

# SYSTEMKONZEPTE VON DC-VERTEILNETZEN – ERHÖHUNG DER ANSCHLUSSLEISTUNG VON WIND- PARKS

**Matthias NILGES<sup>1</sup>, Sebastian KRAHMER<sup>1</sup>, Robert ADAM<sup>1</sup>, Karsten BACK-  
HAUS<sup>1</sup>, Christian HILDMANN<sup>1</sup>, Stephan RUPP<sup>2</sup>, Peter SCHEGNER<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Technische Universität Dresden, IEEH, 01069 Dresden, +49 351 463 33202,  
ieeh\_ev\_sek@tu-dresden.de, <https://tu-dresden.de/ing/elektrotechnik/ieeh>

<sup>2</sup> Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Falkensteinstraße 8, 93059 Regensburg,  
+49 941 4090 0, [info@reinhausen.com](mailto:info@reinhausen.com), [www.reinhausen.com](http://www.reinhausen.com)

**Kurzfassung:** Im Rahmen des Forschungsprojekts AC2DC werden Konzepte sowie deren Umsetzbarkeit zum Betrieb von DC-Verteilnetzen auf Basis konventioneller Nieder- und Mittelspannungs-AC-Kabeltechnik untersucht. Notwendige Systemkonzepte wurden auf Basis physikalischer und technischer Rahmenbedingungen festgelegt sowie umfangreiche Studien zur Strom- und Spannungsbelastbarkeit neuer und betriebsgealterter Kabel durchgeführt. Die Ergebnisse der Belastungsstudien zeigen ein enormes Potential für den Betrieb herkömmlicher AC-Kabel unter DC. Bei einem abschließenden Vergleich des DC-Konzepts mit einem 110-kV-AC-Netz konnten die großen Vorteile eines DC-Netzes herausgestellt werden. Die zugehörige Wirtschaftlichkeitsanalyse beweist die Zukunftsfähigkeit der DC-Netzkonzepte.

**Keywords:** HVDC, MVDC, DC, AC2DC, Windpark, XLPE, Kabel

## 1 Einleitung

### 1.1 Energiewende als Herausforderung für die Systemstabilität

Im Zuge der Energiewende sollen zukünftig in Deutschland viele große Kraftwerke abgeschaltet und durch vornehmlich stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen (EZA) ersetzt werden. Damit einhergehend verringert sich ein erheblicher Anteil von Betriebsmitteln, die planbar netzstabilisierende Systemdienstleistungen wie Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung sowie Blindleistung bereitstellen [1]. Um zukünftig die Primär- und Sekundärregelleistung zur Verfügung zu stellen, existieren bereits mehrere Strategien wie z. B. der Einsatz von Lithium-Ionen-Batteriespeicher der MW-Klasse [2, 3]. Diese stützen jedoch vornehmlich das Netz dynamisch, ersetzen aber die wegfallenden Kraftwerke als netzbildende Elemente nicht. In ersten Lösungsansätzen werden als Alternative hierzu wasserstoffbasierte Kraftwerke untersucht [4, 5]. Diese bestehen aus Elektrolyseanlagen und Brennstoffzellen, um so den dynamischen Leistungsbedarf im Netz folgen zu können. Auch hier wird die Momentan- und Minutenreserve durch Energiespeicher bereitgestellt. Die Installation ausreichender Kapazitäten

von netzbildenden Elementen ist nach [6] notwendig um Stabilitätsproblemen im Normalbetrieb und bei einem Systemsplit entgegen zu wirken. Unter anderem daraus motiviert sich die Forderung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), dass zukünftig alle neuen, am Übertragungsnetz angeschlossenen Stromrichter (z. B. STATCOM mit SuperCap, HGÜ, direkt angeschlossene EZA) ausschließlich mittels netzbildender Regelungskonzepte umgesetzt werden [7]. Diese Entwicklung, als auch der damit einhergehende Bedarf an hohen Leistungstransiten, spiegelt sich ebenso in den Verteilnetzen.

## 1.2 Zielsetzung des Projektes AC2DC

Vor dem bestehenden Hintergrund werden die Netzbetreiber der elektrischen Verteilnetze (VNB) das gesamte Potenzial der Netzoptimierung ausschöpfen müssen und möglicherweise sogar gezwungen sein, unkonventionelle Netzverstärkungen einzusetzen. An dieser Stelle versucht das Forschungsprojekts AC2DC ein Beitrag zu leisten, indem Umnutzungskonzepte von AC-Kabeln und die DC-Anbindung von EZAs im Bereich der Niederspannung (NS) und Mittelspannung (MS) untersucht werden. Dabei widmet sich das Projekt im Detail

- der Erhöhung der Übertragungskapazität von AC-Kabeln durch einen DC-Betrieb,
- den damit einhergehenden experimentellen Untersuchungen zur Spannungsfestigkeit und Strombelastbarkeit von DC-belasteten AC-Kabeln,
- der Netzkonfiguration im Punkt-zu-Punkt- und Multiterminalbetrieb sowie
- der Wirtschaftlichkeit am Beispiel eines Windparks (WPs) mit DC-Anschluss.

Grundlegende Untersuchungen zur übertragbaren Leistung und den Herausforderungen bei der DC-Umnutzung von AC-Kabeln wurden bereits in [8] veröffentlicht und werden in diesem Beitrag fortgeführt. In Kapitel 2 werden Ergebnisse aus den experimentellen Belastbarkeitsuntersuchungen präsentiert, während im darauffolgenden Kapitel resultierende DC-Systemkonzepte abgeleitet werden. Der Beitrag schließt mit dem Systembeispiel eines WPs mit MS-DC-Anbindung und einer diesbezüglichen Wirtschaftlichkeitsanalyse.

## 2 AC-Kabel bei DC-Einsatz: Ergebnisse experimenteller Belastbarkeitsuntersuchungen

Die Umwidmung von für den AC-Betrieb ausgelegten Kabeln auf einen DC-Betrieb ist motiviert durch die potentiell höhere übertragbare Leistung. Um diesbezüglich ein Optimum zwischen Betriebssicherheit, Langzeitverhalten und Übertragungsleistung zu identifizieren, wurden experimentelle Untersuchungen hinsichtlich ihrer Strom- und Spannungsbelastbarkeit durchgeführt.

