

„ENSURE – NEUE ENERGIE**NETZ**STRUKTUREN FÜR DIE ENERGIEWENDE“



Schlussbericht zum Teilvorhaben der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH in der Projektphase 2 von ENSURE



Förderkennzeichen: 03SFK1Q0-2

Berichtszeitraum: 01.02.2020 - 31.12.2023

Berichtsumfang: 86 Seiten mit Anlagen

Autoren:

Dr. Stephan Rupp, s.rupp@reinhausen.com

Sebastian Brüske, s.brueske@reinhausen.com

Falkensteinstraße 8

93059 Regensburg

Datum: 27.06.2024

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Die Autoren sind für den Inhalt dieser Veröffentlichung verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1	Übersicht	4
1.1	Ziele des Teilvorhabens	4
1.2	Struktur des Projektes	5
1.3	Wissenschaftliche und technische Schwerpunkte	6
1.4	Meilensteinplan	6
2	Integrierte Systemstrukturen (Beiträge zu Teilprojekt 2)	8
2.1	Betriebsmittelsimulationen in künftige Energiesystemen	8
2.2	Detailliertes Stromnetzmodell der Demoregion	8
3	Vorbereitung Energiekosmos (Beiträge zu Teilprojekt 3)	10
3.1	Detailliertes Demonstratorkonzept (AS 3.1)	10
3.2	Erstellung technischer Konzepte (AS 3.2)	10
4	Relevanz der adressierten Themen	11
4.1	Kennzahlen der Energiewende	11
4.2	Einfluss auf die Stromnetze	12
5	Technologie und Konzeptentwicklung (Teilprojekt 5)	14
5.1	Betriebsmittelkatalog	14
5.2	Leistungselektronischer Transformator (SST)	17
5.3	MVDC-Kollektornetze	30
5.4	Modularer MVDC-Multilevel-Konverter	34
6	Pilotierung und Pilotanlagen (Beiträge zu Teilprojekt 6)	40
6.1	Technologieverortung	40
6.2	Technische Konzepte	40
6.3	Digitales Umspannwerk	40
6.4	Solid State Transformer mit DC-Verteilnetz für Ladesäulen	40
7	Testumgebungen und Teststrukturen (Beiträge zu Teilprojekt 7)	41
7.1	Definition der Prüfvorschriften	41
7.2	Konzeption der Testumgebungen	41
7.3	Technologieprüfungen	42
7.4	Normen und Gremienarbeit	46
8	Anforderungen von LVDC Microgrids (Beiträge zu Teilprojekt 8)	49
8.1	Betrieb von LVDC-Microgrids	50
8.2	Schutz und Netzmanagement für SST-basierte LVDC Microgrids	54
9	Zusammenfassung und Ausblick	59
	Literaturverzeichnis (Publikationen)	60
	Anhang A – Poster aus der Projektphase 2	62

Anhang B – Kraftwerksbetrieb mit MVDC-Kollektornetzen	69
Anhang C – Dynamisches Verfügbarkeitsmanagement von Transformatoren.....	80

1 Übersicht

Die Ziele des Gesamtvorhabens von ENSURE in der Projektphase 2 waren: (1) Die ganzheitliche Untersuchung der Systemstrukturen durch Weiterentwicklungen sowohl von Netztopologien als auch bei der Betriebsführung und den im Netz eingesetzten Komponenten. (2) Die Demonstration der Ergebnisse im realen System zum Nachweis der Machbarkeit eines digitalisierten, nachhaltigen und gekoppelten Energiesystems.

1.1 ZIELE DES TEILVORHABENS

Das Teilvorhaben der Maschinenfabrik Reinhausen (MR) hat den Schwerpunkt neue Netzstrukturen für AC/DC-Netze, einschließlich der hierfür benötigten leistungselektronischen Betriebsmittel. Hierbei werden Konzepte und Technologien zur Realisierung von Konvertern zur Anbindung von Anlagen an der Mittelspannung (MVAC und MVDC) untersucht, sowie neue Konzepte zur Betriebsführung der Netze durch Zustandsbeobachtung von Leistungstransformatoren.

Schwerpunkt des Teilvorhabens der MR ist AP 5.1 im Teilprojekt 5 mit dem Ziel der Weiterentwicklung leistungselektronischer Komponenten in der Mittelspannung und Einsatz der Digitalisierung im Netz: (1) SST (Solid State Transformer) mit direkter Anbindung an das MVAC-Netz und der Bereitstellung von DC-Anschlüssen in der Niederspannung, (2) MVDC-Anschlüsse und Konverter für multiterminale MVDC-Netze, (3) die Zustandsüberwachung von Transformatoren zur kurativen Betriebsführung der Netze.

Zu den genannten Themen bzw. Teilaspekten wurden in der Vorhabensbeschreibung (GVB) folgende Ziele vereinbart.

Teilaspekt SST

- (1) Untersuchung der Schaltungstopologien mit Schwerpunkt Effizienz (Wirkungsgrad) und Systemverfügbarkeit (einschließlich eines Betriebsmittelkatalogs für Netzkupplungskonzepte).
- (2) Untersuchungen zum Systemverhalten und Erarbeitung optimaler Regelungskonzepte durch Simulation
- (3) Untersuchungen zur Implementierung bzgl. Wirksamkeit, Kosten, Effizienz und Baugröße
- (4) Die Konzeption einer DC-Variante des SSTs (MVDC/LVDC anstelle von MVAC/LVDC)
- (5) Die Untersuchung und Spezifikationen von Leistungsmerkmalen, die durch die Umrichtertechnik möglich sind (netzbildende Umrichter, Spannungsstabilisierung, Bereitstellung von Blindleistung, Ausgleich von Asymmetrien, Beseitigung von Oberwellen, Verhalten im Fehlerfall, Einbringen von Erfahrungen mit Niederspannungsumrichtern, ...)
- (6) Implementierung von Funktionsmustern auf Basis der in Phase 1 entwickelten MMC-Technologie und auf Basis der bei der MR vorhandenen Umrichtertechnik (Niederspannungsumrichter, DC/DC-Wandler)
- (7) Überprüfung der Funktionen im Labor der MR
- (8) Beiträge zur Erstellung von Spezifikationen zum Betrieb multiterminaler DC-Netze inkl. Schutzkonzepten
- (9) Beiträge zur Erstellung einer DC-Anschlussrichtlinie für Anlagen in der Mittelspannung.
- (10) Konzeption von Schutzkonzepten für DC-Netzen und Überprüfung der Wirksamkeit in der Simulation (in Kooperation mit CAU).

Teilaspekt MVDC

- (11) Untersuchung von DC-Netzen mit Schwerpunkt Effizienz (Wirkungsgrad) und Systemverfügbarkeit.
- (12) Untersuchungen zur Eignung von AC-Kabeln für DC-Strecken (in Kooperation mit der TU-Graz)
- (13) Untersuchung zum Betrieb von DC-Netzen unter Berücksichtigung der diesbezüglichen Funktionen und Schnittstellen zum Übertragungsnetz (TP 2 und TP 4).
- (14) Einbringen der Ergebnisse in Gremien zur Normierung und Standardisierung (z. B. CIGRE C6/B4.WG37).
- (15) Konzeption der MVDC-Umrichter für die o.g. Anforderungen, sowie als kosteneffiziente und kompakte Lösung.
- (16) Die Überprüfung der Funktionen im Labor der MR
- (17) Untersuchungen zum Betrieb an multiterminalen DC-Netzen und Erstellung eines Betriebskonzeptes
- (18) Beiträge zur Erstellung von Spezifikationen zum Betrieb multiterminaler DC-Netze inkl. Schutzkonzepten
- (19) Beiträge zur Erstellung einer DC-Anschlussrichtlinie für Anlagen in der Mittelspannung

Teilaspekt Digitales Umspannwerk

- (20) Weiterentwicklung der Konzepte zur Überwachung von Betriebsmitteln (Transformatoren) aus der Projektphase 1 von ENSURE (in Kooperation mit der TU Wien)
- (21) Eine bessere Auslastung der Netze hierdurch (z. B. in Kombination mit Hochtemperaturbeseilung von Leitungen bzw. kurativer Betriebsführung).
- (22) Die Konzeption eines digitalen Umspannwerks.

1.2 STRUKTUR DES PROJEKTES

Schwerpunkt der Aktivitäten der MR ist AS 5.1 aus dem Teilprojekt 5. AS 5.1 beinhaltet folgende Arbeitsgebiete:

1. **Umrichtertopologien:** Anwendungsfälle und Anforderungen
2. Technologieentwicklung **MVDC-Konverter**
 - a. MVDC-Systeme auf AC-Betriebsmitteln (Untersuchungen zu Mittelspannungs-DC-Strecken)
 - b. Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu MVDC-Systemen
 - c. MVDC leistungselektronische Bausteine und Funktionsmuster für Umrichter für die Mittelspannung
3. Technologieentwicklung **SST** (Leistungselektronischer Transformator, Solid State Transformer)
 - a. Entwicklung von Simulationsmodellen und Funktionsmuster für den SST
 - b. Analyse der Anforderungen aus den Anwendungsfällen
 - c. Zustandsbasierte Betriebsführung von Transformatoren und leistungselektronischen Transformatoren

Ausgehend von diesen Schwerpunktthemen wurden andere Teilprojekte unterstützt:

- Netze und Prüfungen: **Betriebsmittelmodelle** für **Netzsimulationen** (TP 2) und DC-Netze für **Prüfungen** und **Standardisierung** (TP 7)
- **Pilotversuche**: Validierung der Ergebnisse im Feld (TP 6). Ersatzweise erfolgt für die Validierung der Ergebnisse im Feld (TP 6) erfolgt die Verlagerung nach TP 5 zu einem **Demonstratorsystem** auf dem Betriebsgelände der MR

Im Verlauf des Projektes ergaben sich Änderungen in TP 6. Die diesbezüglichen Beiträge und Inhalte der MR wurden nach TP 5 verlagert. Daher erfolgte innerhalb von AS 5.1 zusätzlich die Realisierung eines Demonstratorsystems auf dem Betriebsgelände der MR.

Für Untersuchungen und Entwicklungen zu LVDC-Microgrids in ENSURE 3 erfolgten Vorbereitungen und konzeptionelle Vorarbeiten in TP 8 (im Rahmen einer Aufstockung von ENSURE 2). Unter anderem erfolgt ein Ausbau der Prüfungen für den SST-Demonstrator für LVDC Microgrids.

1.3 WISSENSCHAFTLICHE UND TECHNISCHE SCHWERPUNKTE

Inhalt des Teilvorhabens der MR ist die Technologieentwicklung und die Konzeption neuer Netzstrukturen und Betriebsmittel mit folgenden Schwerpunkten:

- Konzeption und Entwicklung eines Funktionsmusters für einen leistungselektronischen Transformator (**SST**)
- Erstellung von Konzepten und Entwicklung von Technologien für **MVDC**-Netze (Gleichspannungsnetze in der Mittelspannung).
- Die Konzeption einer Zustandsüberwachung von Transformatoren zum Betrieb in einem **digitalen Umspannwerk**.

Folgende Ergebnisse wurden in der Vorhabensbeschreibung (GVB) erwartet:

- (1) Festlegung des Funktionsumfangs der Betriebsmittel, um detaillierte Hardware-Planung für TP 6 zu starten. Die Realisierung der Pilotanlagen wurde nach Abschluss der Planung ersatzweise in die Realisierung eines Demonstrators auf dem Betriebsgelände der MR nach TP 5 übertragen.
- (2) Die Weiterentwicklung der in Phase 1 entwickelte Technologie Multi-Level Konverter für Mittelspannungs-Gleichstromnetze und Mittelspannungs-Gleichstromanschlüsse nach den Ergebnissen aus TP 2 und TP 3.
- (3) Die Weiterentwicklung der Konzepte zur zustandsbasierten Überwachung und Betriebsführung von Transformatoren aus Phase 1 nach den Ergebnissen aus TP 2.
- (4) Funktionsmuster für Solid State Transformatoren zur Anbindung von DC-Quellen (EE-Erzeuger) und DC-Verbraucher (Elektromobilität, Elektrolyse, Batteriespeicher, ...).
- (5) Betriebsmittelkatalog in Abstimmung mit TP 2.
- (6) Erstellung von Simulationsmodellen zur Evaluierung in der Co-Simulation und Abstimmung der Algorithmen für den netzdienlichen Betrieb sind auf diese Modelle.

1.4 MEILENSTEINPLAN

Der Meilensteinplan entspricht dem Stand der GVB, wobei ein weiterer Meilenstein der Aufstockung in TP 8 zu berücksichtigen ist. Alle Meilensteine wurden im Berichtszeitraum erreicht. Die

Arbeitsergebnisse wurden in Arbeitspapieren dokumentiert und liegen im Konsortium vor. Wesentliche Ergebnisse wurden publiziert (siehe Literaturverzeichnis).

Meilenstein	Erreicht	Titel
MS 5.1.1	12/2023	Konzepte und Funktionsmuster zu Solid State Transformatoren (SST, Use Case Nr. 3a) für die Anwendungsfälle Ladeinfrastruktur, DC-Versorgung und Elektrolyse (Power-to-Gas) wurden erstellt. Für das Teilprojekt der MR wurde ein Demonstrator des netzseitigen MVDCV-Konverters im Labor der MR abgeschlossen und ein Demonstrator des leistungselektronischen Transformators (SST) einschließlich Prüfumgebung auf dem Betriebs-gelände der MR aufgebaut.
MS 5.1.2	07/2022	Konzepte für Mittelspannungs-Gleichstromnetze und –Anschlüsse (MVDC-Anschlüsse und multiterminale DC-Netze in der Mittelspannung, Use Case Nr. 76), abhängig von aktuellen Entwicklungen in der Standardisierung wurden erstellt
MS 5.1.3	01/2021	Ein Betriebsmittelkatalog für Konverter im Netz wurde erstellt.
MS 5.1.4	07/2021	Systemparameter der geplanten Pilotanlagen wurden erstellt.
MS 8.2.8	12/2023	Anforderungen von LVDC Microgrids sowie netzbildendem MVAC-Betrieb an SST wurden erarbeitet

Tabelle 1.4: Zentrale Meilensteine im Teilvorhaben der MR

Alle wesentlichen Entwicklungen in der MR konnten im Berichtszeitraum erfolgreich abgeschlossen werden. Hierzu zählen die Meilensteine **M5.1.2 „Konzepte für MVDC-Netze“** und **M5.1.1 „Konzepte und Funktionsmuster SST“**. Im Berichtszeitraum wurden Funktionsmuster gefertigt und im Labor getestet. Die Prüfung eines Teilsystems mit 12 Zellen im System wurde wegen Verzögerungen bei der Materialbeschaffung für die Zellen und für den Prüfaufbau verschoben und konnte zum Projektende abgeschlossen werden.

Der **Aufbau eines vollständigen SST-Systems bei der MR als Ersatz für den Feldversuch** befand sich im Berichtszeitraum im Aufbau. Ziel ist es, für den SST-Feldversuch in TP 6 vorgesehene Ergebnisse als Teil von TP 5 auf einem SST-Demonstrator-System bei der MR darzustellen. Der Aufbau wird innerhalb der Schwerpunkte der dritten Projektphase fortgesetzt.

