wiley, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781119470663>
- [21] S. Zhang, *Handbook of 3D machine vision: Optical metrology and imaging*. Boca Raton, London, New York: CRC Press, 2013.
- [22] DIgSILENT GmbH, „PowerFactory 2019 Benutzerhandbuch: Revision 5343“, 2019.
- [23] M. Bastert und G. Deiml, „Technische Spezifikation Emergency Power Control (EPC) Systemautomatik“, Bayreuth, 6. Apr. 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://platform.negometrix.com/doc/6756ddf2-e6ff-4bbc-9ca6-08c31185126d/09.%20TS-HGU-150.pdf>. Zugriff am: 2. Mai 2022.