### 2.1 Strombelastbarkeit

Die Strombelastbarkeit von Kabeln ist maßgeblich durch dessen zulässige Erwärmung bestimmt. Aber auch die Garnituren und Kontakte müssen den Beanspruchungen bei DC standhalten. Entsprechend werden nachfolgende Untersuchungen zum Einfluss von DC auf die Kabel und Verbindungstechnik vorgestellt.

### 2.1.1 Kabelerwärmung

Die Kabelerwärmung wird maßgeblich durch die im Kabel umgesetzte Verlustleistungen bestimmt. Hierzu zählen resistive Verluste in den Leitern und im Schirm, aber auch Verluste in den Dielektrika aufgrund hoher Verschiebungsströme. Im Gegensatz zum AC-Betrieb entfallen beim idealen DC-Betrieb einige dieser Wärmequellen: Verschiebungsströme im Dielektrikum, Leiterströme aufgrund induzierter Spannungen und zusätzliche Verluste aufgrund von Feldverdrängungseffekten. Es ist daher zu erwarten, dass sich der Wärmeeintrag bei DC-Betrieb verringert. Dem wirken jedoch dem DC überlagerte hochfrequente AC-Anteile entgegen, die aufgrund der leistungselektronischen Schaltheftungen zusätzlich in die Kabelstrecken emittiert werden. Für diese AC-Anteile nimmt der Leitungswiderstand aufgrund des Wechselfeldes und der damit einhergehenden Feldverdrängungseffekte tendenziell mit der Frequenz zu. Entsprechend wurden auf Basis der in Kapitel 3 dargestellten Kabelbelegungen Untersuchungen zur maximalen Strombelastung der Kabel zur Einhaltung der zulässigen Übertemperaturen durchgeführt.

Anhand eines beispielhaften Spektrums eines Stromrichter-Ausgangsstromes mit überlagerten AC-Anteil wurden die Verlustleistungen der ausgesuchten NS- und MS-Kabeltypen mit 2-D-FEM-Modellen berechnet. Die Ergebnisse ergeben trotz des überlagerten AC-Anteils eine leicht erhöhte Strombelastbarkeit. Auf 3-D erweiterte FEM-Modelle zur zusätzlichen Betrachtung von leiterlängenabhängigen Prozessen (z.B. Zirkulationsströme in den unbelasteten Leitern) zeigen im Vergleich zu den Ergebnissen der 2-D-Modelle noch einmal leicht erhöhtes Strombelastbarkeitspotential. Grund hierfür sind die höheren Zirkulationsströme in den PE-Leitern (NAYY) bzw. Schirmen (NA2XS(F)2Y) bei AC-Belastung. Derzeit gibt es noch keine Grenzwerte zu hochfrequenten AC-Anteilen in DC-Netzen, so dass bei andersartiger Belastung die Verlustleistungen im Kabel durchaus jener im AC-Betrieb entsprechen kann. Daher wird bei derzeitigem Stand eine Erhöhung des DC-Betriebsstromes gegenüber dem AC-Betrieb nicht empfohlen.

### 2.1.2 Kabelgarnituren

Die stromführenden Verbindungen in den Garnituren der Kabelsysteme können kritische Punkte sein. In den Garnituren werden in der Regel Schraubverbinder und -kabelschuhe eingesetzt, um Kabelabschnitte miteinander oder mit weiteren Betriebsmitteln zu verbinden. Abhängig von der Auslegung der Verbindungsstellen sowie der auftretenden Belastungen im Betrieb, kann sich deren anfängliches Kontaktverhalten durch Alterung verändern. Höhere Verbindungswiderstände und in der Konsequenz höhere Temperaturen in den Garnituren wären die Folge. Im Extremfall kann ein Versagen der Verbindungen auftreten, das zum Unterbrechen des Strompfades und dem Ausfall der Kabeltrasse führt. Im Rahmen der Zielstellung des Projekts standen die Fragen, ob die veränderten DC-Belastungsprofile der Ein- bzw. Mehrleiterkabelkonfigurationen (s. Kap. 3) zu einer veränderten thermischen Beanspruchung der Verbindungstechnik führen und ob auch bei DC-Belastung das Langzeitverhalten der Verbindungstechnik stabil ist. Insbesondere hohe Temperaturen forcieren die für die Alterung der stromführenden Verbindungen relevanten physikalischen Mechanismen. Des Weiteren kann bei DC-Belastung mit der Elektromigration ein zusätzlicher Alterungsmechanismus auftreten.

Um dies zu bewerten, wurden in stromdurchflossenen Langzeitversuchen Garnituren für NS- und MS-Kabel untersucht. Es wurden Schraubverbinder in NS-Muffen und in MS-Muffen mit

geometrischer und resistiver Feldsteuerung sowie Schraubkabelschuhe in MS-Endverschlüssen untersucht. Bei den Untersuchungen wurden die Verbindungstemperaturen in der entsprechenden Einbausituation im 60-s-Takt gemessen, die Übertemperaturen daraus berechnet (Gl. (1)) und für definierte Belastungsintervalle statistisch ausgewertet.

$$\Theta(t) = \vartheta_V(t) - \vartheta_U(t) \quad (1)$$

Da insbesondere die veränderte thermische Beanspruchung berücksichtigt werden sollte, war es im Langzeitversuch nicht möglich die Verbindungswiderstände der Prüflinge in den Garnituren zu messen. Veränderungen im Verbindungswiderstand wurden über die Temperatur- bzw. Übertemperaturverläufe der Garnituren bewertet. Die DC-Ströme in den Langzeitversuchen wurden derart eingestellt, dass die Temperatur des Leiters des Kabels im Bereich der zulässigen Betriebstemperatur bei AC von 70 °C für die PVC-isolierten NS-Kabel bzw. 90 °C für die PE-isolierten MS-Kabel liegt. Insgesamt streuten die Temperaturen der Prüflinge aufgrund der zum Teil erheblichen Schwankungen der Umgebungsbedingungen. Daher wurden vorrangig die Übertemperaturen diskutiert, da diesen den Einfluss der Umgebungsbedingungen berücksichtigen. Die Verbindungen in den NS-Garnituren zeigten ein stabiles thermisches Betriebsverhalten (Abbildung 1).