2 Integrierte Systemstrukturen (Beiträge zu Teilprojekt 2)

Die MR unterstützte im Berichtszeitraum die Tätigkeiten in TP 2 mit Schwerpunkt der Simulation der Betriebsmittel in künftigen Energieversorgungssystemen (AS 2.3) in Kooperation mit dem KIT und der FAU. Diese Aktivitäten definieren das Umfeld der Schwerpunkte der MR bzgl. Betriebsführung der Netze (Betriebsversuch digitales Umspannwerk), Konzepte und Technologien für MVDC-Netze und leistungselektronische Transformatoren (SST), die in TP 5 in AS 5.1 ausgeführt wurden.

2.1 BETRIEBSMITTELSIMULATIONEN IN KÜNFTIGE ENERGIESYSTEMEN

Die MR hat im Berichtszeitraum den Partners FAU bei der konzeptionellen Arbeit bzgl. des Einsatzes von MVDC-Netzen zum Kraftwerksbetrieb unterstützt (AS2.3). Hierbei spielt das MVDC-Netz die Rolle eines Kollektornetzes für erneuerbare Erzeuger, die über eine MMC-Kopfstation und einen Transformator direkt ins Übertragungsnetz einspeist. Die MMC-Kopfstation stellt eine HGÜ-Station dar, die auf der Gleichspannungsseite jedoch keine HGÜ-Verbindung führt, sondern das MVDC-Netz, und die AC-seitig netzbildend betrieben werden kann. Dieses Konzept wurde als Ergebnis von TP5.1 mit Meilenstein M5.1.2 abgeschlossen und in TP 2 eingebracht.

Weitere Themen im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb waren der **Betrieb von Transformatoren mit Zustandsüberwachung** sowie Lastflussregler. Zu letzterem Thema wurden Modelle der Betriebsmittel für Phasenschiebertransformatoren und UPFC in PowerFactory erstellt. Da diese Regler im Übertragungsnetz angesiedelt sind und sich nach den Untersuchungen in den Verteilnetzen für die Schwerpunkte des Teilvorhabens der MR nur bedingt eignen, wurde dieses Thema innerhalb des Projektes nicht weiter vertieft.

Zur Zustandsüberwachung von Transformatoren erfolgten Untersuchungen zum dynamischen Verfügbarkeitsmanagement in Kooperation mit der Universität Wien (im Unterauftrag der MR). Eine Übersicht über die Ergebnisse findet sich in Anhang C. Praktische Anwendungen der Zustandsüberwachung von Betriebsmitteln (speziell Transformatoren) verfolgen die Ziele einer höheren Auslastung, der dynamischen Belastung und der Erhöhung der Zuverlässigkeit.

2.2 DETAILLIERTES STROMNETZMODELL DER DEMOREGION

In Kooperation mit dem KIT erfolgten Untersuchungen zum Netzmodell in der Demoregion als Basis der Untersuchungen zu MVDC-Netzen. In der Demoregion gibt es eine hohe Dichte von Windenergieanlagen, die im Zuge der Energiewende noch weiter ausgebaut werden sollen.

Das KIT verfügt über Netzmodelle auf Ebene der Übertragungsnetze (einschließlich der ENTSO-E Zone CE und den Zonen der ÜNB im deutschen Netz), im Verteilnetz über ausgewählte Bereiche auf den Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung. Diese Modelle werden in TP 2 für Simulationen und CO-Simulationen mit anderen Modellen verwendet (einschließlich der Sektorkopplung für Gas, Wärme und Energie-Speicher).

Die Modelle aus der Demoregion wurden verwendet, um als Alternative zu Verteilnetzen mit 110 kV_{AC} ein repräsentatives MVDC-Netz (mit Betriebsspannung ± 55 kV_{DC}) zu definieren. Dieses Netz besitzt die gleiche Struktur wie das 110 kV_{AC}-Netz in der Demoregion, d.h. die gleichen Entfernungen und die gleiche Netztopologie. Allerdings ist das MVDC-Netz nicht als Freileitungsnetz realisiert, sondern als Kabelnetz. Für den Ausbau erneuerbarer Erzeuger werden Kabelnetze bevorzugt, da sie das Landschaftsbild nicht verändern.

Für die Untersuchungen zum MVDC-Netz wurden außerdem konventionelle 20 kV_{AC}-Kabel verwendet, die einen Vorteil hinsichtlich Kosten bieten und sich ohne große Eingriffe realisieren lassen. Die Topologie eines 110 kV_{AC}-Freileitungsnetz lässt sich dadurch beibehalten, dass zwei Kabelsysteme bestehend aus jeweils zwei Dreierbündeln Einzelkabel mit jeweils 240 mm² Querschnitt verwendet werden. Die Transportleistung eines solchen Kabelsystems entspricht im Betrieb mit ± 55 kV_{DC} der eines 110 kV_{AC}-Freileitungssystems.

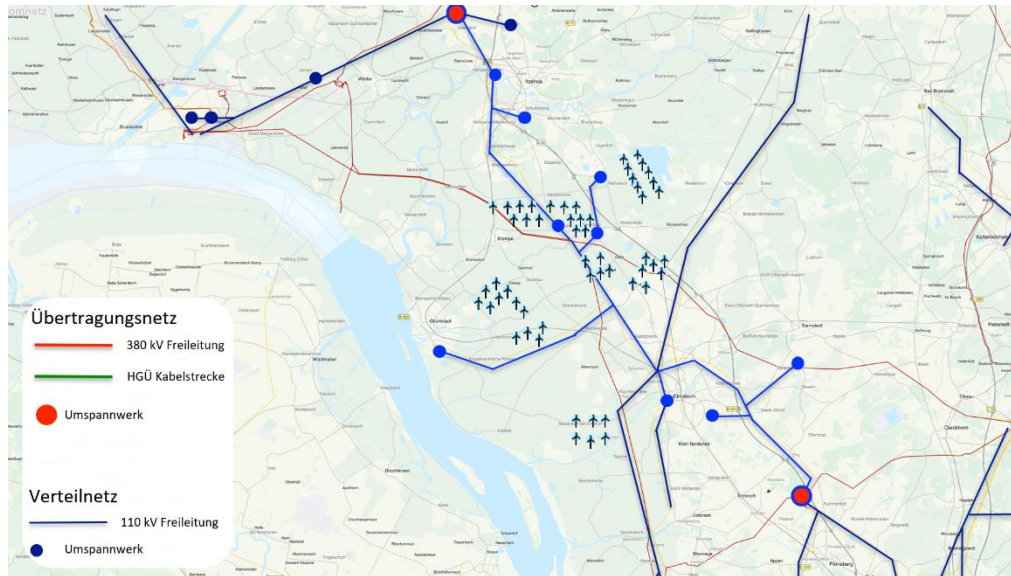


Bild 2.1 Untersuchungen zum Netz in der Demoregion

Das Modellnetz der Demoregion basiert auf elektrisch und topologisch realistischen Annahmen und ist somit repräsentativ für ein DC-Verteilnetz als Ersatz für AC-Verteilnetze in der Hochspannung. Diese Eigenschaft ist entscheidend für die Analyse zur Wirtschaftlichkeit, die in TP 5 durchgeführt wurde. Die Ergebnisse aus der Untersuchung in TP 5 flossen wiederum in Netzsimulationen aus TP 2 ein. Der Betrieb von MVDC-Kollektornetzen wird von der FAU in der Projektphase 3 weiter untersucht.

3 Vorbereitung Energiekosmos (Beiträge zu Teilprojekt 3)

Die MR unterstützte im Berichtszeitraum planmäßig die Tätigkeiten in TP 3 bezüglich der Detaillierung zum Demonstratorkonzept (AS 3.1) und der Erstellung technischer Konzepte (AS 3.2).

3.1 DETAILLIERTES DEMONSTRATORKONZEPT (AS 3.1)

Im Rahmen der Mitarbeit in der AG „Finanzierung Netzdemonstration“ wurde im Berichtszeitraum ein Positionspapier über Finanzierungsmöglichkeiten für Infrastrukturprojekte unter Führung der MR fertiggestellt.

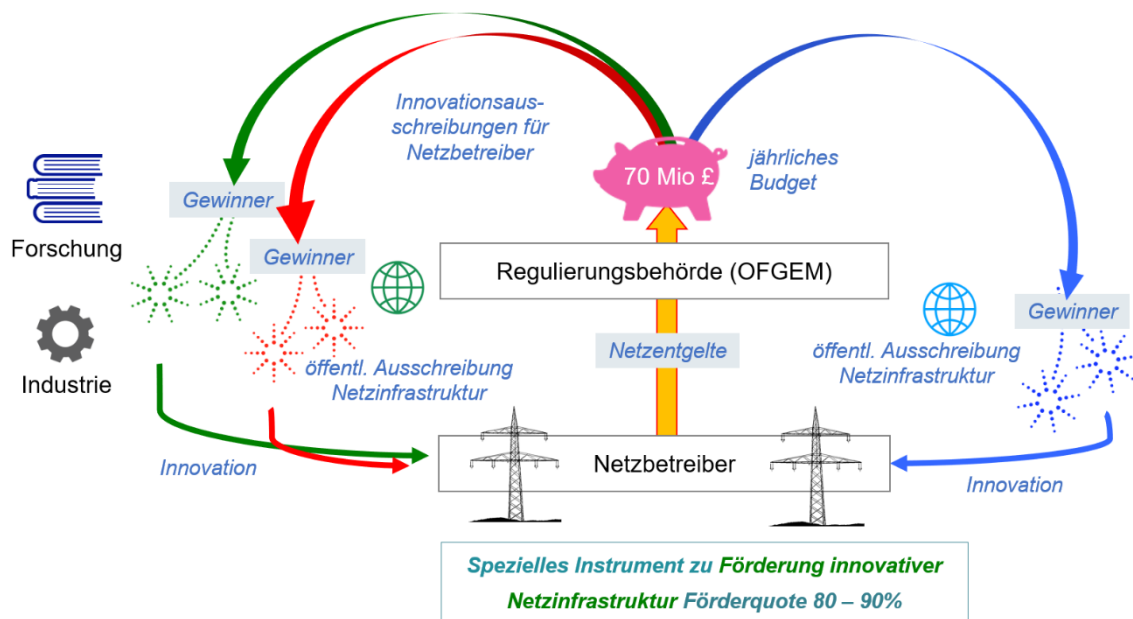


Bild 3.1 Infrastrukturförderung als Teil des Innovationswettbewerbs für Stromnetze

Der Vorschlag der MR, zur Finanzierung innovativer Infrastrukturprojekte das seit 2011 in Großbritannien praktizierte Verfahren (siehe Abbildung oben) auch in Deutschland einzuführen, wurde vom Konsortium im Berichtszeitraum nicht favorisiert, gehört aber zu den möglichen Optionen des Positionspapiers. Die AG „Finanzierung Netzdemonstration“ wurde Mitte 2022 abgeschlossen und hiermit die Teilnahme der MR beendet. Die Ergebnisse wurden in Form des Positionspapiers publiziert.

3.2 ERSTELLUNG TECHNISCHER KONZEPTE (AS 3.2)

Unterstützung bei der Definition eines geeigneten Prozesses zur Bewertung technischer Konzepte und Mitarbeit als Autor bei der Fertigstellung eines White-Papers. Die AG wurde im Berichtszeitraum nach Bedarf bzgl. technischer Konzepte unterstützt. Details finden sich in der Dokumentation zum Teilprojekt 3.

4 Relevanz der adressierten Themen

Für die elektrischen Energieversorgungssysteme ergeben sich aus der Energiewende neue Herausforderungen: Die elektrische Energie wird vorrangiger Energieträger werden. Die Folge ist ein massiver Ausbau der Stromnetze. Da erneuerbare Energieerzeuger mit ihren Speichersystemen und neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen vorwiegend Gleichstromsysteme sind, ist der Ausbau der Stromnetze auch mit einem Strukturwandel der Netze verbunden.

4.1 KENNZAHLEN DER ENERGIEWENDE

Die folgende Abbildung veranschaulicht den grundlegenden Aufbau des Stromnetzes.

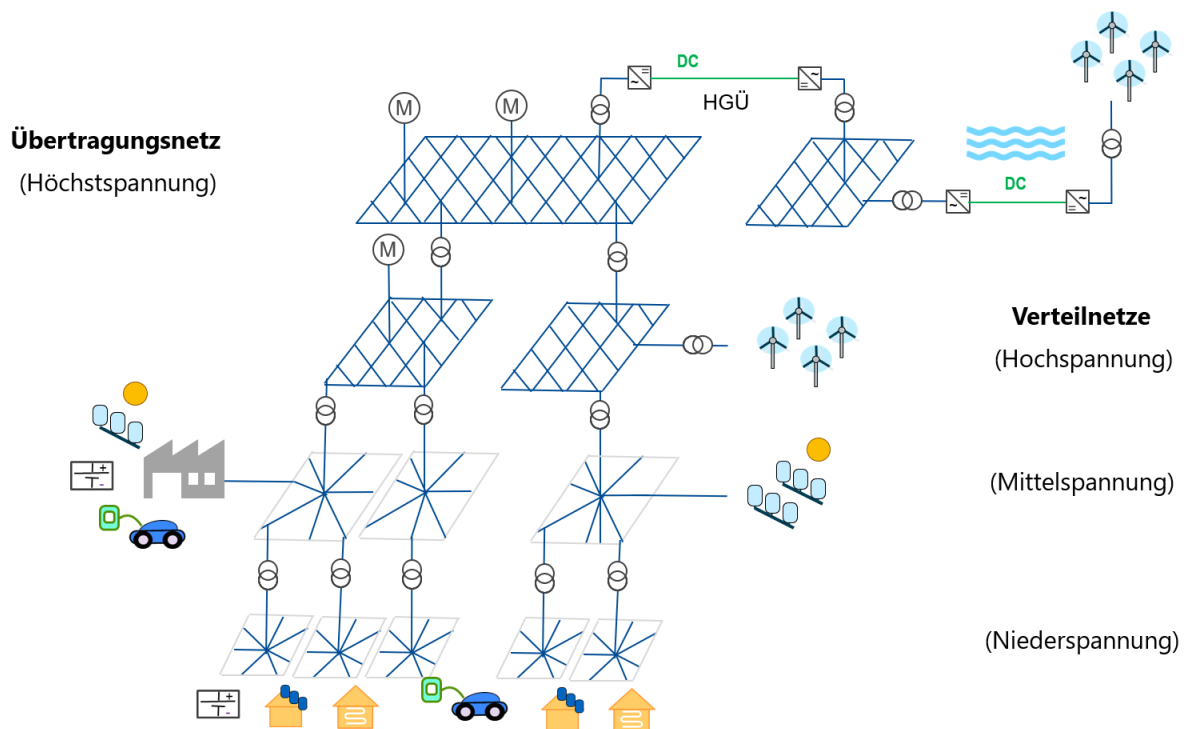


Bild 4.1.1: Stromnetz mit Spannungsebenen und erneuerbaren Erzeugern

Die Übertragungsnetze leisten die Übertragung der Energie und die Herstellung des Leistungsgleichgewichtes im Netz. Die Verteilnetze verteilen die elektrische Energie über mehrere Spannungsebenen zu den Verbrauchern. Im Zuge der Energiewende siedeln sich zunehmend erneuerbare Erzeuger im Netz an, je nach Leistungsfähigkeit in unterschiedlichen Spannungsebenen.

In der Niederspannung finden sich vermehrt PV-Dachanlagen, sowie Wärmepumpen, Ladestationen und Batteriespeicher. In der Mittelspannung finden sich Industriebetriebe mit eigenem Mittelspannungsanschluss, sowie PV-Freiflächenanlagen. Windparks und große PV-Freiflächenanlagen speisen auf der Hochspannung ein. Für Off-Shore-Windparks kommen Freileitungen nicht in Frage: Hier und zur Verstärkung der Übertragungsnetze an Land werden zunehmend Gleichstromübertragungssysteme (HGÜ) eingesetzt.

