

Auswirkungen zukünftiger Nordsee-Offshore-Windparks und Nord-Süd-HGÜ-Übertragungstrecken auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz

Dipl.-Ing. Yannick Rink, Dr.-Ing. Michael Suriyah, Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried
Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH)

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Engesserstr. 11,

Tel.: 0721 / 608-43058, Fax 0721 / 695224

yannick.rink@kit.edu

www.ieh.kit.edu

1. Einleitung

Bis zum Jahr 2023 werden im deutschen Übertragungsnetz schrittweise 12 GW an installierter grundlastfähiger Leistung durch Kernkraftwerke vom Netz gehen; 8 GW davon im Süden Deutschlands. Im gleichen Zuge gibt der Ausbaupfad für Offshore-Windkraft in der Nordsee bis 2025 eine installierte Gesamtleistung von 8,9 GW vor. In diesem Beitrag wird der Einfluss geplanter Nord-Süd-HGÜ-Übertragungstrecken zum Abtransport zukünftiger Offshore-Windenergie aus der Nordsee auf die stationären Leistungsflüsse im umliegenden AC-Transportnetz anhand verschiedener Szenarien untersucht. Im Zentrum der Analyse steht der Einfluss auf Leitungsauslastungen im Übertragungsnetz, sowie Spannungswinkel und Spannungsbeträge in der Nähe der HGÜ-Umrichterstationen.

2. Modellierung des Übertragungsnetzes

Als Grundlage der entwickelten Szenarien und der durchgeführten Leistungsflussberechnungen dient ein aus öffentlich verfügbaren Daten entwickeltes statisches Netzmodell (Stand Dezember 2015) der Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH [1], [2]. Die benachbarten Regelzonen der Amprion GmbH und 50Hertz Transmission GmbH

sowie Regelzonen von angrenzenden Nachbarstaaten werden über Kuppelleitungen bilanziert, da sich sowohl die installierten Offshore-Windparks in der Nordsee als auch die geplanten HGÜ-Trassen in den Regelzonen der TransnetBW und Tennet befinden (Abb. 1).

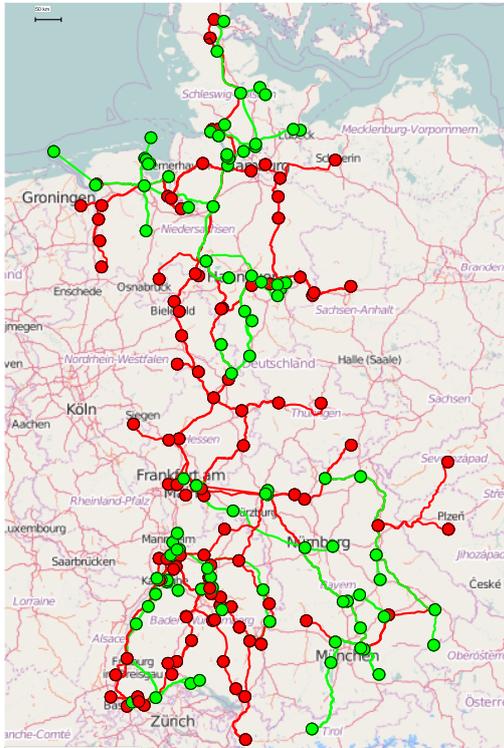


Abb. 1: Modell des Übertragungsnetzes
(rot: 380 kV, grün: 220 kV)