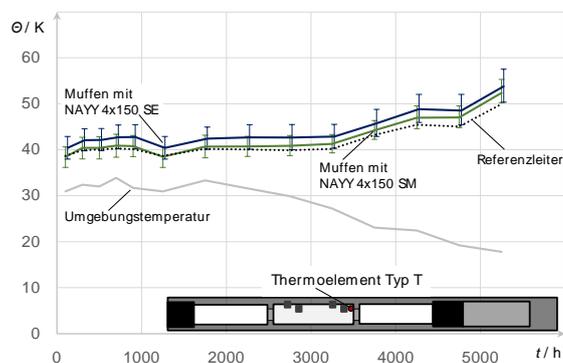


Abbildung 1: Übertemperaturen der Schraubverbinder in den Muffen für NS-Kabel.

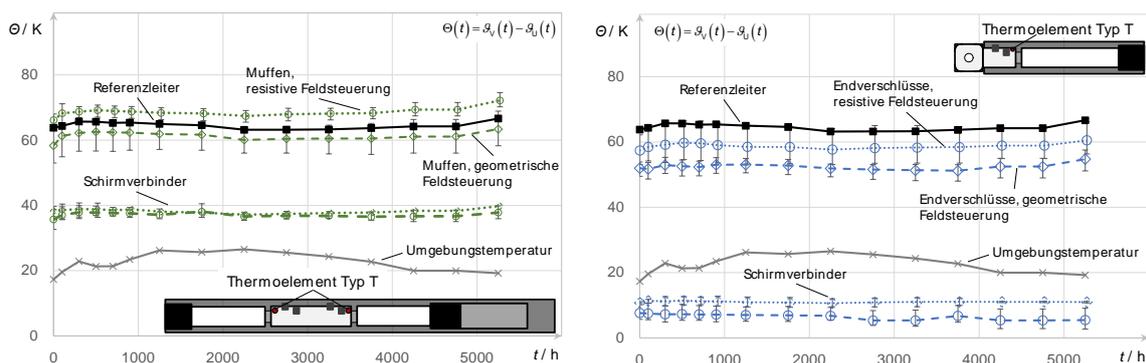


Abbildung 2: Übertemperaturen der Verbindungstechnik in Muffen (li.) und Endverschlüssen (re.) für MS-Kabel.

Das geringe Erhöhen dieser Übertemperaturen geht auf ein Erhöhen der Stromstärke im Versuch zurück, um bei geringen Umgebungstemperaturen weiterhin 70 °C am Referenzleiter zu erreichen. Auch das thermische Betriebsverhalten der Verbindungen in den MS-Garnituren ist insgesamt sehr stabil (Abbildung 2). Die Änderungen der Übertemperaturen sind sehr gering und implizieren ein stabiles elektrisches Langzeitverhalten der Verbindungstechnik. Ein verändertes oder verstärktes Altern der Verbindungen ist bisher nicht festzustellen.

## 2.2 Spannungsbelastbarkeit

Die Isolierungen von AC-Kabeln sind insbesondere in der NS-Ebene stark überdimensioniert, um eine entsprechend hohe Widerstandsfähigkeit gegenüber mechanischer Beanspruchungen zu gewährleisten. Zudem ergibt sich z.B. durch Raumladungen eine andere Feldverteilung gegenüber AC, so dass die Spannungsbelastbarkeit von AC-Kabeln für den DC-Betrieb neu bewertet werden muss.

### 2.2.1 Untersuchungen an NS-Kabeln

Die PVC-Isolierungen von AC-Kabeln in der NS-Ebene sind, wie eingangs erwähnt, elektrisch stark überdimensioniert. Wenn das elektrische Verhalten besser bekannt ist, können Sicherheitsfaktoren reduziert, die Betriebsspannung angehoben und somit die übertragbare Leistung erhöht werden.

Langzeitversuche im Labor zeigen, dass typische NS-AC-Kabel (NAYY 4x150 SA, NAYY 4x250 SE, NAYY 4x240 SM) einer hohen DC-Stehspannung ohne Ausfall standhalten. Je ein 3-m-Kabel-Prüfling der genannten Typen wurde stromlos mit einer positiven bzw. negativen DC-Spannung von  $U=2,5$  kV zwischen je zwei benachbarten Leitern belastet. Über eine Prüfdauer von ca. 5600 h wurde weder ein Durchschlag noch jedwede Form von Erosion festgestellt. Dies ist im Einklang mit den Ergebnissen von [9]. Nach dem derzeitigen Erkenntnisstand kann daher ein sicherer Betrieb der NS-Kabel bis zu den Grenzen des normativen NS-Bereiches (vgl. Kapitel 3, Tabelle 1) ermöglicht werden.

### 2.2.2 Untersuchungen an MS-Kabeln

Praktische Experimente an 20-kV-MS-Kabeltypen (NA2XS(F)2Y RM 150 / RE 150 / RM 240) wurden mit dem Ziel durchgeführt, ebenfalls einen möglichen Langzeitznachweis für die Realisierung zu erbringen, aber auch eine schnelle Markteinführung zu erzielen.

Hierfür wurden neben neuwertigen Kabeln und Garnituren zudem Kabelprüflinge verwendet, die bereits eine Prüfung nach DIN VDE 0276-620 erfahren haben. Diese Prüfung simuliert die Langzeitbelastung einer projektierten Kabellebensdauer. Das so belastete Kabel befindet sich damit quasi an seinem Lebensende. Insgesamt wurden acht 5-m-Prüflinge in einem Dauer-versuch mit einer DC-Spannung von  $U=60$  kV belastet – vier positiv und vier negativ.

Nach der erfolgreichen Durchführung des Versuchs mit über 6700 h Laufzeit sind alle Prüflinge zusätzlich bestromt worden, um einen realen Betrieb zu simulieren. Hierzu wurden die Prüflinge paarweise kurzgeschlossen und ein Strom induktiv eingeprägt. Ein Mikrokontrollergeregelter Stelltransformator fährt dazu eine Strom-Zeit-Belastung gemäß des EVU-Lastprofils derart, dass täglich einmal eine maximale Innenleitertemperatur von ca. 90 °C erreicht wird (siehe Abbildung 3). An keinem der Prüflinge, auch an denjenigen, die bereits nach DIN VDE 0276-620 Prüfung gealtert sind und über keine Endverschlüsse verfügen, sind Erosionserscheinung sichtbar.