Im gesamten Energiebedarf stellt die elektrische Energieversorgung zum **Stand heute (mit Zahlen von 2020)** nur etwa 20% des Energiebedarfs. Insgesamt ergibt sich für die gesamte Energieversorgung weltweit folgende Struktur zum Stand 2020: Die Energieversorgung ist vorwiegend fossil (80%). Der Anteil Erneuerbare Energien beträgt insgesamt ca. 20% und besteht vorwiegend aus

Biomasse und elektrische Energie. Die **elektrische Energie** besitzt einen **Anteil 20%** an der Gesamtenergie und ist selbst vorwiegend fossil (75%). Erneuerbare elektrische Erzeuger sind Laufwasser, PV und Wind. Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht über den Stand und die weitere Entwicklung.

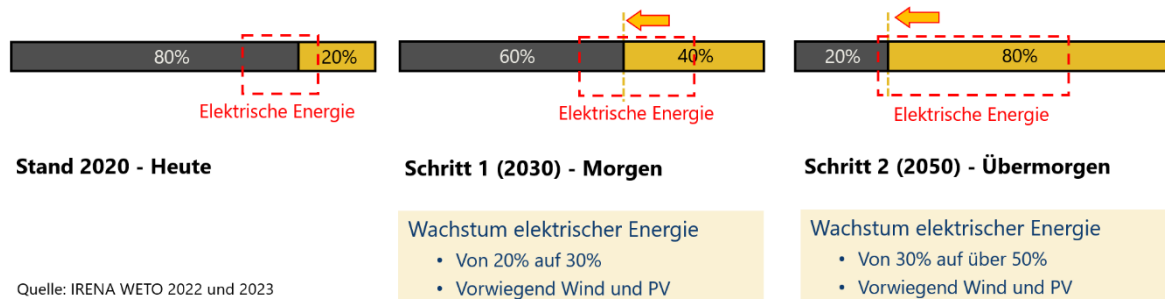


Bild 4.1.2: Ausbau elektrischer Energie im Zuge der Energiewende

Die **Energieversorgung morgen (2030)** soll in einem ersten Schritt die erneuerbaren Erzeuger auf Kosten der fossilen Brennstoffe auf einen Anteil von ca. 40% steigern. Als erneuerbare Erzeuger kommen hierfür vorwiegend Biomasse und elektrische Energie in Frage. Die **elektrische Energie** soll auf einen **Anteil 30%** an Gesamtenergie steigen. Das bedeutet ein Wachstum von 50% über 10 Jahre und ist bereits heute auf dem Markt spürbar. Von den elektrischen Erzeugern sollen 65% erneuerbar sein. Dies bedeutet einen stark wachsenden Anteil von PV und Wind an der elektrischen Energieversorgung, verbunden mit einem starken Wachstum der elektrischen Anschlussleistung für diese Erzeuger.

In einem weiteren Schritt soll die **Energieversorgung übermorgen (2050)** auf Kosten fossiler Brennstoffe auf einen Anteil von 80% erneuerbare Erzeuger wachsen. Somit kehren sich die Verhältnisse gegenüber dem Stand 2020 um: aus 20% werden 80%. Zu den erneuerbaren Erzeugern zählen hierbei vorwiegend elektrische Energie und Biomasse, sowie Wasserstoff. Die **elektrische Energie** soll übermorgen einen **Anteil von 50%** an Gesamtenergie besitzen: Das bedeutet ein Wachstum um einen **Faktor 2,5 gegenüber des Stand 2020**. Der Anteil erneuerbarer elektrischer Erzeuger an der elektrischen Energie soll 90% betragen. Das bedeutet einen stark wachsenden Anteil von PV und Wind an der elektrischen Energieversorgung. Gegenüber dem Stand 2020 beträgt das Wachstum der **Anschlussleistung einen Faktor von annähernd 10**.

4.2 EINFLUSS AUF DIE STROMNETZE

Die Stromnetze müssen somit das 2,5-fache an elektrischer Energie transportieren und für erneuerbare elektrische Erzeuger die 10-fache Anschlussleistung bereitstellen. Dieses Wachstum bleibt nicht ohne Einfluss auf die Struktur und die Betriebsweise der Netze.

Heute finden sich in der Niederspannung vereinzelt Gleichspannungsnetze zur Kopplung von PV, Batteriespeicher, Ladestationen und Fertigungsmaschinen, sowie im Übertragungsnetz HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. **Morgen** werden zur Versorgung der Gleichspannungsnetze in der Niederspannung strombegrenzende Konverter und leistungselektronische Transformatoren zur Verfügung stehen. Der Ausbau der Übertragungsnetze wird mit multiterminalen HGÜ-Verbindungen erfolgen.

Für **Überragen** sind folgende Entwicklungen absehbar: (1) MVDC-Netze in der Industrie mit strombegrenzenden Konvertern, (2) MVDC-Netze im Stromnetz im netzbildenden Betrieb als Kollektornetze für erneuerbare Erzeuger (Kollektornetze entsprechen Verteilnetzen in umgekehrter Lastflussrichtung). Diese Entwicklungen benötigen innovative und zuverlässige Technologien zur Anbindung erneuerbarer Erzeuger und zum Betrieb der Netze, sowie zur Flexibilisierung der Netze.

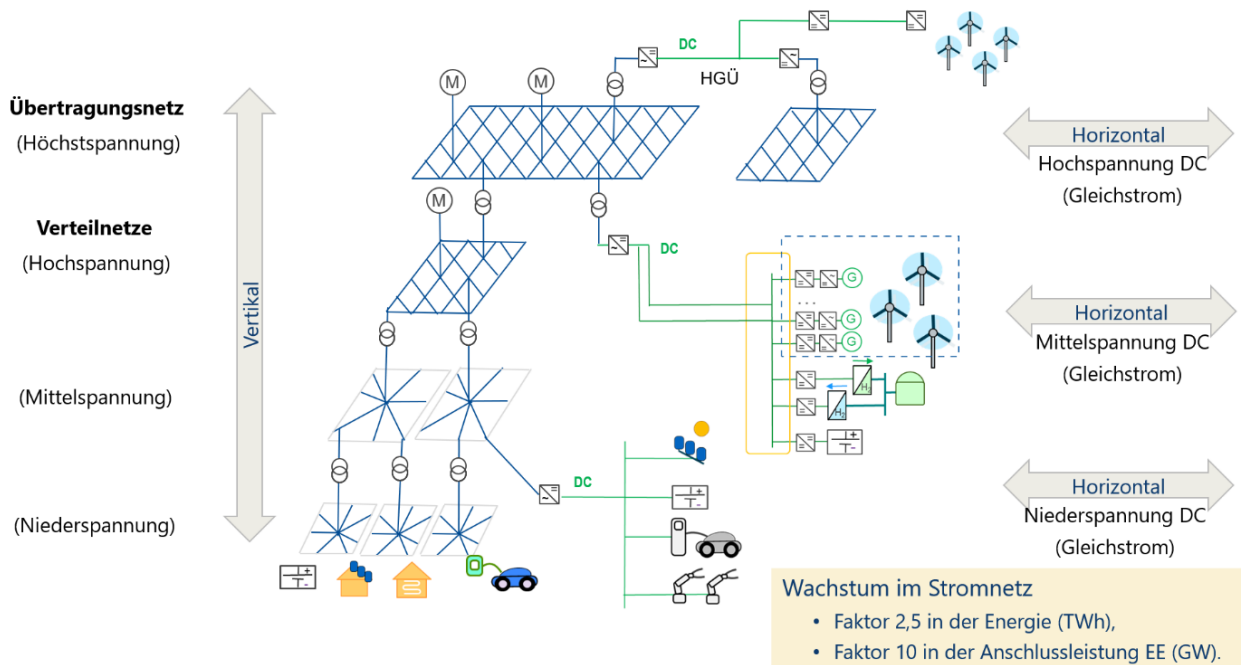


Bild 4.2.1: Ausbau der Stromnetze für Gleichstromsysteme

Der Ausbau der Stromnetze erfordert **neue Netzstrukturen für AC/DC-Topologien**. Innerhalb des Teilvorhabens der MR wurden Gleichstromsysteme in der Niederspannung und in der Mittelspannung untersucht. In der Niederspannung ist die Schlüsselkomponente ein **leistungselektronischer Transformator (SST)**. In der Mittelspannung wurden **Konzepte und Technologien für Gleichspannungsnetze (MVDC-Netze)** entwickelt. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Digitalisierung zur Flexibilisierung der Netze. Dieser Schwerpunkt wurde mit Hilfe der **Zustandsüberwachung für Transformatoren im Zusammenhang mit dem Digitalen Umspannwerk** adressiert.

5 Technologie und Konzeptentwicklung (Teilprojekt 5)

Die Maschinenfabrik Reinhausen (MR) war Leiter des Teilprojekts 5.1, das den Schwerpunkt der Aktivitäten der MR innerhalb des Berichtszeitraumes darstellt, und unterstützte als stellvertretender Leiter des Teilprojekts 5 insgesamt die Projektleitung. Inhalt des Teilprojekts 5.1 waren AC/DC Netztopologien als neue Netzstrukturen.

5.1 BETRIEBSMITTELKATALOG

Ziel der Arbeiten war die Analyse bestehender Konzepte zur Realisierung leistungselektronischer Wandler einschließlich der Konzepte aus der Projektphase 1. Zweck des Betriebsmittelkatalogs ist die Recherche des Stands der Technik, die Analyse und die Bewertung von Umrichterkonzepten für hybride AC/DC-Netze. Die Durchführung erfolgte am KIT in Kooperation mit der MR.

Es wird erwartet, dass Umrichter in der Zukunft zunehmend die Rolle von Transformatoren für Gleichstromsysteme übernehmen. Daher wurden für die jeweiligen Kombinationen die Anforderungen aus den Netzszenarien an die Umrichter aufgeführt. Die Umrichter wurden als Betriebsmittel mit ihren Eigenschaften charakterisiert und nach ihrer Eignung gemäß den Anforderungen aus den Netzszenarien bewertet.

Untersucht wurden Netzkupplungen mit folgendem kombinatorischem Schema:

- Primärseitig: AC bzw. DC
- Sekundärseitig: AC bzw. DC
- Spannungsebenen
- Mehr als 2 Ports (Multiport-Wandler).

Zu den einzelnen Kategorien wurden die typischen Anwendungsfälle in den jeweiligen Spannungsebenen und Netzen genannt. Leistungselektronische Bausteine (PEBB) als Module der Umrichter wurden in einem gesonderten Kapitel betrachtet. Die folgenden PEBBs wurden untersucht:

- Halbbrückenzenellen
- Vollbrückenzenellen
- Clamp-Doppelzelle
- NPC-Halbbrückenzenelle
- FC-Zelle
- DAB -Zellen
- LLC -Zellen

Als Bewertungskriterien bzw. Anforderungen galten je nach Anwendungsfall:

- Galvanische Trennung
- Lastflusssteuerung
- Netzbildung
- Dynamische Skalierbarkeit
- Effizienz
- DC-Stromunterbrechung

- Komplexität.

Es wurden folgende Anwendungsfälle untersucht:

- Anbindung von Energiespeichern
- DC-Microgrids
- Energieübertragung
- Netz-Stabilisierung
- Reduktion von Wandlungsstufen
- Reduktion der Leitungsverluste
- Bahnanwendungen DC
- Kopplung starrer Netze
- Inselnetzbetrieb (sekundärseitig)
- Bahnnetzversorgung AC.

Zu den untersuchten Umrichtertopologien gehörten:

- Einstufige SSTs
- SSTs in Serien-Serienschaltung (ISOS)
- SSTs in Serien-Parallelschaltung (ISOS)
- Solid-State-Transformer mit Spezial-Transformatoren
- LLC-Umrichter
- Buck-Boost-Konverter
- Drehstrombrückenschaltung
- Flying-Capacitor-Umrichter
- Neutral-Point-Clamped-Umrichter
- Nicht-modulare AC-DC Koppler
- Solid-State-Transformer AC-DC
- Vollbrücken-MMC
- Matrixumrichter
- Kombination nicht-modularer Wandler
- Kombination modularer Wandler
- Solid-State-Transformer AC-AC
- MMC Variation
- Modularer Multilevel SST
- Kaskadierte H-Brücken
- Multiport Solid-State-Transformer

Durch die Systematik der Zuordnung nach AC und DC-Ports, Anwendungsfällen und Anforderungen für die einzelnen Anwendungsfälle wurden die Topologien vergleichbar und ließen sich je nach Anwendungsfall bewerten. Für die Anwendungsfälle ergaben sich nach dem gewählten Ordnungsschema folgende Ergebnisse:

- *DC-DC:* Da alle aufgezählten Anwendungen eine galvanische Trennung benötigen und diese ohne zusätzlichen Aufwand nicht mit einem Buck-Boost-Converter erreicht wird, ist diese Topologie für diese Anwendungen nicht geeignet. Ein LLC-Umrichter kann nicht für einen großen Spannungsbereich ausgelegt werden, ohne Effizienz-Einbußen in Kauf zu nehmen.

Aus diesem Grund ist der LLC nicht für Anwendungen geeignet, die variierende Spannungsbereiche, wie bei einer Energiespeicheranbindung, abdecken müssen. Die anderen vier Topologien (‚Einstufiger Solid-State-Transformer‘, ‚Solid-State-Transformer ISOS‘, ‚Solid-State-Transformer ISOP‘ und ‚Solid-State-Transformer Variation‘) erfüllen alle Anforderungen der Anwendungen, jedoch ist empfehlenswert, wenn die konkrete Anwendung es zulässt, einen einstufigen SST zu verwenden. Dieser besitzt eine hohe Effizienz und ist weniger komplex als die anderen drei Topologien.

- *AC-DC:* Ohne zusätzlichen Einsatz eines Transformators können die vier Topologien ‚Drehstrombrückenschaltung‘, ‚Flying Capacitor Umrichter‘, ‚Neutral Point Clamped Umrichter‘ und ‚Vollbrücken-MMC‘ nicht eingesetzt werden, wenn eine galvanische Trennung für die Anwendung wie z.B. Netz-Stabilisierung notwendig ist. Für die Anwendung als Netz-Stabilisierung sind die Topologien ‚Nicht-modulare ACDC-Koppler‘, ‚Solid-State-Transformer AC-DC‘ und ‚Solid-State-Transformer Variation‘ einsetzbar.

Aufgrund der größeren Flexibilität als Nicht-modulare AC-DC Koppler und der geringeren Komplexität als Variationen von SST-Topologien ist eine einfachere Topologie wie Solid-State-Transformer AC-DC zu empfehlen. Für die Anwendung Reduzierung der Wandlungsstufen wäre laut der Anforderungsmatrix die Topologie Vollbrücken-MMC am besten geeignet. Da die Komplexität aber im Vergleich zu einer simplen Drehstrombrückenschaltung viel höher ist, lohnt sich die Einsparung einer zusätzlichen DC-Stromunterbrechung nicht. Je nach konkreter Anforderung ist für diese Anwendung also ein Drehstrombrückenschaltung mit zusätzlicher DC-Stromunterbrechung zu empfehlen.