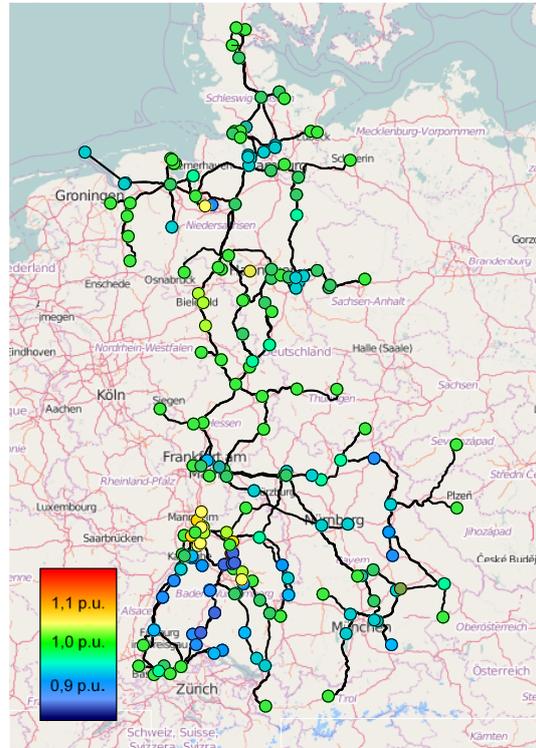


Abb. 2: Spannungsbeträge im Referenzszenario 2015

Die Topologiedaten des statischen Übertragungsnetzmodells können Tab. 1 entnommen werden.

Betriebsmittel	Anzahl
Knotenpunkte / SS (380 kV und 220 kV)	233
Leitungen (380 kV und 220 kV)	334
Transformatoren (380 / 220 kV)	36
Einspeisepunkte	42
Lastknotenpunkte	146

Tab. 1: Topologiedaten Netzmodell

3. Szenarien

Als Basisfall wurde ein festgesetztes retrospektives Einspeise- und Lastszenario ohne HGÜ-Systeme zum Zeitpunkt 19.01.2015 11 Uhr definiert. Ausgehend von

diesem Basisfall wurde ein Szenario 2023 formuliert, welches die Entwicklung im Erzeugungsmix, die Integration von HGÜ-Übertragungssystemen und die Netzausbaumaßnahmen im AC-Netz abbildet. Einspeise- und Lastdaten sowie grenzüberschreitende Leistungsflüsse der beiden Regelzonen für das Basisszenario wurden [4] entnommen und sind Tab. 2 dargestellt.

	TransnetBW	Tennet
Vertikale Netzlast + Verluste	5,94 GW	10,62 GW
Import/Export	2,74 GW	5,72 GW
Windkraft + Photovoltaik	0,93 GW	1,66 GW
Gesamtlast	9,61 GW	18,00 GW

Tab. 2: Netzkennzahlen Basisszenario 2015

In den Abbildungen Abb. 3 und Abb. 4 sind die in der Berechnung verwendeten Erzeugungsanlagen nach Primärenergieträgern in den Szenarien 2015 und 2023 dargestellt. Der Wegfall an Leistung durch Kernkraftwerke wird überwiegend durch Offshore-Windkraft und Gaskraftwerke ersetzt. Bei der Projektion des Lastfalls von 2015 auf 2023 wird wegen der Kompensation eines leichten Verbrauchszuwachses durch Energieeffizienzmaßnahmen eine gleichbleibende Netzbelastung bei der Berechnung angenommen. Abb. 2 zeigt die Beträge der Spannungen an den Knotenpunkten innerhalb der Grenzen des zulässigen Toleranzbandes von +/- 10 % der Nennspannung für das Basisszenario.