Während der stromlose Betrieb als teilentladungsfrei anzusehen ist, treten bei den Prüflingen ohne Endverschluss geringfügige Teilentladungen (TE) an den abgesetzten Enden der äußeren Leitschichten auf. Zum Vergleich, im Falle einer AC-Belastung zünden bei gleicher Spannungsamplitude dezimeterlange Gleitentladungen. Der Grund für das geringe TE-Verhalten bei DC-Belastung ist die Ausbildung signifikanter Raumladungsgebiete auf den feldbeanspruchten Oberflächen.

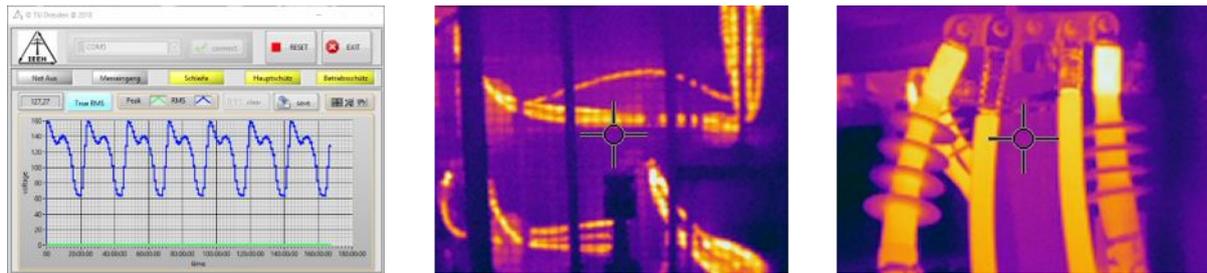


Abbildung 3: Screenshot der IEEH-Software für EVU-Lastprofil, Thermographien der Kabel im Dauerversuch.

Um zudem die Betriebssicherheit zu bestimmen, wurden Kabelproben definiert angebohrt und mithilfe von Nadeln künstliche Fehlerstellen eingebracht. Bei einer AC-Belastung führt dies zu einem gemäß dem Lebensdauergesetz bestimmbar Versagen der Isolierung. Bei den DC-Versuchen konnte jedoch kein Durchschlag provoziert werden. Dies bestätigt einerseits die sehr hohe Belastbarkeit der Kabel bei DC-Betrieb, andererseits erlaubt es an dieser Stelle keine Aussage zu Grenzwerten. Insgesamt decken sich die Ergebnisse der Untersuchungen mit ähnlichen in Abbildung 4 dargestellten Literaturangaben. Die Lebensdauer bei DC- ist um Größenordnungen höher als bei AC-Belastung.

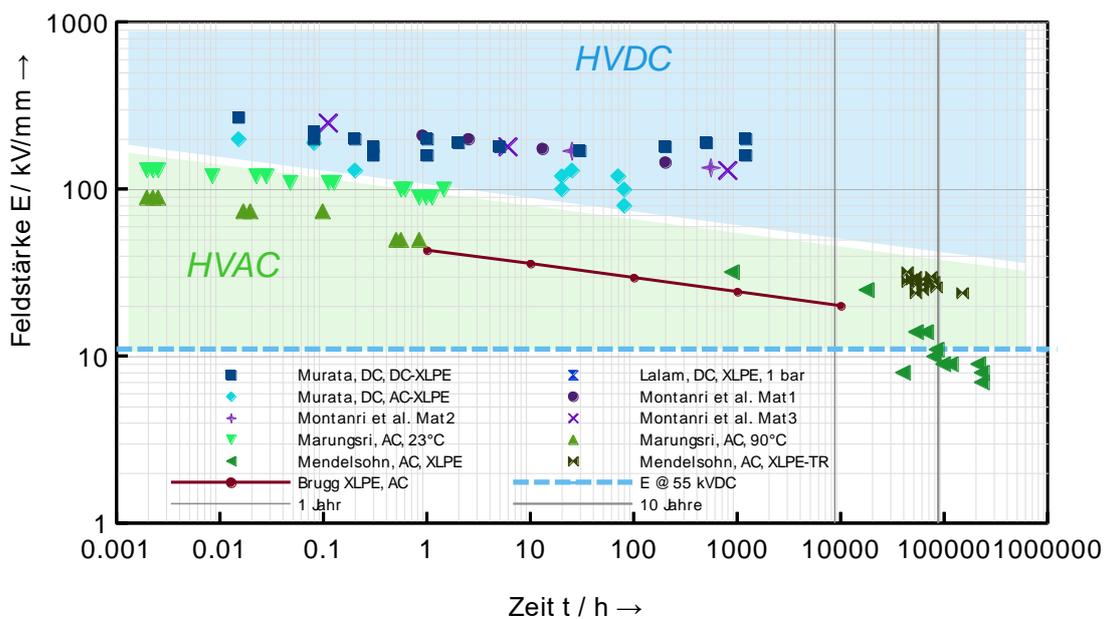


Abbildung 4: Lebensdauer Vergleich bezüglich der Spannungsform für XLPE [10], [11], [12], [13], [14], [15].

Die im Dauerversuch untersuchten Muffen und Endverschlüsse zeigen unter den Versuchsbedingungen ebenfalls ein positives Ergebnis. Offen ist hierbei jedoch noch die Bestimmung von Durchschlag- bzw. Überschlagspannungen zukünftiger MS-DC-Kabel. Sollten auch hier wie bei AC die doppelte bis dreifache Prüfspannung gegenüber der Nennspannung herangezogen werden, ist höchstwahrscheinlich eine Anpassung der Endverschlüsse, insbesondere in puncto Überschlaglänge, notwendig. Einflüsse möglicher MS-DC-typischer Fehlerspannungsformen und Oberflächenverschmutzung auf die elektrische Festigkeit sowie das TE-Verhalten unter DC müssen separat untersucht werden und sollen Gegenstand weiterer Forschungsvorhaben sein.

### 3 DC-Systemkonzepte und deren Anforderungen

Basierend auf den theoretischen Voruntersuchungen in [8] sowie den vielversprechenden Ergebnissen der Belastungsuntersuchungen im vorangegangenen Kapitel können praxisnahe Netzkonfigurationen abgeleitet werden. Nachfolgend werden Kabel- und Netzkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke vorgestellt.