Da es bei der Anwendung ‚Reduzierung der Leitungsverluste‘ um hohe Leistungen bei hohen Spannungen geht, die übertragen werden sollen, ist ein Vollbrücken-MMC am besten geeignet. Die inhärente Funktionalität der DC-Stromunterbrechung besitzt Vorteile gegenüber anderen Topologien mit zusätzlichem Stromunterbrecher.

- *AC-AC:* Aufgrund der prinzipiellen Nachteile, der Komplexität und der geringen Erfahrungen mit Matrixumrichtern in realen Anwendungen, sollte kein Matrixumrichter eingesetzt werden. Da jede der aufgezählten Anwendungen eine galvanische Trennung benötigt, sind die Topologien mit direkten Kopplungen der Netze ungeeignet. Durch Kombination mit LF-Transformatoren kann man die galvanische Trennung zwar zusätzlich hinzufügen, jedoch ist dessen Leistungsdichte klein.

Die ‚MMC-Variation‘ und ‚Modularer Multilevel SST‘ sind wegen ihrer Eigenschaften zwar prinzipiell für alle drei Anwendungen geeignet, jedoch ist deren Komplexität zu hoch und es wurden noch zu wenig Erfahrungen mit den Topologien gesammelt, als dass sie für eine der Anwendungen empfohlen werden könnten. Die drei Topologien ‚Kombination nicht-modularer Stromrichter (SR)‘, ‚Kombination modularer SR‘ und ‚Solid-State-Transformer AC-AC‘ sind alle geeignet, um die Anforderungen der Anwendungen zu erfüllen. Aufgrund der geringen Komplexität und der Erfahrung mit simplen nicht-modularen SRs ist jedoch deren Kombi-nation die voraussichtlich beste Lösung.

- *Mehrport-Wandler:* Jeder Multiportwandler kann intern aus einer Kombination der Wandler zusammengesetzt werden. Bei der genauen Auslegung von Mehrportwandlern müssen die konkreten Anforderungen jedes einzelnen Ports betrachtet werden. Jeder dieser

Multiportwandler muss also spezifisch ausgelegt werden und so sind prinzipielle Vergleiche auf dieser Abstraktionsebene nicht sinnvoll.

5.2 LEISTUNGSELEKTRONISCHER TRANSFORMATOR (SST)

Schwerpunkte der Technologieentwicklung SST ist die Konzeption und Entwicklung eines Funktionsmodells für einen leistungselektronischen Transformator (SST = Solid State Transformer).

Spezifikation des Zielsystems und Systemsimulationen

Als Anwendung für den SST wurde der Einsatz als DC-Station zur Versorgung von Schnellladestationen spezifiziert. Für das System wurden folgende Eigenschaften vorgegeben:

- DC-Verteilung zu den Ladestationen mit großer Reichweite bei geringen Verlusten
- Netzanschluss über DC-Station = SST
- Feldversuch mit 2 bis 4 Parkplätzen
- Einsatz kompakter DC-DC Ladestationen
- Galvanische Trennung vom AC-Netz und von den Fahrzeugen
- Skalierbares und erweiterbares System: Ein Ausbau des Systems wäre mit bis zu 30 Parkplätzen und einer Leistung von bis zu 2 MVA möglich.

Das System soll direkt an die Mittelspannung (20 kV) angeschlossen werden. Das System soll einen konventionellen Transformator in Kombination mit Niederspannungsumrichtern ersetzen (DC-Station). Der Systemansatz enthält außerdem ein Verteilnetz zur industriellen DC-Versorgung, für PV-Anlagen und Batteriespeicher. Hierdurch ergibt sich die Möglichkeit für Erweiterungen des Betriebsversuchs in der Projektphase 3.

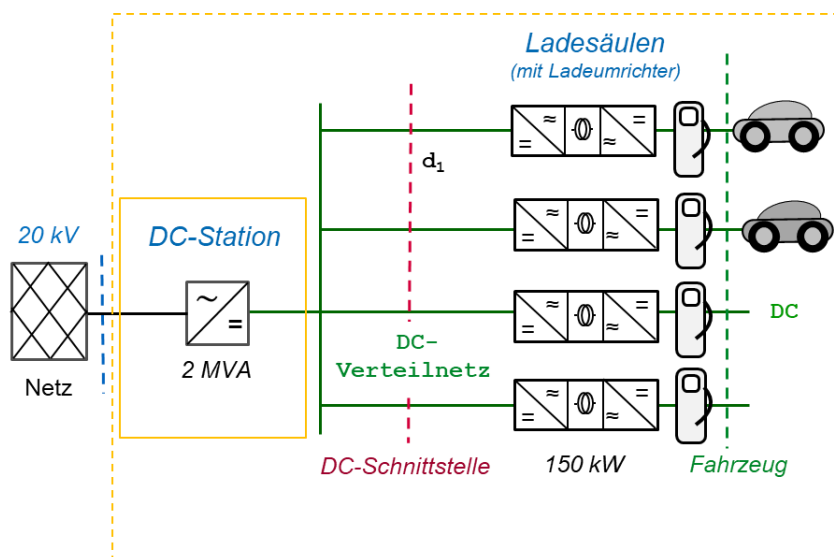


Bild 5.2.1 Einsatz des SST als DC-Station für Schnellladestationen

Im TP 5 erfolgte die Systemdefinition:

- Die Spezifikation des Systems als Lastenheft,
- Systemsimulationen zu den regelungstechnischen Eigenschaften,
- Die Planung des Projektes,

- Die Beschaffung von Material für das Laborsystem des SSTs,
- Der Beginn der Entwicklung.

Neu an diesem Konzept ist der direkte Anschluss an die Mittelspannung. Die diesbezügliche Spannungsisolations bei kompakter Bauweise gehört zu den technischen Herausforderungen des Projektes. Die Baugröße sollte vergleichbar sein mit konventionellen Transformatoren. Folgende Abbildung zeigt den Aufbau des Konverters.

Das System ist dreiphasig aufgebaut, wobei zugunsten der Spannung eine Sternkonfiguration gewählt wird. In jeder Phase sind die Zellen primärseitig seriell verschaltet, sekundärseitig parallel. Die Transformation der Spannung entsteht durch die Serien-Parallelschaltung.

Jede Zelle enthält einen Transformator, der mit Schaltfrequenz betrieben wird (einen Mittelfrequenztransformator). Hierdurch ist der Konverter galvanisch trennend. Diese galvanische Trennung ist Voraussetzung der sekundärseitigen Parallelschaltung der Zellen. Die Schaltung auf der Sekundärseite des Konverters besitzt eine Stromquellencharakteristik, d.h. der Konverter ist strombegrenzend. Diese Eigenschaft ist wesentlich zur Führung eines DC-Verteilnetzes auf der Sekundärseite.

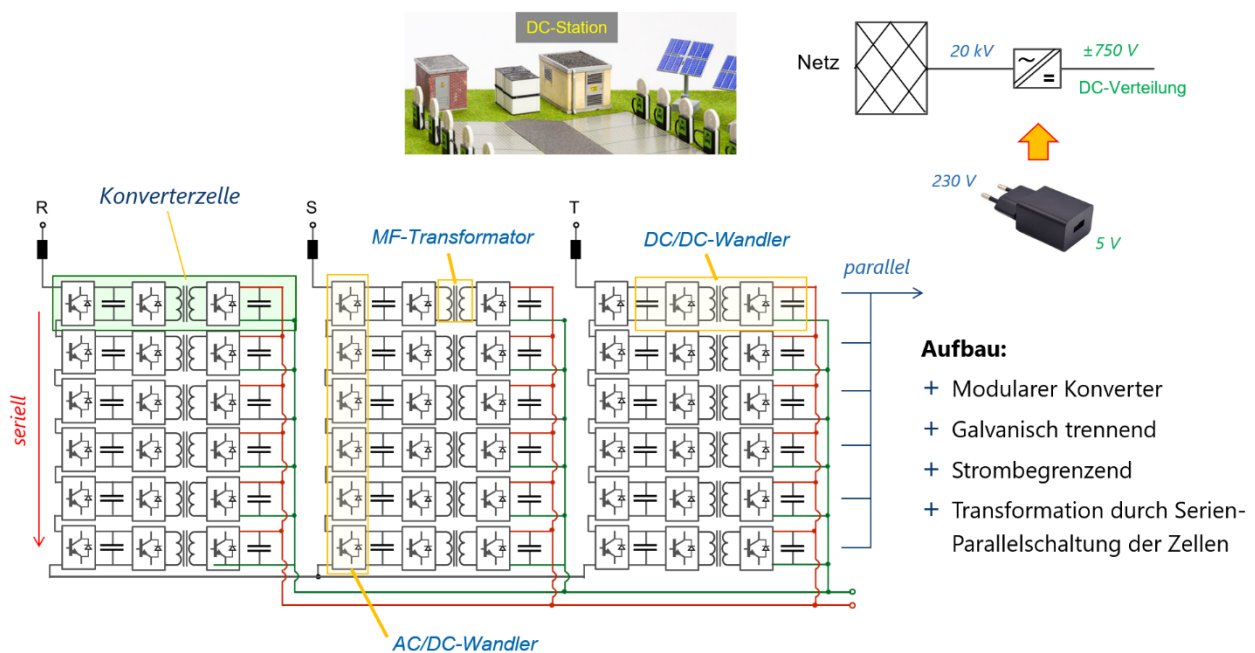


Bild 5.2.2 Aufbau des Konverters

Die Schaltung insgesamt entspricht einem USB-Ladegerät bzw. einem Schaltnetzteil: Auch dort gibt es einen primärseitigen AC-Anschluss und einen sekundärseitigen DC-Anschluss mit vergleichsweise niedriger Spannung. Der DC-Anschluss ist mit Hilfe eines Schalttransformators von der AC-Seite galvanisch getrennt. Im Vergleich zu Ladegeräten mit 50 Hz-Transformator und Brückengleichrichter fallen Baugröße und Gewicht gering aus: Der Materialeinsatz an Kupfer und Eisen ist vergleichsweise niedrig.

Der SST sollte daher in konventionellen Beton-Containern oder Transformatorzellen eingesetzt werden können. Im Unterschied zu einem konventionellen Transformator stellt der SST sekundärseitig eine Gleichspannung bereit: Ein weiteres Umrichtersystem ist nicht erforderlich.

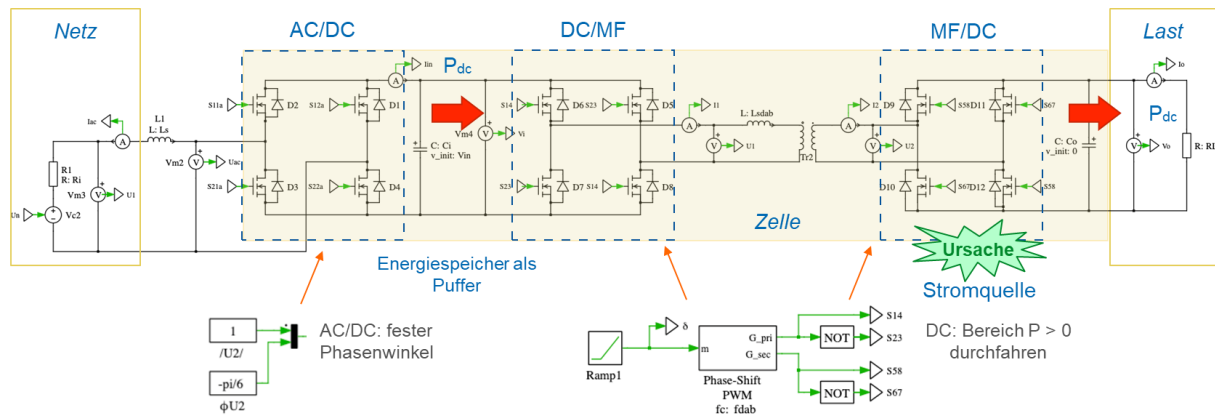


Bild 5.2.3 Systemsimulationen zum SST (einzelne Zelle)

Die Systemsimulation des SST enthält die Signalverarbeitung der Systembausteine (kaskadierte H-Brücken, Dual-Active Bridges) einschließlich der Regelung des Systems.

Die Simulation umfasst

- Physikalische Zellen
- Zellen mit Schaltern
- Mittelwertmodelle (mit Stromquellen und Spannungsquellen)
- Gemischte Modelle (physikalische Zellen im Mittelwertmodell)

Im Unterschied zu konventionellen Umrichtern enthält das System zwei Zwischenkreise (pro Zelle) und ermöglicht die galvanische Trennung der Sekundärseite von der Primärseite, die für den Betrieb an der Mittelspannung unverzichtbar ist. Aus der Simulation lassen sich die Dimensionierung der Bauelemente ableiten, sowie Regelstrategien für das System.

Bei größerer Anzahl an Zellen ist eine Hardware-Beschleunigung erforderlich. Künftige Simulationen sollen auch die Umgebung des Systems nachbilden, d.h. Netzemulationen für das Mittelspannungsnetz sowie für das Gleichstromnetz mit den angeschlossenen Systemen. Die Ergebnisse der Systemsimulationen zum SST einschließlich der Modelle wurden in einem Arbeitspapier dokumentiert.

ENSURE AC-/DC-Netztopologien TP 5.1 Technische Dokumentation																																											
Simulationsmodelle zum leistungselektronischen Transformator (SST)																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Funktion</th> <th>Name</th> <th>Datum</th> <th>Änderungsgeschichte</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Verfasser</td> <td>S. Rupp</td> <td>6.08.2020</td> <td>Entwurf: Gliederung</td> </tr> <tr> <td></td> <td>S. Rupp</td> <td>11.09.2020</td> <td>Kapitel 1 und 2 eingefügt</td> </tr> <tr> <td></td> <td>S. Rupp</td> <td>18.09.2020</td> <td>Kapitel 3 eingefügt</td> </tr> <tr> <td></td> <td>S. Rupp, E. Schmid</td> <td>5.10.2020</td> <td>Kapitel 4 und 5 eingefügt</td> </tr> <tr> <td></td> <td>E. Schmid</td> <td>18.12.2020</td> <td>Kapitel 6 eingefügt</td> </tr> <tr> <td></td> <td>S. Rupp</td> <td>21.12.2020</td> <td>Kapitel 7 ergänzt</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Funktion	Name	Datum	Änderungsgeschichte	Verfasser	S. Rupp	6.08.2020	Entwurf: Gliederung		S. Rupp	11.09.2020	Kapitel 1 und 2 eingefügt		S. Rupp	18.09.2020	Kapitel 3 eingefügt		S. Rupp, E. Schmid	5.10.2020	Kapitel 4 und 5 eingefügt		E. Schmid	18.12.2020	Kapitel 6 eingefügt		S. Rupp	21.12.2020	Kapitel 7 ergänzt													1 Inhaltsverzeichnis 1 Inhaltsverzeichnis 2 Systemübersicht 4 1.1 Gleichspannungs-Verteilnetz 4 1.2 Funktionsweise 6 1.3 Aufbau des leistungselektronischen Transformators 6 1.4 Aufbau als Gleichspannungs-Transformator 7 2 Regelungstechnisches Modell 9 2.1 Gleichspannungsnetz 9 2.2 Anschluss an das Wechselspannungsnetz 10 2.3 Regelstrecke 11 2.4 Regelung 12 3 Dual-Active-Bridges (DAB) 17 3.1 Funktionsweise 17 3.2 Charakterisierung als Regelstrecke 20 3.3 Ausgangsbeschaltung und Regelung 22 3.4 DC/DC-Wandler aus DAB 24 4 Kaskadierte H-Brücken 27 4.1 Funktionsweise 27 4.2 Signalverarbeitung und Modulation 28 4.3 Charakterisierung als Regelstrecke 29 4.4 Ausgangsbeschaltung und Regelung 31 5 Gesamtsystem 35 5.1 Einzelne Zelle 35 5.2 Dreiphasiges minimales System 36 5.3 Repräsentatives dreiphasiges System 41 5.4 Beschleunigung der Rechenzeit durch Schaller statt Transistoren 44 6 Simulationsmodelle 45 6.1 STATCOM 45 6.2 Oberwellenfilter 49 6.3 DC-Station mit unidirektionalem Lastfluss 51 6.4 DC-Station mit bidirektionalem Lastfluss 52 6.5 Mittelwertmodell 56 6.6 Mittelwertmodell mit einer physikalischen Zelle 58 7 Zusammenfassung und Ausblick 61		
Funktion	Name	Datum	Änderungsgeschichte																																								
Verfasser	S. Rupp	6.08.2020	Entwurf: Gliederung																																								
	S. Rupp	11.09.2020	Kapitel 1 und 2 eingefügt																																								
	S. Rupp	18.09.2020	Kapitel 3 eingefügt																																								
	S. Rupp, E. Schmid	5.10.2020	Kapitel 4 und 5 eingefügt																																								
	E. Schmid	18.12.2020	Kapitel 6 eingefügt																																								
	S. Rupp	21.12.2020	Kapitel 7 ergänzt																																								
© Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2 TP5_1_SST_Simulationsmodelle.docx																																											