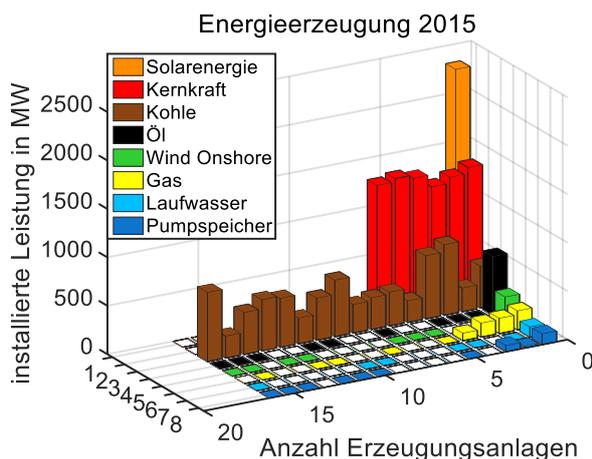


Abb. 3: Einspeisungen Basisszenario 2015

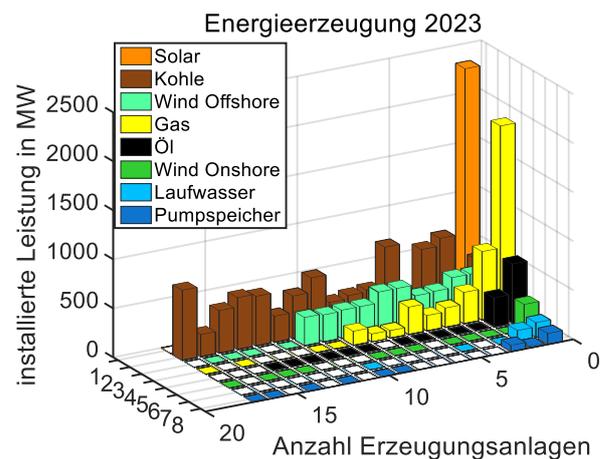


Abb. 4: Einspeisungen Szenario 2023

Es wird angenommen, dass die Offshore-Windparks in der Nordsee aufgrund des Wake-Effekts und technologiebedingter Verfügbarkeitseinschränkungen mit maximal

90 % der installierten Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt in das Netz einspeisen können. Mit dieser Restriktion wurde ein 90 %-Starkwindszenario und ein 50 %-Schwachwindszenario entwickelt. Für das Jahr 2023 wird von einer maximalen installierten Offshore-Leistung von 3,9 GW ausgegangen, welche in Betrieb stehende und in der Bauphase befindliche Projekte beinhaltet und insgesamt 13 Windpark-Cluster umfasst [3]. Die konservative Abschätzung im Vergleich zu den Ausbauzielen erklärt sich durch eine Vernachlässigung lediglich genehmigter oder in der Planungsphase befindlichen Projekte. Abb. 5 zeigt die im Szenario 2023 dem Netzmodell hinzugefügten Offshore-Windparks mit AC- und DC-Netzanbindung sowie die geplanten HGÜ-Korridore.

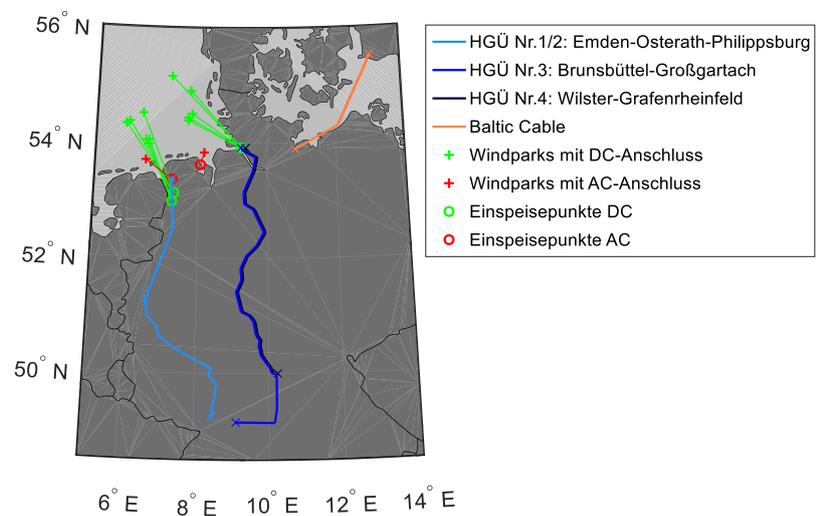


Abb. 5: Zukünftige Offshore-Windparks Nordsee und HGÜ-Korridore

4. Ergebnisse

In den Abbildungen Abb. 6 und Abb. 7 sind die Auslastungen für die 220 kV und 380 kV Leitungen im Übertragungsnetz aus den stationären Netzberechnungen für das Basisszenario und das Starkwindszenario ($P_{\text{Wind}} = 90\%$ von $P_{\text{installiert}}$) dargestellt. Im Basisszenario werden einige Leitungen für den betrachteten Lastfall mit über 100 % belastet. Der überwiegende Anteil befindet sich bei unter 50 % Auslastung. Im Starkwindszenario 2023 ergeben sich nur geringfügige Änderungen bedingt durch den AC-Netzausbau und den Abtransport der Leistung im Norden über die HGÜ-Systeme.