Im Gegensatz zu AC-Netzen existieren in DC-Netzen noch keine breitenwirksam genormten Spannungsebenen. Etablierte MS-DC-Klassen sind vornehmlich in der Schifffahrt vorhanden [16]. NS-DC-Klassen sind gemäß [17] für Bahnnetze etabliert, gleichzeitig sind im dynamischen Bereich der Elektromobilität typische Spannungsebenen von 400 V oder 800 V DC anzutreffen. Im Rahmen des Projekts soll in der NS-Ebene die maximale Differenzspannung von 1,5 kV ausgenutzt und das System entsprechend mit  $\pm 750$  V betrieben werden. Aus den Belastungsversuchen zeigt sich weiterhin, dass 20-kV-AC-Kabel dauerhaft mit bis zu  $\pm 60$  kV DC betrieben werden können. Mit Blick auf das Hochspannungsnetz ist daher im Rahmen des Projekts eine MS-Ebene von  $\pm 55$  kV (Pol-Pol-Spannung im bipolaren Betrieb: 110 kV) geplant. Zudem müssen Rahmenbedingungen wie z. B. beim Schutz das Fehlen eines natürlichen Stromnulldurchgangs, aber auch Problematiken bei Erdströmen, betrachtet werden. So führen DC-Erdströme typischerweise zu einer starken Korrosion von Anlagenerden, sofern diese nicht darauf ausgelegt sind. Zudem können DC-Erdströme auch in benachbarte AC-Systeme einkoppeln und hier zu erheblichen Problemen führen [18]. Folglich müssen DC-Erdströme unterbunden<sup>1</sup> und bezüglich der Kabelbelegung gesondert beachtet werden.

#### 3.1 Kabel- und Netzkonfigurationen in der NS-Ebene

In NS-AC-Netzen mit der weit verbreiteten TN-C-S-Netzkonfiguration ist der PEN-Leiter üblicherweise an jeder zugänglichen Stelle geerdet. Demnach fließen Differenzströme im unsymmetrischen Betrieb parallel durch das Erdreich. Eine Auflösung dieser Struktur wäre mit erheblichen Kosten verbunden, sodass bei der Umwidmung eines solchen AC-Netzes lediglich eine TN-S-DC-Netzkonfiguration möglich ist. Entsprechend folgt für das NS-AC-Vierleiterkabel eine Belegung von +/ -/N/PE unter DC. Hingegen kann bei Neuverkabelung insbesondere für leistungsstarke Verbraucher und Erzeuger auch ein TT-Netz mit +/+/-/- Kabelbelegung eingesetzt werden. Eine symmetrische Belastung ist dann hierbei zwingend erforderlich. Tabelle 1 gibt eine Übersicht anwendbarer Kabel- und Netzkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke.

#### 3.2 Kabel- und Netzkonfigurationen in der MS-Ebene

Im MS-Netz ist die Kabelbelegung hingegen von der galvanischen Kopplung nachgelagerter Netze abhängig. Sind diese, wie bei AC üblich, galvanisch getrennt, ist die Belegung +/-/0; bei Doppelsystemen ist aber auch +++/--- möglich. Wie bei AC-Netzen wird auch hier kein PE-Leiter vorgesehen. Ein unsymmetrischer Betrieb ist bei Mitführung des Neutralleiters möglich und erhöht die Ausfallsicherheit des Systems. Bei einem galvanisch gekoppelten System muss hierbei auch die Netzkonfiguration des nachgelagerten Netzes berücksichtigt werden. Sollte in diesem ein PE-Leiter erforderlich sein, befindet sich der entsprechende Betriebserder an

---

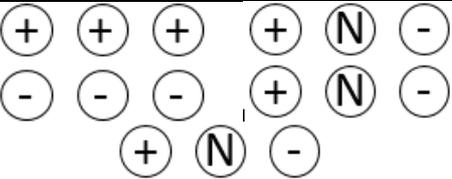
<sup>1</sup> Gemeint ist die dauerhafte Nutzung des Erdreiches als (Rück)-Leiter. Explizit ausgenommen ist der Fehlerfall.

der netzbildenden Kopfstation am Übergang zum AC-Netz. Entsprechend kann es erforderlich sein, dieses Potential mittels eines PE-Leiters im MS-Netz mitzuführen, was nur die Belegung +/-PE bei symmetrischem Betrieb zuließe. Tabelle 2 zeigt Kabelkonfigurationen für galvanisch ge- und entkoppelte MS-DC-Netze.

Tabelle 1: Übersicht möglicher Kabel- und Netzkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke im NS-DC-Netz.

Einsatzzweck	Polkonf.	Spannung	Kabelkonf.	Netzkonf.
Ladeinfrastruktur	unipolar	1,5 kV		TT / IT
	bipolar	±750 V		
Hausversorgung	bipolar	±750 V		TN-S
				TN-S
Industriernetze	bipolar	±750 V		TT

Tabelle 2: Übersicht möglicher Kabelkonfigurationen für verschiedene Einsatzzwecke im MS-DC-Netz.

Einsatzzweck	Polkonf.	Spannung	Kabelkonf.
Galvanisch entkoppelt	bipolar	bis ±55 kV	
			
Galvanisch gekoppelt	bipolar	bis ±55 kV	

#### 4 Systembeispiel: Windparks mit MS-DC-Anbindung

Die Vorgaben der Strommarkttrichtlinie (EU 2019/944) zur marktlichen Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen fordern grundsätzlich, dass auch Verteilnetze bzw. Netznutzer der Verteilnetze bei der Ermittlung von Netzwiederaufbaukonzepten mit in die Überlegungen einbezogen werden müssen [19]. Zusätzlich müssen nichtkonventionelle Energiewandlungsanlagen wie WPs in Zukunft ein breiteres Spektrum zu den Systemdienstleistungen beitragen [20]. Hierbei kann beispielhaft die DC-Anbindung eines WPs Synergien freilegen und bedarf einer wirtschaftlichen Analyse.

#### 4.1 Betrieb eines Windparks im DC-Netz

Leistungsstarke WPs werden u. a. durch MS-AC-Stichleitungen über sogenannte vereinfachte Einspeise-Umspannwerke an das 110-kV-Netz angeschlossen resp. eingeschleift. Steigende Leistungsklassen bei Neubau und Repowering an bestehenden Anlagenorten führen zu einer Zunahme der über die WP-Anbindung zu übertragenden Leistung. Vor diesem Hintergrund zeigt Abbildung 5 die Anbindung eines WPs vollständig über ein DC-Netz. Die Leistung der einzelnen Windenergieanlagen wird im NS-DC-Zwischenkreis der Maschinenumrichter abgegriffen und einer Sammelschiene zugeführt. Dort wird diese über einen DC/DC-Wandler unter Nutzung eines Mittelfrequenztransformators auf MS transformiert und erst am Netzanschlusspunkt über einen Wechselrichter dem AC-Netz zugeführt.