Bild 5.2.4 Dokumentation zum Regelungskonzept des SST mit Simulationsmodellen

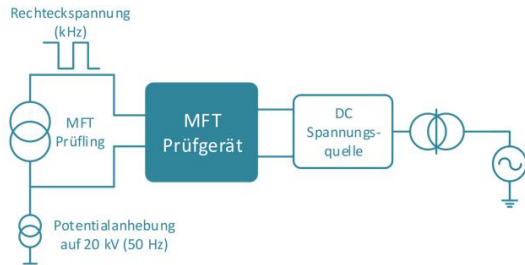
Entwicklungsprojekt SST-Demonstrator

Im Teilprojekt SST wurden die Konzeption und die Entwicklungen zum Nachweis der technischen Machbarkeit eines SST für den Einsatz als DC-Station zur Versorgung von Schnelladestationen abgeschlossen. Folgende Tätigkeiten wurden durchgeführt:

- Konzeption und Auslegung der Zellen
- Konzeption und Auslegung des Gesamtsystems
- Konzeption und Auslegung der Mittelfrequenztransformatoren (MFT)
- Fertigung von MFT-Funktionsmustern sowie Prüfung im Transformatorprüfstand (Leerlaufversuch, thermisches Verhalten bei Nennbetrieb) und Prüfung im Hochspannungsprüffeld der MR (u.a. Blitzstoßspannungsprüfung und Prüfung des Teilentladungsverhaltens, siehe Bild 5.2.5)

- Erstellung eines Prüfdokuments zur Prüfung von hochspannungsisolierten Mittelfrequenztransformatoren (MFT)

Elektrische und thermische Prüfungen



Prüfungen zur Spannungsfestigkeit

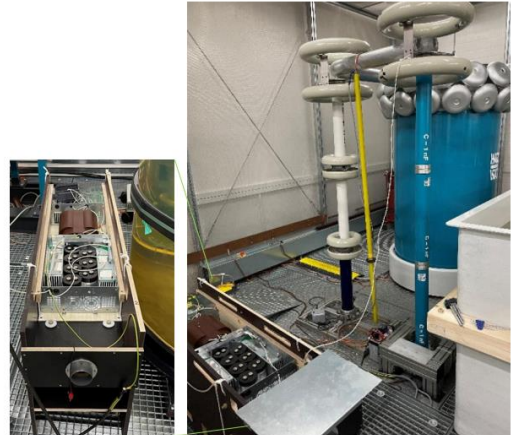


Bild 5.2.5 Prüfungen der Mittelfrequenz-Transformatoren

- Inbetriebnahme der ersten SST-Zellen und Softwarevalidierung (siehe Bilder 5.2.6 und 5.2.7)
- Konstruktion und Aufbau eines SST-Gestells für die Aufnahme von 12 SST-Zellen
- Fortsetzung der Planung der SST-Prüfumgebung und Beginn des Containerausbaus
- Erstellung eines Prüfdokuments zur Inbetriebnahme des SST-Prototyps mit anschließenden Funktionsprüfungen inkl. Fehlverhalten

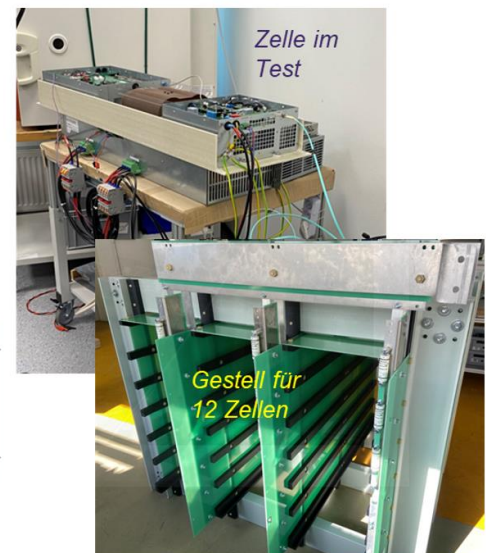
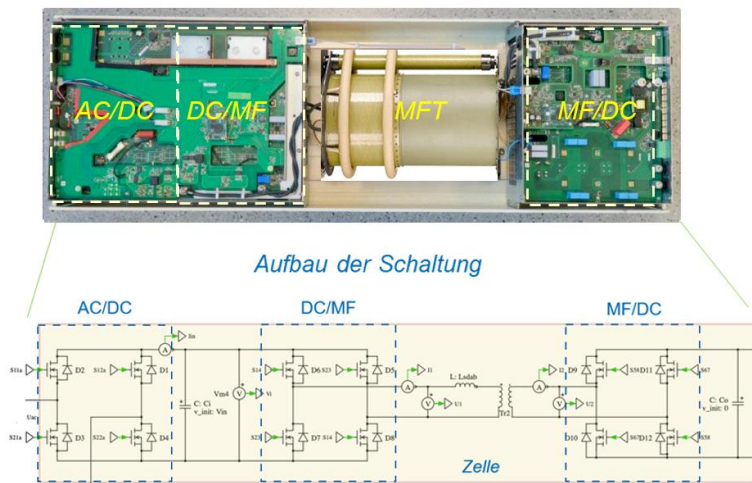


Bild 5.2.6 Aufbau und Testumgebung der Zellen

Die Entwicklung von SST-Funktionsmustern erfolgte mit Unterstützung eines externen Entwicklungsdienstleisters, wobei folgende Arbeitsteilung in enger Zusammenarbeit zwischen MR und dem Dienstleister festgelegt wurde.

MR:

- Entwicklung und Prüfung von hochspannungsisolierten Mittelfrequenztransformatoren
- Entwicklung eines SST-Gestells und Unterstützung der Zellkonstruktion für Mittelspannungsanwendungen
- Entwicklung einer Prüfumgebung zur Inbetriebnahme von SST-Funktionsmustern bei Mittelspannung
- Inbetriebnahme von SST-Funktionsmustern

Externer Dienstleister:

- Entwicklung und Test von leistungselektronischen Zellen für SST-Funktionsmuster, inkl. Auslegung aller Komponenten
- Entwicklung und Test von SST-Funktionsmustern bei Niederspannung
- Lieferung von SST-Zellen für SST-Funktionsmuster

Insbesondere die Erstellung eines Pflichtenhefts erfolgte in enger Kooperation beider Partner.

Zur Vorbereitung der Umsetzung eines SST-Demonstrators wurde ein SST-Gestell für 12 SST-Zellen auf der Basis (siehe Bild 3.1) des für den späteren SST-Prototypen entwickelten Gestells aufgebaut. Parallel dazu wurde mit der Inbetriebnahme einzelner SST-Zellen und der Validierung der Software auf Zellebene begonnen. Die Inbetriebnahme eines SST-Testsystems mit bis zu 12 Zellen dient als Vorbereitung für die Inbetriebnahme eines SST-Demonstrators mit bis zu 72 Zellen.



Bild 5.2.7 Funktionstests der Zellen

Für Arbeiten im Labor wurde der Gestellrahmen des Testsystems verwendet. Dieser Rahmen gestattet die Aufnahme von bis zu 6 Zellen pro Phase und entspricht in einer dreiphasigen Ausführung einem Viertel des Gesamtsystems (bis zu 18 Zellen Testsystem im Vergleich zum Ausbau mit 72 Zellen im Demonstratorsystem). In zweiphasiger Bestückung erlaubt das Testsystem auch DC/DC-Konfigurationen. Das Testsystem wurde für Arbeiten im Labor mobil ausgeführt.



Bild 5.2.8 Aufbau des Testsystems im Labor

Im Projektzeitraum wurde die Planung der SST-Prüfumgebung abgeschlossen und der Aufbau der Prüfumgebung begonnen. Der Aufbau umfasst den Ausbau des Prüfcontainers und die Anbindung an die Laborumgebung. Die Inbetriebnahme der Prüfumgebung mit SST erfolgte auf Basis eines reduzierten SST-Testsystems für bis zu 12 Zellen im Labor.

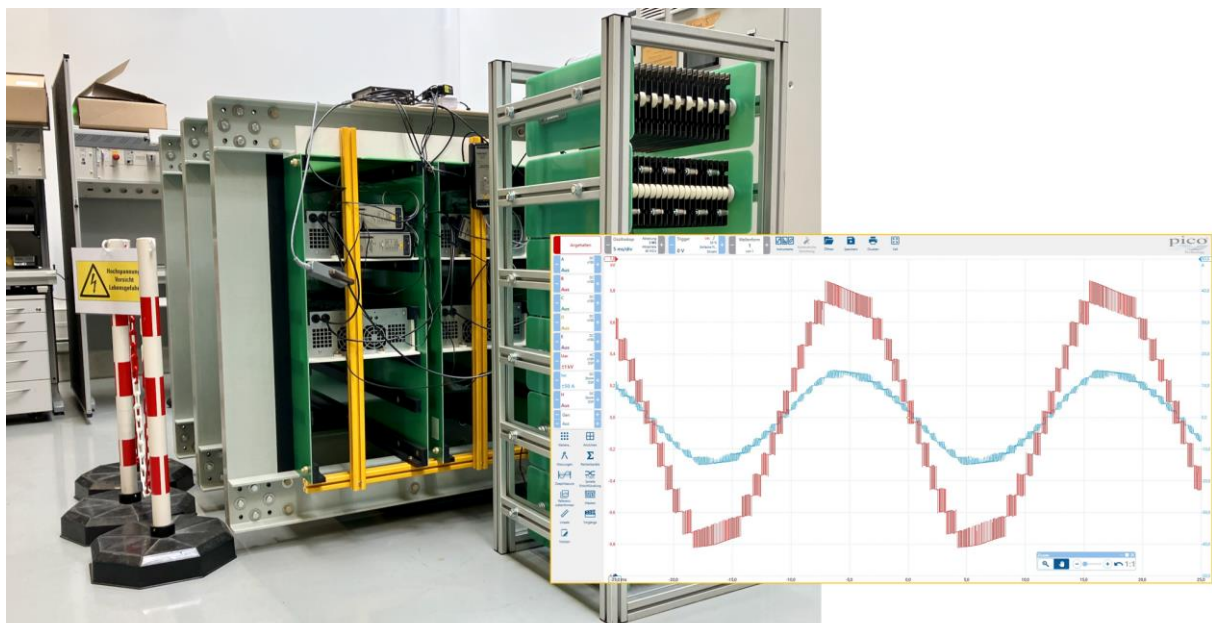


Bild 5.2.9 Funktionstests des Testsystems im Labor

Die Tests erfolgten an einer DC-Spannungsversorgung mit einer AC-Last im Bereich der Niederspannung. Für das größere System wurde die Konzeption des Gestells einschließlich Erdungs- und Schutzkonzept abgeschlossen und der Gestellrahmen aufgebaut. Die Realisierung erfolgt im Container auf dem Betriebsgelände der MR.

Untersuchungen zu Mittelspannungs-DC-Strecken

Zum Thema MVDC-Strecken wurden folgende Tätigkeiten durchgeführt:

- Durchführung von Langzeittests
- Untersuchung der Belastbarkeit von AC-Kabeln mit DC-Belastung bis zur Durchbruchspannung
- Abschluss der Projektdokumentation
- Präsentation der Ergebnisse

Die Untersuchungen zur Verwendung von AC-Kabeln für Mittelspannungs-DC-Strecken erfolgten im Rahmen eines Unterauftrages an die Universität Graz und wurden im Berichtszeitraum erfolgreich abgeschlossen. Ergebnisse wurden publiziert (siehe Literaturverzeichnis).

Untersuchungen zu Mittelfrequenz-Transformatoren

Zum Thema Mittelfrequenztransformatoren wurden folgende Tätigkeiten durchgeführt:

- Untersuchung von Parametervariationen auf das thermische Design
- Abschluss der Projektdokumentation

Die Untersuchung zu Mittelfrequenztransformatoren erfolgten im Rahmen eines Unterauftrags an die Technische Universität Wien und wurde erfolgreich abgeschlossen. Ergebnisse wurden publiziert (siehe Literaturverzeichnis).

Virtuelles Prüffeld für SST-Anwendungen

Zur Umsetzung eines CHIL-Prüffeldes zur Prüfung des SST-Controllers wurden zusammen mit der CAU folgende Arbeitspakete definiert:

- Modellerstellung und Implementierung in RTS
- Simulationen und Erstellung eines digitalen Abbilds des Prüffeldes
- Inbetriebnahme des Prüffeldes und Implementierung einer Schnittstelle für den MR-Controller
- Prüfungen

Die Modellerstellung wurde erfolgreich abgeschlossen, die Implementierung in RTS sowie Simulationen zur Erstellung eines digitalen Abbilds des Prüffeldes sind in Bearbeitung. Da der MR-Controller für Prüfungen innerhalb der Projektlaufzeit nicht zur Verfügung stand, wurde von der CAU als Alternative eine Schnittstelle zur Anbindung eines am Lehrstuhl verfügbaren Controllers umgesetzt. Die Anbindung des MR-Controllers an das digitale Prüffeld soll in einer fortgeführten Kooperation (z.B. im Rahmen der dritten ENSURE Projektphase) nachgeholt werden.

Stand zum Projektende

Alle wesentlichen Entwicklungen konnten erfolgreich abgeschlossen werden. Meilensteine **M5.1.2 „Konzepte für MVDC-Netze“** wurde planmäßig abgeschlossen und die Ergebnisse im Meilensteinbericht zusammengefasst. Für **M5.1.1 „Konzepte und Funktionsmuster SST“** wurden im

Berichtszeitraum Funktionsmuster gefertigt und im Labor getestet. Die Prüfung eines Teilsystems konnten erfolgreich abgeschlossen werden. Hiermit wurde die Gültigkeit der Konzepte und die technische Machbarkeit mit dem gewählten Design nachgewiesen.

Die Planung und Umsetzung einer SST-Prüfumgebung wurden erfolgreich abgeschlossen. Es wurde ein Prüfcontainer auf dem Betriebsgelände der MR aufgebaut. Nach Ausbau des Prüfcontainers erfolgte die Anbindung an die Laborumgebung. Die Inbetriebnahme der Prüfumgebung mit SST erfolgte auf Basis eines reduzierten Systems des SST mit bis zu 12 Zellen.