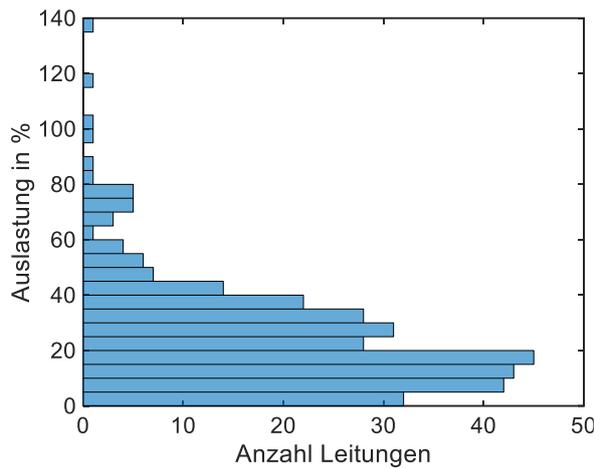


Abb. 6 Leitungsauslastung Basisszenario 2015

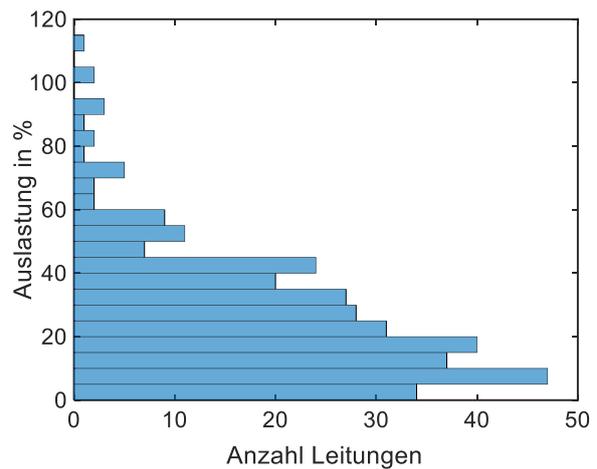


Abb. 7 Leitungsauslastung Szenario 2023 Starkwindszenario P = 90 %

In den Abbildungen Abb. 8 und Abb. 9 ist der Einfluss der Wirkleistungseinspeisung und -entnahme auf die Winkel der Spannungen an den Sammelschienen in unmittelbarer Umgebung zu den HGÜ-Umrichterstationen für das 50%-Schwachwindszenario und das 90%-Starkwindszenario gezeigt.