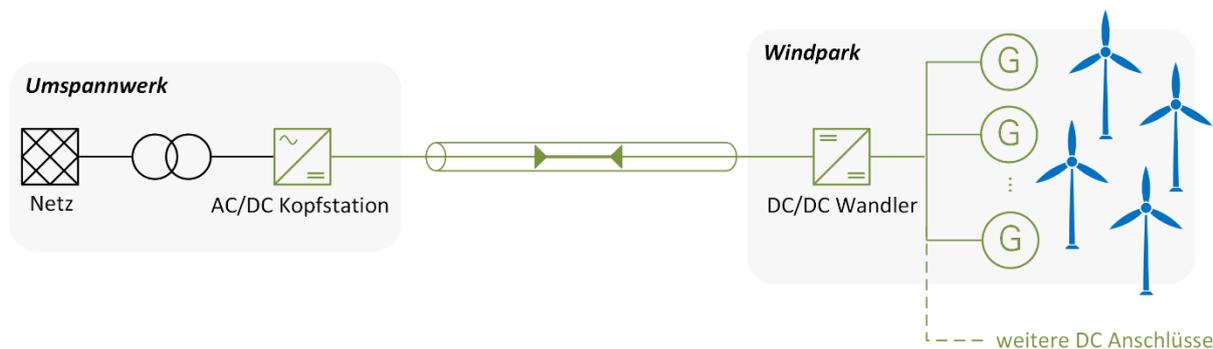


Abbildung 5: Aufbau eines DC-Verteilnetzes zum Anschluss eines WPs.

Mögliche funktionale Ausbaustufen liegen in der Erweiterung der Systemdienlichkeit. Werden im DC-Netz zusätzliche Speichersysteme angeschlossen (Wasserstoff, Batterie, Supercap) könnte die Kopfstation beispielsweise synthetische Momentanreserve (engl. *virtual inertia*) anbieten (vgl. [21]). Sukzessive ist sogar die Weiterentwicklung hin zu einem vollständigen, schwarzstartfähigen Kraftwerksbetrieb denkbar (vgl. [5], Systemansatz).

#### 4.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die Installationskosten für ein 110-kV-AC-Verteilnetz mit dem eines  $\pm 55$ -kV-DC-Verteilnetzes verglichen. Als Basis dient dabei ein bestehendes Verteilnetz zur Abführung von windbasierter Erzeugungsleistung, vgl. Abbildung 6.

Das ursprüngliche 110-kV-AC-Verteilnetz ist hierbei redundant mit zwei Kupplungspunkten zur höheren 380-kV-Netzebene und zwei Drehstromsystemen ausgeführt. Windenergieanlagen eines WPs werden über einen NS-Wechselrichter und einen Transformator an eine 20-kV-Sammelschiene angeschlossen. Die so kumulierte Leistung von ca. 40 MVA wird über einen Transformator zum Anschlusspunkt des WPs an der 110-kV-Sammelschiene geführt.

Mit dem vorgeschlagenen Systemkonzept würde das 110-kV-AC-Verteilnetz durch ein MS-DC-Netz ersetzt, wobei bei einer DC-Systemspannung von  $\pm 55$ -kV für die gleiche Transportleistung konventionelle 20-kV-AC-Kabel eingesetzt werden. Dies ist durch den Einsatz von zwei Dreierbündeln mit jeweils  $240 \text{ mm}^2$  Leiterquerschnitt je System möglich, jedoch bei gleichzeitig deutlich geringerem technischen und kommerziellen Aufwand. Durch den Aufbau eines DC-Verteilnetzes verschiebt sich der Übergabepunkt des Anlagenbetreibers zum VNB an die Unterspannungsseite des DC-DC-Wandlers des WPs. Im Nachfolgenden erfolgt daher eine Diskussion relevanter Anpassungen.