Für den **SST-Demonstrator** in TP 5 wurde folgender Stand erreicht:

- Aufbau der Prüfumgebung für ein Teilsystem des SST im Labor der MR in Regensburg
- Aufbau des Teilsystems SST (für 12 Zellen) und Durchführung der Tests
- Beginn des Aufbaus der vollständigen Prüfumgebung für den SST im Labor und mit Container im Außenbereich auf dem Betriebsgelände der MR

Der Aufbau des Demonstrators und weiterführende Untersuchungen werden nach Abschluss des MS 5.1.1 fortgesetzt. Folgende Aktivitäten sind vorgesehen:

- Fertigstellung des Aufbaus der vollständigen Prüfumgebung für den SST im Labor und mit Container im Außenbereich.
- Aufbau eines vollständigen SST-Systems im Container
- Erweiterung der Prüfumgebung für weitergehende Untersuchungen an LVDC-Microgrids in ENSURE Phase 3.



Bild 5.2.10 Vorbereitung des Containers für den SST-Demonstrator auf dem Betriebsgelände der MR mit Anschluss an das Prüffeld (Foto anlässlich des TP-5 Projekttreffens am 26.10.2022 bei der MR)

Aufbau des Demonstrators

Für den Betrieb an einem MVAC-Netz ist das System dreiphasig aufgebaut.

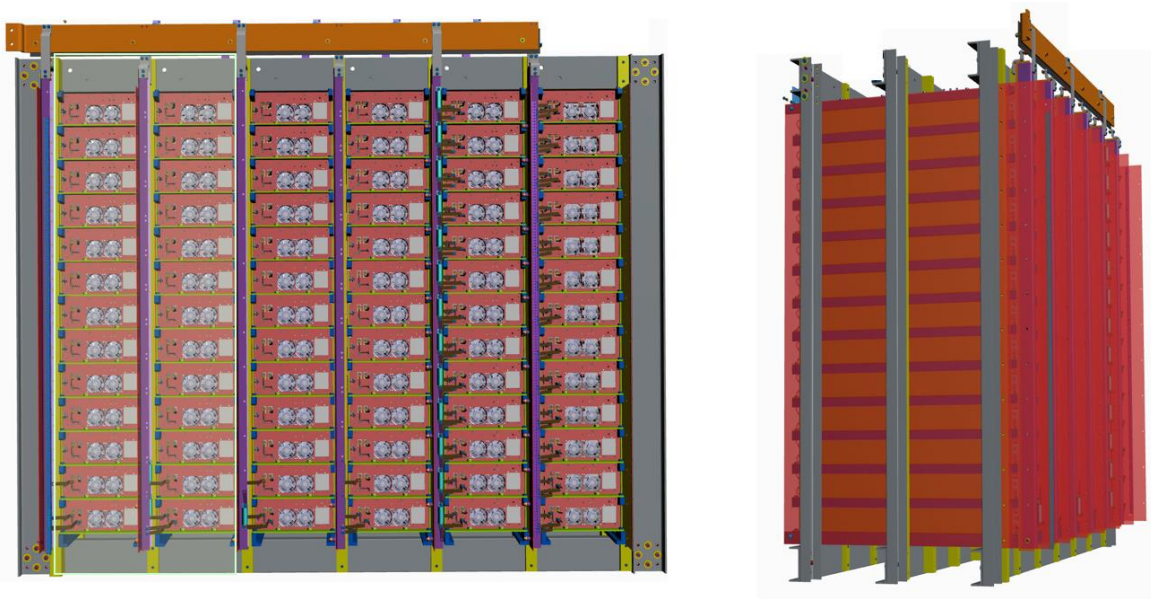


Abbildung 5.2.11: Vollständiges SST-System für bis zu 78 Zellen

Sekundärseitig kann die Verschaltung der Zellen so erfolgen, dass eine symmetrische Gleichspannung von $\pm 750 \text{ V}_{\text{DC}}$ bereitgestellt wird. Die Abbildung zeigt das mechanische Design. Jede Phase kann bis zu 24 Zellen aufnehmen (plus 2 Zellen als Reserve bzw. redundante Zellen). Insgesamt fasst das System somit 72 Zellen. Der Systemaufbau ermöglicht somit folgende Konfigurationen in 3 x 24 Zellen in AC//DC-Konfiguration an 20 kV mit 2 MW Leistung.

In der AC-Konfiguration bleiben die Zellen jeder Phase primärseitig in einer Sternkonfiguration verschaltet. Da das System modular aufgebaut ist, lässt sich für Anlagen geringerer Leistung ein Wandler mit weniger Zellen aufbauen. In diesem Fall skaliert die Leistung des Systems mit der Spannung: Für ein symmetrisches System mit halber Leistung würde nur die halbe Spannung benötigt. Umgekehrt lässt sich bei gegebener Spannung die Leistung durch die Parallelschaltung mehrerer Systeme vergrößern.



Abbildung 5.2.12: Aufbau des Containers für den SST in der Mittelspannung

Auf dem Betriebsgelände der Maschinenfabrik Reinhausen in Regensburg fand der Aufbau eines Containers mit der Konfiguration des Zielsystems statt. Die Abbildung oben zeigt den Aufbau des Containers mit dem Zielsystem.

Der Aufbau befindet sich auf einem Betonsockel im Eingangsbereich direkt neben dem leistungselektronischen Labor. Die Anlage ist über einen Kabelkanal mit dem Labor verbunden. Der erweiterte Aufbau des Prüffeldes mit Anlagen zur Erzeugung variabler Spannungen, Erzeugung von zirkulierenden Lastflüssen und den verbundenen Prüfeinrichtungen findet innerhalb des Labors statt.



Abbildung 5.2.13: Mittelspannungsanschluss im Container

Zur Versorgung der Anlage mit 20 kV Spannung wird im Container ein konventioneller Transformator untergebracht. Auf diese Weise muss das Labor nicht auf Mittelspannung erweitert werden. Die AC-Spannung wird variabel mit Hilfe von Umrichtern aus dem Portfolio der MR erzeugt, die im Prüffeld aufgebaut sind.



Abbildung 5.2.14: Einbau des SST-Gestells in den Container

Der Aufbau des Containers zeigt, dass das Zielsystem weniger als die Hälfte des verfügbaren Raums einnimmt. Einen großen Teil beansprucht der AC-Transformator und die AC-Drosseln (in blauer Farbe in der Abbildung oben). Mit dem Zielsystem verbunden ist ein Schaltschrank für die Systemsteuerung. Für eine DC-Konfiguration wäre der Platz in einem Standard-Container somit hinreichend.

Aufbau der Prüfumgebung

Der Container wurde außerhalb des leistungselektronischen Labors aufgestellt. Das Labor ist für Systeme der Niederspannung ausgestattet. Daher erfolgt die AC-Versorgung des SST aus dem Labor mit Hilfe eines Niederspannungskonverters der MR (Gridcon PCS). Innerhalb des Containers wird die AC-Spannung mit Hilfe eines Step-Up Transformers auf die Mittelspannung hochgesetzt. Durch Vorgabe variabler AC-Spannungen sind Tests mit steigendem Spannungsniveaus möglich.

Die AC-Versorgung des Containers aus dem Labor gestattet die Emulation unterschiedlicher Betriebszustände des AC-Netz, wie beispielsweise eine Unsymmetrie der Versorgung, bzw. Oberwellen in der Spannung. Die Prüfumgebung im Labor ist automatisiert und lässt sich von einem zentralen Bedienplatz steuern.

Der SST im Container stellt in dieser Umgebung den Prüfling dar (DUT = Device under Test). Bei Versorgung mit einer AC-Spannung soll der SST die DC-Spannung stellen. Hierbei soll der SST bidirektional in beiden Lastflussrichtungen betrieben werden: Für Verbraucher (wie z.B. Ladestationen) soll Leistung aus dem AC-Netz entnommen werden. Bei Betrieb von Erzeugern am DC-Netz (wie z.B. PV-Anlagen oder Batteriesysteme) soll eine Einspeisung ins AC-Netz möglich sein.

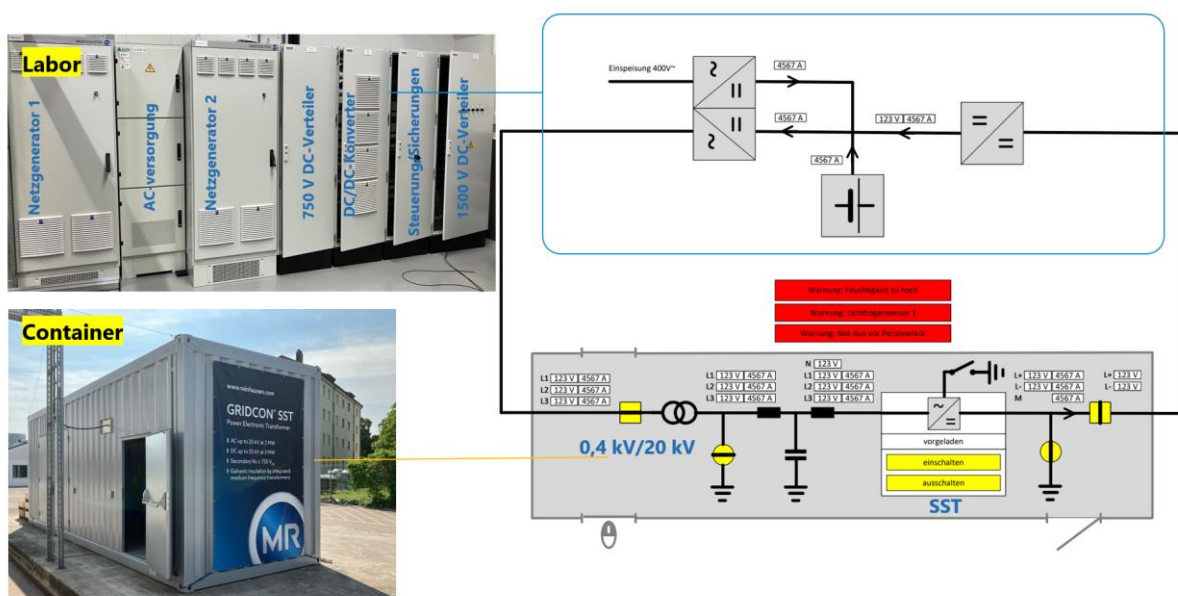


Abbildung 5.2.15: Prüfumgebung im Labor und im Container

Der Prüfaufbau enthält keine Verbraucher oder Erzeuger im DC-Kreis. Zum Betrieb unter Lasts muss die Leistung vom Teststand aus bidirektional vorgegeben werden. Zu diesem Zweck wird die Leistung im Prüfaufbau zirkuliert.

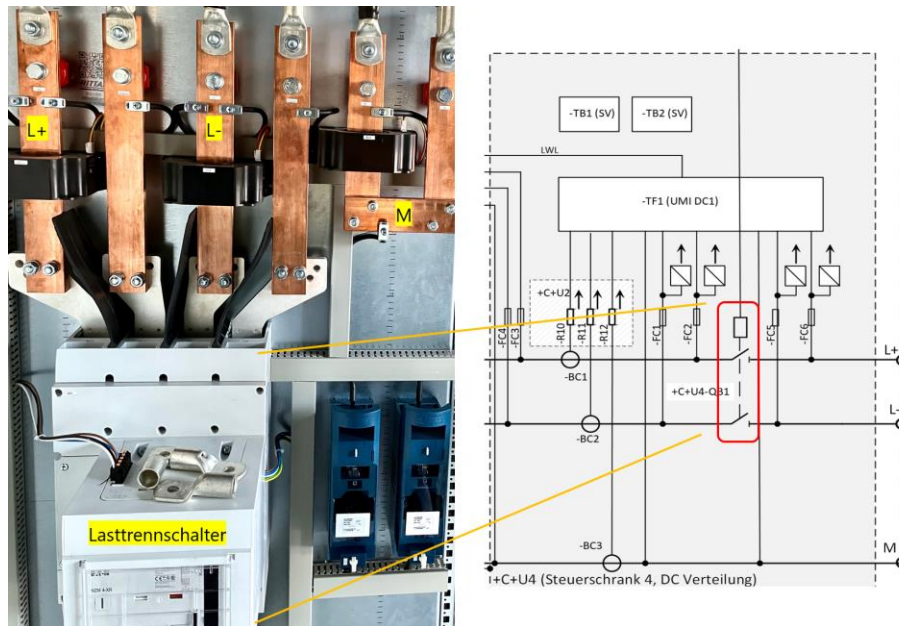


Abbildung 5.2.16: DC-Sammelschiene im Container

Basis der Lasttests mit zirkulierender Leistung ist ein DC/DC-Wandler der MR (Gridcon DCT), der sich als bidirektionale Stromquelle einsetzen lässt. Gleichzeitig dient dieser Wandler der Anpassung der unterschiedlichen Spannungsniveaus des SST ($\pm 750 \text{ V}_{\text{DC}}$ bzw. $1500 \text{ V}_{\text{DC}}$) und der AC/DC-Konverter. Letztere erreichen, wie alle Zweilevel-Konverter und Drei-Level-Konverter das angestrebte Spannungsniveau des SST nicht, da ihr Spannungsniveau an die Höhe der AC-Spannung gebunden ist. Im Labor stehen wahlweise $400 \text{ V}_{\text{AC}}$ und $690 \text{ V}_{\text{AC}}$ zur Speisung der Umrichter zur Verfügung.

Die Laborumgebung kann bis zu 500 kW Leistung zirkulieren. Verluste werden von einem Batteriesystem in DC-Kreis, bzw. mit Hilfe eines weiteren AC/DC-Konverter (Gridcon PCS) aus dem AC-Netz ausgeglichen. Die Prüfumgebung gestattet alle Tests der angestrebten Zielkonfiguration des SST als DC-Station (siehe folgende Abbildung).

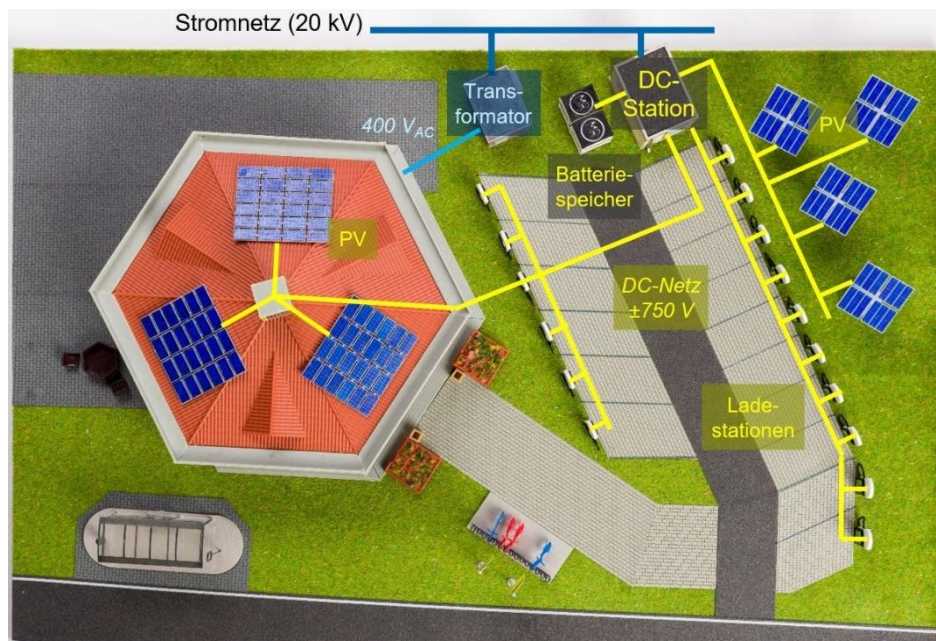


Abbildung 5.2.17: Zielkonfiguration des Demonstrators

Die Prüfumgebung ist vorbereitet auf weiterführende Untersuchungen in der Projektphase 3 von ENSURE zum Thema LVDC-Microgrids. Basis hierfür ist die Bereitstellung der DC-Spannung von ($\pm 750 \text{ V}_{\text{DC}}$ bzw. $1500 \text{ V}_{\text{DC}}$) durch den SST für ein DC-Verteilnetz. Gegenstand der Untersuchungen in der dritten Projektphase sind Konzepte zum Schutz in DC-Verteilnetzen und Konzepte zum Betrieb von Anlagen in DC-Verteilnetzen.