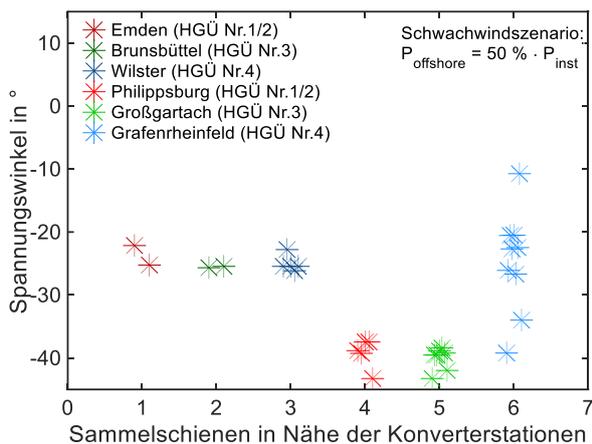


Abb. 8: Spannungswinkel Schwachwind

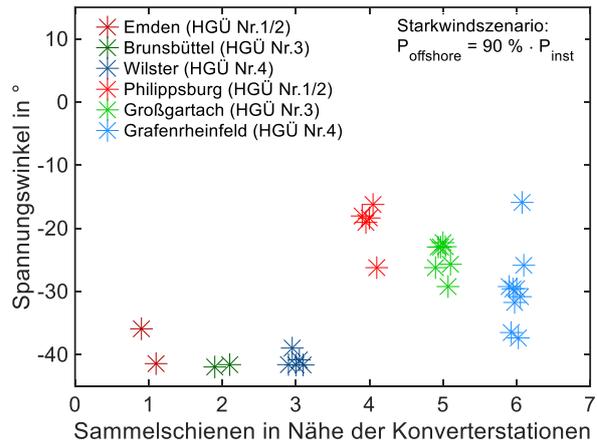


Abb. 9: Spannungswinkel Starkwind

Eine Zunahme des Leistungstransportes über die HGÜ-Strecken bewirkt demnach eine betragsmäßige Zunahme der Winkel im umliegenden AC-Netz der Entnahmepunkte im Norden, während die Winkel an den Einspeisepunkten im Süden betragsmäßig abnehmen. Des Weiteren ist die Änderung der Winkel von der Verteilung der Einspeisepunkte und Einspeisehöhe von Erzeugungsanlagen in der elektrischen Nähe der Umrichterstationen abhängig. Insgesamt besitzen die Leitungswinkel ausreichende Reserve zur Stabilitätsgrenze.

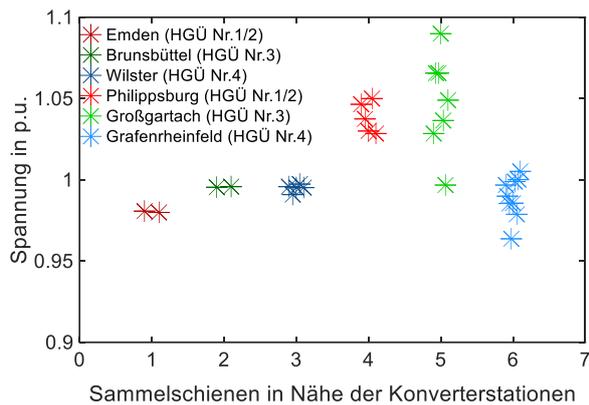


Abb. 10: Spannungsbeträge bei Q = 10 %

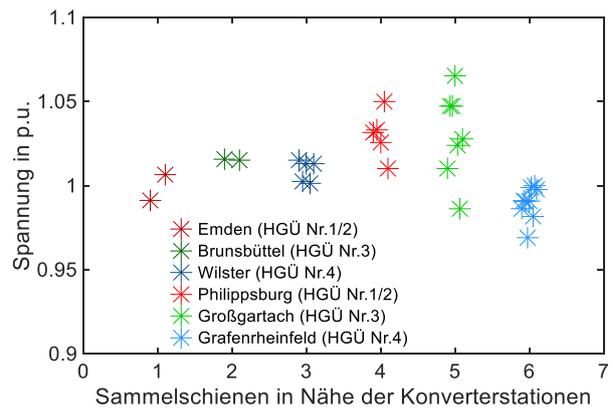


Abb. 11: Spannungsbeträge bei Q = 25 %

Die Möglichkeit mittels auf MMC-Technik basierten Umrichtersystemen innerhalb ihrer Betriebsgrenzen unabhängig Wirk- und Blindleistung in das AC-Netz einzuspeisen und somit zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz beizutragen, zeigen die Abbildungen Abb. 10 und Abb. 11 (Q in % der Nennscheinleistung). Je nach kapazitiver oder induktiver Blindleistungseinspeisung kann das Spannungsprofil an den umliegenden Sammelschienen angehoben oder abgesenkt werden und somit der Abstand zu Toleranzgrenzen vergrößert werden.

5. Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag wurden die Einflüsse von Nordsee-Offshore Windparks und HGÜ-Übertragungssystemen auf stationäre netzbetriebsrelevante Parameter im Übertragungsnetz gezeigt. Mittels verschiedener Einspeiseszenarien in Form eines Stark- und Schwachwindszenarios wurde demonstriert, dass im Zuge von statischen Stabilitätsuntersuchungen zukünftiger AC/DC-Hybridnetze die stationären Arbeitspunkte von HGÜ-Übertragungssystemen in die Stabilitätsanalyse miteinbezogen werden müssen.

6. Quellen

- [1] <http://www.tennetso.de/>
- [2] <https://www.transnetbw.de/>
- [3] Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, zweiter Entwurf
- [4] <https://transparency.entsoe.eu/>