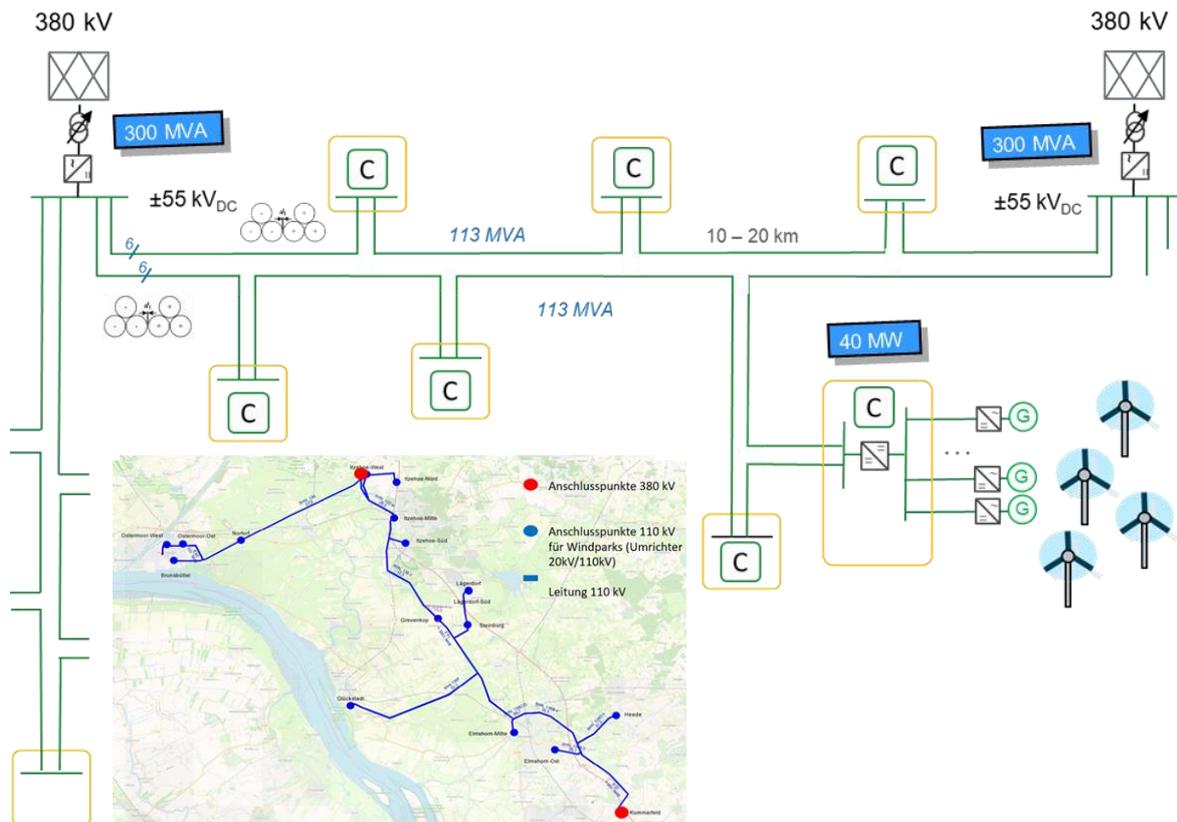


Abbildung 6: Ersatz des 110-kV-AC-Verteilnetzes durch ein  $\pm 55$ -kV-DC-Verteilnetz. Referenznetz für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung ist ein bestehendes Verteilnetz (Ausschnitt Kartenansicht Brunsbüttel-Elmshorn).

#### 4.2.1 Diskussion relevanter Anpassungen

Die Anschlusskosten für den WP-Betreiber verringern sich durch den Wegfall von Wechselrichter und Transformator. Einzelne Windenergieanlagen sind nun direkt vom DC-Zwischenkreis bzw. vom Gleichrichter der Anlage mit der Sammelschiene des DC-DC-Wandlers verbunden.

Die Umrichter für den Anschluss an das AC-Netz befinden sich nun am Übergabepunkt zwischen VNB und ÜNB. Damit findet eine Verlagerung der Kosten vom Anlagenbetreiber zum VNB statt. Je DC-Verteilnetz liegt die kumulierte Leistung im Beispielnetz bei ca. 300 MVA, bei Anschluss mehrerer Verteilnetze sind somit Leistungen in der Größenordnung konventioneller Kraftwerke möglich. Vergleichbar mit HGÜ-Kopfstationen ist der Umrichter mit der Fähigkeit zum Kraftwerksbetrieb im Sinne einer spannungsgeführten Betriebsweise auszurüsten. Wie bereits in Kapitel 4.1 diskutiert, können des Weiteren Energiespeicher als DC-Systeme direkt (d.h. ohne Wandlerverluste) angeschlossen werden.

Die WP-Transformatoren (110 kV/20 kV) werden durch leistungselektronische DC-Transformatoren ( $\pm 55$  kV/ $\pm 6$ -12 kV) ersetzt. Diese DC/DC-Wandler sind galvanisch trennend, im Fehlerfall strombegrenzend und Gegenstand der Untersuchungen im Projekt AC2DC. Für den VNB entstehen durch leistungselektronische Transformatoren bei heutigen Marktpreisen jedoch deutliche Mehrkosten im Vergleich zu konventionellen Transformatoren. Gleichzeitig ergeben sich durch den Einsatz von günstigen 20-kV-AC-Kabeln im  $\pm 55$ -kV-DC-Netz erhebliche Kosteneinsparungen.

AC-Schaltanlagen (110 kV/20 kV) einschließlich AC-Schutztechnik wurden durch DC-Schaltanlagen (55 kV/6-12 kV) und DC-Schutztechnik ersetzt. Für den VNB sollten sich infolge erhebliche Kosteneinsparungen ergeben, da alle Anlagen am DC-Verteilnetz als leistungselektronische Systeme strombegrenzend arbeiten. Hierdurch sind die Kurzschlussströme gleich den Bemessungsströmen, was beispielweise den Einsatz von Lasttrennschaltern anstelle von Leistungsschaltern ermöglicht.

#### 4.2.2 Finanzielle Bewertung

Zur Wirtschaftlichkeitsanalyse für das Referenznetz wurden folgenden Eckdaten verwendet:

- System: Die Kosten für Transformatoren liegen bei 10-15 €/kVA gegenüber den Marktpreisen für Umrichter von 100-150 €/kVA (*Faktor 10*).
- Kabel einschließlich Garnituren und Verlegung: 110-kV-AC mit 387 €/m im Vergleich zu  $\pm 55$ -kV-DC mit 107 €/m (*Faktor 1/3*).
- Schaltanlagen und Schutztechnik im Umspannwerk C: Es liegen bisher noch keine verlässlichen Annahmen für eine Abschätzung des Einsparpotenzials vor (*vergleichbar*).

Als Ergebnis erhält man für das (a) 110-kV-AC-Referenznetz Kosten in Höhe von 233 €/kVA im Vergleich zum (b)  $\pm 55$ -kV-DC-Netz mit 287 €/kVA bei heutigen Marktpreisen (Stand Ende 2021). Es ist weiterhin davon auszugehen, dass sich die Preise für spannungsgeführte Netzumrichter in Richtung der Preise für stromgeführte Anlagenumrichter entwickeln werden. Für Solarumrichter ist man heute bereits bei 33-50 % des der Kalkulation zugrundeliegenden Preisniveaus. Mögliches Einsparpotenzial für Schaltanlagen und Schutztechnik bleibt zudem vorerst unberücksichtigt.

Dem aus heutiger Sicht benötigten Mehraufwand (~ 25 %) für die DC-Systemausführung steht mit der Möglichkeit zum Kraftwerksbetrieb ein entscheidender Mehrwert gegenüber. Durch Anpassung der AC-netzseitigen Wandler können vorhandene EZA-Installationen zusammen mit Energiespeichern für den Kraftwerksbetrieb eingesetzt werden und so den voranschreitenden Schwund an konventioneller Kraftwerksleistung im Netz kompensieren. Zusätzlich haben insbesondere regulatorische Randbedingungen für VNBs und ÜNBs einen signifikanten Einfluss auf die wirtschaftliche Abbildbarkeit von Kosten für neue Netzbetriebsmittel.