5.3 MVDC-KOLLEKTORNETZE

Die Technologieentwicklung MVDC umfasste Konzepte, Studien und eine wirtschaftliche Bewertung von MVDC-Kollektornetzen, sowie Untersuchungen zur technischen Machbarkeit speziell für MVDC-Netze geeigneter MMC-Konverter

MVDC-Kollektornetze

Als Anwendungsfall für MVDC-Netze wurde der Einsatz von MVDC-Netzen zum Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern definiert. Weitere Anwendungsfälle sind der Einsatz von MVDC-Netzkupplungen oder Kurzkupplungen zur höheren Auslastung der Netze, sowie die Bereitstellung von DC-Anschlüssen in der Mittelspannung für Umrichter. Letzterer Punkt wird im Entwicklungsprojekt SST (für eine Anschluss an $20 \text{ kV}_{\text{AC}}$) näher untersucht und in MS 5.1.1 zusammengefasst. Eine Übersicht über Umrichter als Betriebsmittel gibt der Betriebsmittelkatalog aus MS 5.1.3.

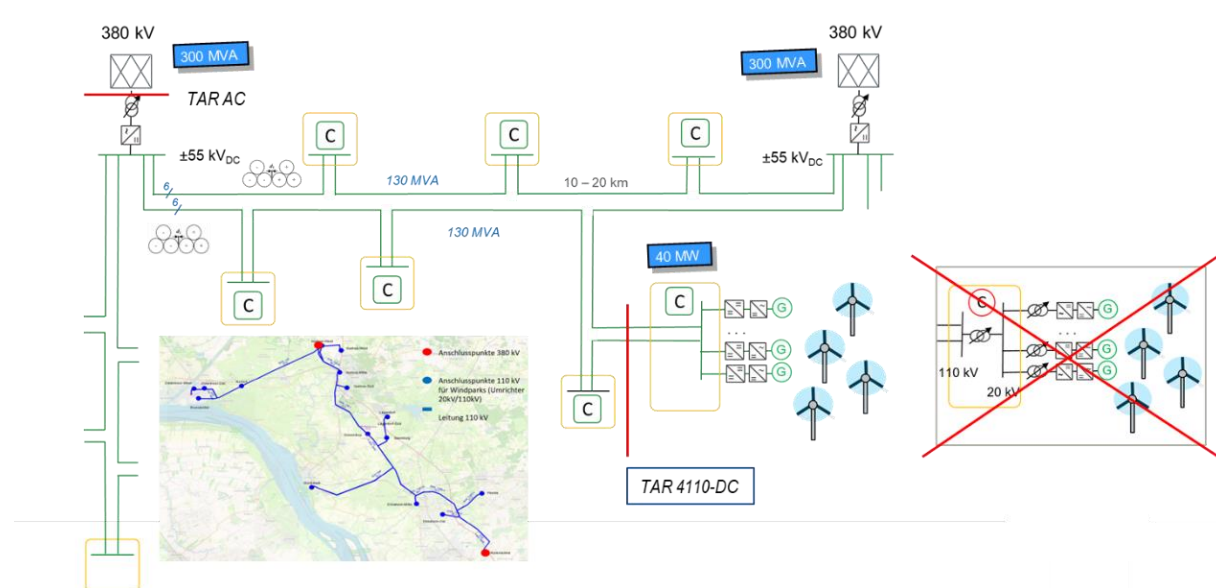


Bild 5.3.1 MVDC-Netz als Ersatz für 110 kV Verteilnetze

Der **Anwendungsfall „Einsatz von MVDC-Netzen zum Kraftwerksbetrieb“** hat einige besondere Eigenschaften:

- Wesentlicher Baustein zur Energiewende, sofern die technische Realisierbarkeit durch einen Feldversuch nachgewiesen werden kann.
- Verwendung der installierten Basis an erneuerbaren Erzeugern als Kraftwerke (insgesamt ca. 300 GW im Jahr 2030 nach dem Osterpaket 2022) zur Ergänzung bzw. als Ersatz der verbliebenen konventionellen Kraftwerke (Bestand im Jahr 2030 ca. 30 – 50 GW von ursprünglich ca. 100 GW nach dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2021 für das Jahr 2035),

- Bedingung zur Realisierung ist der Einsatz von MVDC-Netzen als Ersatz für die 110 kV Verteilnetze. Hierdurch lassen sich erneuerbare Erzeuger wie Windparks, große Solarparks, Energiespeicher, Anlagen zur Hydrolyse und Brennstoffzellen als Gleichstromsysteme unmittelbar vernetzen und ohne weitere Netzimpedanz an einer Kopfstation am Übertragungsnetz bündeln und kraftwerksgleich betreiben.

Bild 5.3.2 Dokumentation der wirtschaftlichen Bewertung für MVDC-Netze

Abschlussbericht ENSURE 2

Untersuchungen zu Mittelspannungs-DC-Strecken

Ein wesentlicher Aspekt der Untersuchungen zu hybriden AC/DC-Netzen ist die Verwendung gängiger und preisgünstiger 12/20kV-AC-Kabeln für die Übertragung mit MVDC-Systemen als Ersatz für 110 kV-AC-Systeme. Daher werden Kabelsysteme vertieft untersucht und diese Aktivität durch die TU-Graz im Unterauftrag der MR unterstützt.

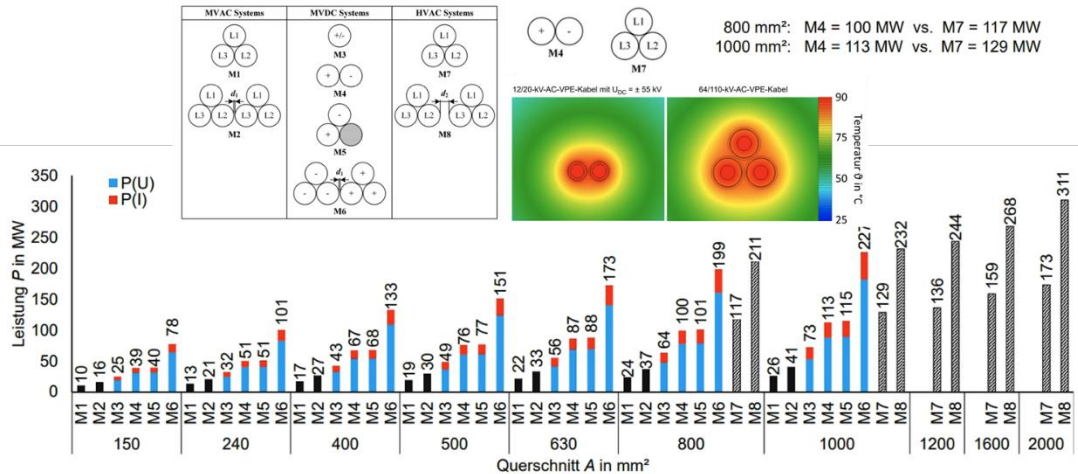


Bild 5.3.3 Übertragungskapazitäten AC- und MVDC-Kabelsystemen

Vorbereitend für die Untersuchungen erfolgte der Aufbau eines **Prüfaufbaus zur Messung von Isolationsströmen** an VPE-isolierten 12/20kV_{AC}-Mittelspannungskabeln bei Gleichspannung (DC leakage current) für die Ermittlung der scheinbaren Gleichstrom-leitfähigkeit und den Nachweis von Raumladungen. Die durchgeführten Messungen erfolgten mit einer Kabellänge von 15 m bei einem Temperaturbereich: 23 – 90 °C (Heizen mit 50-Hz-Strom) und mittleren elektrischen Feldstärken zwischen 3 – 15 kV/mm.

Der **Prüfaufbau für die Raumladungsmessung** an Isolierstoffplatten bei Gleichspannung arbeitet nach der Pulsed-Electro-Acoustic (PEA)-Methode und Durchführung orientierender Messungen an Isolierstoffproben von VPE-isolierten 12/20-kV_{AC}-Mittelspannungskabeln. Die durchgeführten Messungen erfolgten an Isolierstoffprobe mit 1 mm Dicke, 50 mm Durchmesser im Bereich der Raumtemperatur bei mittleren elektrischen Feldstärken von 10 kV/mm.

Der Aufbau für **Durchschlaguntersuchungen** an VPE-isolierten 12/20-kV_{AC}-Mittelspannungskabeln erfolgte mit Gleichspannung im Kurzzeit-Stufentest. Im Rahmen der durchgeführten Untersuchungen ergaben sich dabei bei Raumtemperatur ausschließlich Durchschläge im Endverschlussbereich bei mittleren Feldstärken von > 50 kV/mm. Die verwendeten Prüfendverschlüsse müssen verbessert werden.

Es wurden folgende Untersuchungen durchgeführt:

- Durchführung von **DC-Leckstrommessungen** an VPE-isolierten 12/20kV-AC-Mittelspannungskabeln bei Gleichspannung für die Ermittlung der scheinbaren Gleichstromleitfähigkeit und den Nachweis von Raumladungen
- Durchführung von **Raumladungsmessungen** an Isolierstoffplatten bei Gleichspannung nach der Pulsed-Electro-Acoustic (PEA)-Methode und Durchführung orientierender Messungen an Isolierstoffproben von VPE-isolierten 12/20-kV-AC-Mittelspannungskabeln.
- Durchführung von **Durchschlaguntersuchungen** an VPE-isolierten 12/20-kV-AC-Mittelspannungskabeln mit Gleichspannung (Kurzzeit-Stufentest).

- Untersuchung zur **Übertragungskapazität** von 12/20kV AC-Kabelsystemen mit unterschiedlichen Verlegearten und Typen beim Betrieb mit AC und DC bei unterschiedlichen Spannungen mittels FEM-Simulation (Übersicht siehe folgende Abbildung).
- Untersuchungen zu **kritischen Entfernungen** für MVDC-Kabelstrecken auf Basis der Verlustleistung
- **Kooperation mit den Universitäten** in Graz und der University of Strathclyde bzgl. Mittelspannungsnetze mit den Schwerpunkten (1) Leistungselektronische Systeme, (2) Hochspannungstechnik, (3) Ökonomie der Elektrizitätsversorgung

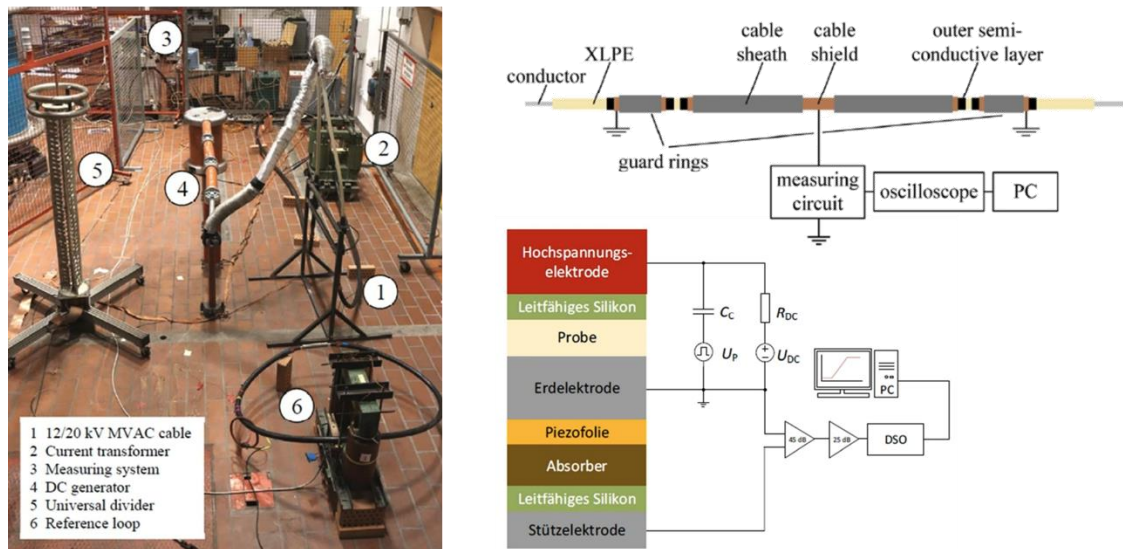


Bild 5.3.4 Messaufbau für die Untersuchungen an Kabeln

Untersuchungen zu Mittelfrequenz-Transformatoren

Eine wesentliche Komponente der Szenarien für hybride AC/DC-Netze sind die in den leistungselektronischen Transformatoren eingesetzten Mittelfrequenz-Transformatoren (MFT). Für modulare Systeme kommen hierfür Leistungen im Bereich von 100 kW bis 1 MW pro Zelle in Frage. Somit ergibt sich für die MFT ein weiterer Leistungsbereich.

Gegenstand der Untersuchungen ist die Auswahl eines geeigneten Designs aus den möglichen Bauformen und Materialien mit folgenden Zielvorgaben:

- **Maximale Effizienz** (geringe Verluste in Kern und Wicklungen)
- Minimale Erwärmung für ein luftgekühltes System mit **langer Lebensdauer**.

Die Leistung und Bauform werden hierbei nicht vorgegeben.