## 5 Fazit

Das Umrüsten bestehender WP-Netze und WP-Anbindungen auf DC bietet bezüglich der übertragbaren Anschlussleistung ein enormes Potential. Erste Untersuchungen in [8] haben gezeigt, dass ein Doppelsystem (+++ / ---) aus 240 mm<sup>2</sup> 20-kV-AC-Kabeln bei Betrieb mit einer DC-Spannung von  $\pm 55$  kV die nahezu identische Übertragungsfähigkeit eines Einzelsystems aus 800 mm<sup>2</sup> 110-kV-AC-Kabeln erreichen kann. Experimentelle Untersuchungen bestätigen nunmehr ebendiese theoretischen Voruntersuchungen. So ist die Lebensdauer bei DC- um Größenordnungen höher als bei AC-Belastung. Des Weiteren zeigen Kabelgarnituren unter DC-Belastung keine besonderen Alterungserscheinungen. Unter Berücksichtigung potenzieller höherfrequenter Umrichteremissionen wird jedoch nach derzeitigem Stand eine Erhöhung des DC-Betriebsstromes gegenüber dem AC-Betrieb nicht empfohlen.

Abschließend wurde am Beispiel eines WPs mit DC-Anbindung ein Systemkonzept aufgestellt und eine zugehörige Wirtschaftlichkeitsanalyse angefertigt. Für das diskutierte realitätsnahe

Beispiel ist der Ersatz eines 110-kV-AC-Netzes durch ein  $\pm 55$ -kV-DC-Netz unter Berücksichtigung der Marktpreise aus dem Jahr 2021 noch um rund 25 % teurer. Gleichzeitig wird jedoch durch den Einsatz von spannungsgeführten Umrichtern der Beitrag zu den Systemdienstleistungen, von Blindleistung bis hin zu verschiedenen Arten der Regelleistung, erheblich vereinfacht. Gepaart mit den Vorteilen, die ein Stromrichter am Netzanschlusspunkt für den Netzbetreiber bietet, stellt dieses Konzept zudem eine sehr gute Alternative für konventionelle Kraftwerke dar. Somit kann durch den Einsatz von DC-Technik die Stabilität und Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung auch bei hoher Durchdringung mit stromrichter-gespeisten EZAs unterstützt werden. Folglich kann ein Qualitätsgewinn gegenüber dem einfachen Fortschreiben des heutigen Stands der AC-Technik errungen werden.

Zur Vertiefung der technischen und regulatorischen Fragestellungen sowie zur Erprobung der im laufenden Projekt entwickelten Konzepte und Technologien im Feld ist eine Fortsetzung des Projektes geplant.

## Danksagung

Die Autoren danken dem Fördermittelgeber Bundesministerium für Wirtschaft BMWi (Fördernummer 03EI6027A/B) und ihren Institutionen zur Ermöglichung der Untersuchungen. Weiterhin danken die Autoren der Südkabel GmbH für die Bereitstellung neuer und betriebsgealterter Kabel zur Untersuchung der Strom- und Spannungsbelastbarkeit.

## Referenzen

- [1] OTH Regensburg, INA GmbH, „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit,“ BMWi, 2016.
- [2] RWE, [Online]. Available: <https://www.rwe.com/unser-portfolio-leistungen/innovation-und-technik/projektvorhaben/megabatterie-plus-wasserkraft>. [Zugriff am 13 01 2022].
- [3] LEAG. [Online]. Available: <https://www.leag.de/de/bigbattery/>. [Zugriff am 13 01 2022].
- [4] H. Weber, „Von der Frequenzregelung mit Schwungmassen (netzstützende Maßnahmen) zur Winkelregelung mit Umrichtern (netzbildende Maßnahmen),“ in *12. ETG/GMA-Fachtagung „Netzregelung und Systemführung“*, Berlin, 2017.
- [5] „Reallabor Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau),“ [Online]. Available: <https://www.energiequelle.de/content/wasserstoff-speicherkraftwerk-soll-errichtet-werden/>. [Zugriff am 13 01 2022].
- [6] C. Heising, D. Meyer, T. Hennig, K. Vennemann, G. Deiml, W. Winter, H. Wrede, J. Lehner, J. Weidner und J. Fortmann, „Need for Grid-Forming Converter-Control in Future System-Split Scenarios,“ in *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, 2019.
- [7] Positionspapier der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, „Notwendigkeit der Entwicklung netzbildender STATCOM-Anlagen,“ 2020.

- [8] S. Krahmer, S. Rupp, R. Adam, K. Backhaus, C. Hildmann, M. Nilges und P. Schegner, „Conversion of Existing AC into DC Cable Links in Distribution Grids: Benefits and Challenges,“ in *ETG Congress 2021*, Online, 2021.
- [9] F. Berger, „Getestet: Isolationsverhalten von Leitungen bei Gleichspannung,“ *ETZ*, Nr. 5, 2019.
- [10] Y. Murata und e. al., „Development of High Voltage DC-XLPE Cable System,“ *SEI Technical Review*, pp. 55-62, April 2013.
- [11] B. Marungsri, A. Rawangpai und N. Chomnawang, „Investigation Life Time Model of 22 kV XLPE Cable for Distribution System Applications in Thailand,“ *WSEAS Transactions on Circuits and Systems, Volume 10, Issue 6*, July 2011.
- [12] Brugg-Kabel, „High-Voltage XLPE Cable Systems - Technical User Guide,“ 2006.
- [13] A. Mendelson und e. al, „Evaluation of tree retardant XLPE (TR-XLPE) and EPR insulated 35 kV cables after 17 years of field service,“ in *Jicable*, Versaille, 2003.
- [14] F. B. Lalam und F. Djemmal, „DC Electrical Ageing of XLPE under Hydrostatic Pressure,“ *Advances in Materials Science and Engineering*, pp. 1-5, 2017.
- [15] G. Montanari, J. Ghinello, F. Peruzzotti und M. Albertini, „Endurance characteristics of XLPE compounds under DC voltage,“ in *6th International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics, IEEE, Västerås*, 1998.
- [16] *IEEE Std 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*.
- [17] *DIN EN 60038 (VDE 175-1):2012-04 CENELEC Normspannungen*.
- [18] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt und J. Liang, *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*, Wiley-IEEE Press, 2016.
- [19] C. Wagner, I. Schlecht und M. Bucksteeg, „Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit - Bericht im Vorhaben „SDL-Zukunft“,“ 2020.
- [20] Deutsche Energieagentur (dena), „dena-Studie Systemsicherheit 2050,“ Berlin, 2020.
- [21] *UMZUG - Netzstabilität durch Momentanreserve in stromrichterdominierten Netzen (Umbruch zwischen stromrichter- und generatorbasiertem Energiesystem)*, Förderkennzeichen 03EI4020A-D, 2021 - 2024.