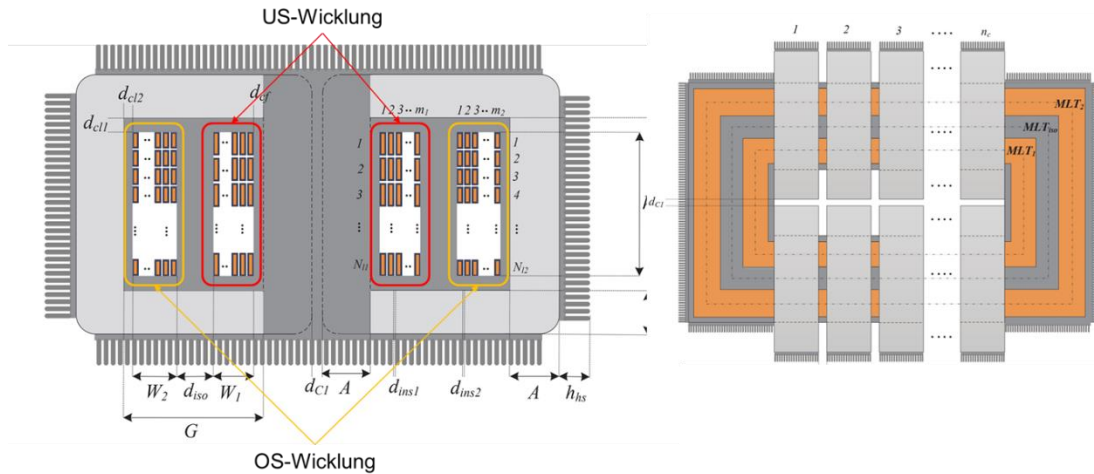


Bild 5.3.5 Beispiel für den Aufbau der Mittelfrequenz-Transformatoren [C.1]

Es wurden mit Unterstützung der TU Wien (im Unterauftrag der MR) folgende Untersuchungen durchgeführt:

- Literaturrecherche zur Auslegung von MF-Transformatoren
- Vergleich unterschiedlicher Bauformen (Koaxial, Kernbauform, Mantelbauform) unter der Vorgabe der primären und sekundären Betriebsspannungen (1, 8 kV und 0,75 kV bei marktgängigen Leistungshalbleitern), einer Leistung im Bereich zwischen 100 kW und 1000 kW und einer variablen Frequenz im oberen Audibereich bzw. darüber (> 10 kHz)
- Definition von Kenngrößen für die Auslegung
- Vergleich der Realisierbarkeit mit unterschiedlichen Materialien (lamellierte Bleche, Ferritkerne, Pulverkerne)
- Analytische Betrachtungen zum Design und numerische Analysen über einen weiten Bereich der Auslegungsparameter
- Untersuchungen zum thermischen Verhalten.

5.4 MODULARER MVDC-MULTILEVEL-KONVERTER

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeiten lag darauf, ein Konzept für MVDC-MMC zu erstellen und die technische Machbarkeit durch eine prototypische Entwicklung zu untersuchen. Diese Entwicklung umfasste den Aufbau eines Demonstrators (System mit 12 Zellen) einschließlich einer Prüfumgebung. Diese Arbeiten erfolgten in Zusammenarbeit der MR in Regensburg mit weiteren Tochtergesellschaften der MR mit speziellem Wissen zum Umgang mit Hochspannung sowie der Entwicklung leistungselektronischer Baugruppen.

Entwicklung von Funktionsmustern

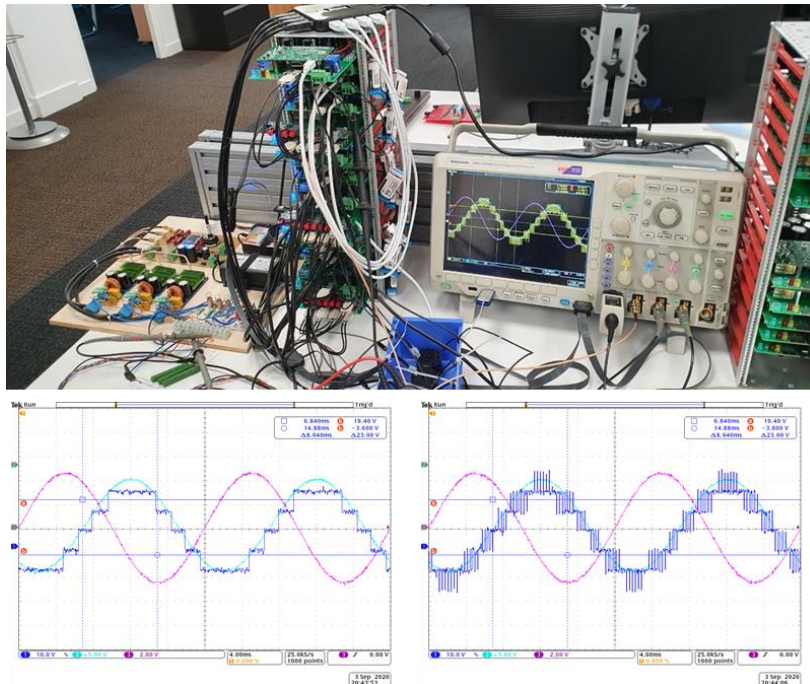


Bild 5.4.1 MMC-Emulator

Vorbereitend zur Entwicklung erfolgten Untersuchungen zu Anwendungen modularer Multilevel-Konverter in der Mittelspannung bezüglich der

- Optimierung der Systemauslegung
- Optimalen Betriebsführung (thermische Auslastung abhängig vom Modulationsverfahren)
- Zuverlässigkeitsanalyse
- Einsatz von SiC-Halbleitertechnologien
- Einfluss auf die Stromqualität, Einstrahlung und Abstrahlung
- Flexibilität im Design für die Anpassung auf unterschiedliche Anwendungsfälle.

Es erfolgte die Entwicklung eines des MMC-Emulators im Labor (siehe Bild 5.4.1) und die Erweiterung der Systemsimulationen einschließlich des Einsatzes eines HIL-Systems.

Für die Aufnahme der Zellen als leistungselektronische Bausteine (PEBBs) wurde ein Teststand aufgebaut (siehe Bild 5.4.2).



Bild 5.4.2 Mechanischer Aufbau des Teststandes für MVDC-Zellen

Auf Basis der erarbeiteten Spezifikationen erfolgte die Entwicklung der ersten 12 Funktionsmuster für die MMC-Zellen (siehe Bild 5.4.3). Die Zellen werden in unterschiedlichen Varianten gefertigt für folgende Tests, einschließlich Untersuchungen zu Optimierung der Montage. Anschließend erfolgte die Vorbereitung des Prüffeldes für Spannungsprüfungen.



Bild 5.4.3 Erste Funktionsmuster der MVDC-Zellen

Im weiteren Projektverlauf wurden die Zellen getestet und weiterentwickelt. Zur Automatisierung der Testumgebung wurde LabView eingesetzt. Der Versuchsaufbau wurde vorbereitet für Prüfungen im Hochspannungs-Prüffeld. Mit den Ergebnissen der Systemsimulation erfolgte die Spezifikation der Kontroll-Plattform für das Demonstratorsystem.

Entwicklung des Labordemonstrators

Um Tests an Zellen durchzuführen, wurde im Prüffeld eine Anbindung an die Mittelspannungsversorgung realisiert. Der Prüfstand wurde so aufgebaut, dass Zellen in einer Back-to-Back-Konfiguration getestet werden können, so dass die Leistung im Kreis geführt wird. Folgende Abbildung illustriert den Projektfortschritt innerhalb der Projektdauer.



2020: Systemkonzept



2021: Realisierung eines Prototypen (System mit 12 Zellen)



2022: Tests und Evaluierung im Prüffeld

Bild 5.4.3 Labordemonstrator des MVDC-Konverters im Test

Der Prüfstand ermöglicht Tests aller Funktionen der Hardware und Software unter kontrollierten Bedingungen im Labor. Das Bedienfeld des Prüfstandes befindet sich aus Sicherheitsgründen außerhalb des Labors (siehe Abbildung oben rechts). Es erfolgte die Realisierung des Prüfstands, bei dem alle Messwerte und Steuerfunktionen im Bedienplatz zusammengeführt sind.

Zu den durchgeführten Tests gehörten:

- Kommunikationsschnittstellen
- Konfigurationsmöglichkeiten
- Funktion der Zellen und der Konfiguration
- Tests der Umschaltfunktionen
- Tests der Schutzfunktionen
- Lasttests
- Tests unter Überlast
- Frequenztests
- Untersuchungen zur Verlustleistung
- Untersuchungen zum Temperaturverhalten.

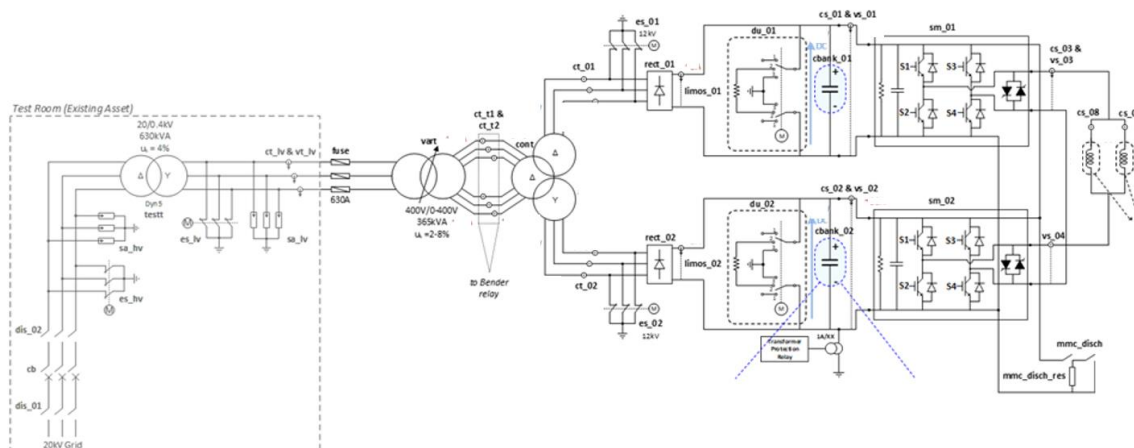


Bild 5.4.5 Aufbau des Prüfstands für Zellen

Der Prüfstand wurde so erweitert, dass Tests automatisiert durchgeführt werden können. Diese Funktion wird für Regressionstests nach Software-Änderungen benötigt. Für Tests des Demonstratorsystems aus 12 Zellen wurde die Prüfumgebung erweitert, wie in folgender Abbildung dargestellt.

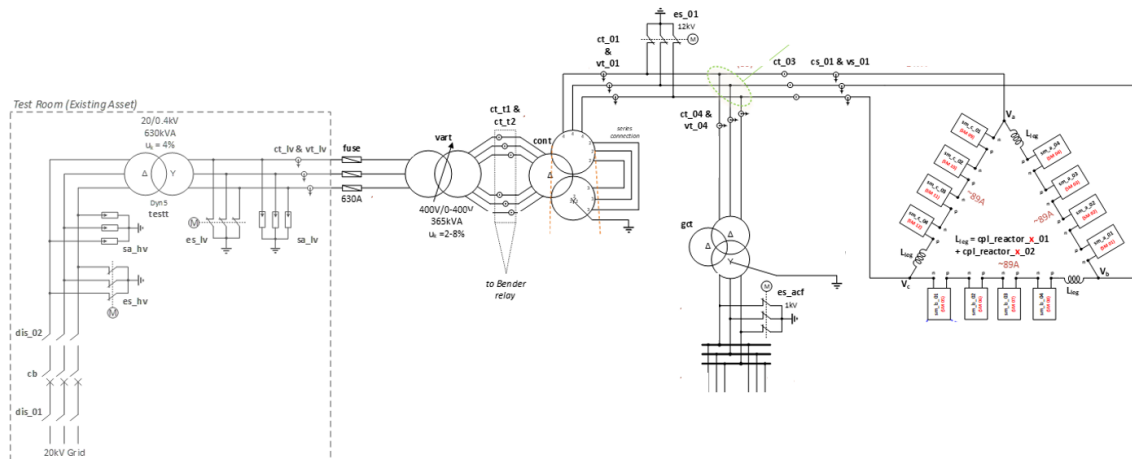


Bild 5.4.6 Aufbau des Prüfstands für den Demonstrator

Im erweiterten Prüfstand wurde der Demonstrator in einer Dreiecksschaltung realisiert. Wirkleistung kann in dieser Konfiguration nicht zirkuliert werden. Allerdings ermöglicht diese Umgebung Tests aller Funktionen auf der AC-Seite, d.h. an der Schnittstelle zum Netz. Diese Schnittstelle ist in der Praxis relevant zur Einhaltung der Anschlussrichtlinien (z.B. TAR 4110 für Anlagen an der Mittelspannung). Die Tests am erweiterten Prüfstand orientierten sich an diesen Anforderungen.

Alle Tests wurden in einer Testspezifikation zusammengestellt und auf Basis dieser Spezifikation durchgeführt. Spannung und Strom ließen sich im Prüfstand für die Tests stufenweise einstellen. Weitergehende Untersuchungen erfolgten zur Verlustleistung in Abhängigkeit der Ansteuerung der Zellen, sowie zum Temperaturverhalten der Zellen.

Die Funktionstests konnten erfolgreich abgeschlossen werden. Nach Abschluss der Funktionstests erfolgten Untersuchungen auf Systemebene. Für weitergehende Untersuchungen soll die Software des Demonstratorsystems überarbeitet und die Testumgebung erweitert werden.

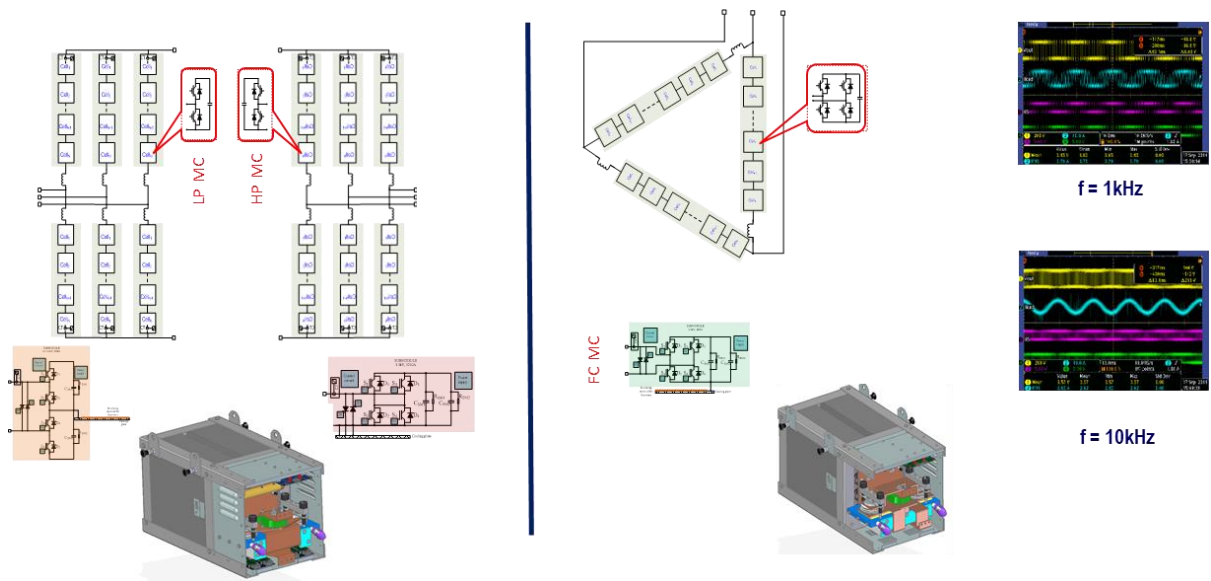


Bild 5.4.7 Untersuchungen auf Systemebene

6 Pilotierung und Pilotanlagen (Beiträge zu Teilprojekt 6)

Ziel des TP 6 war die Überführung der Forschungsergebnisse in reale Betriebsumgebungen. Hierzu wurden ausgewählte Anwendungsfälle und geeignete Demoregionen ausgewählt. Die Systeme zu den ausgewählten Anwendungsfällen sollten durch die beteiligten Hersteller in Kooperation mit den beteiligten Netzbetreibern als Pilotanlagen realisiert werden.

6.1 TECHNOLOGIEVERORTUNG

Die MR unterstützte die Netzbetreiber SH-Netz (Pilotversuch SST) und Tennet (Pilotversuch Digitales Umspannwerk) bei der Planung. Die Arbeiten wurden erfolgreich abgeschlossen.

6.2 TECHNISCHE KONZEPTE

Die Spezifikationen der Anschlussbedingungen und diesbezüglichen technischen Anforderungen an den Aufbau der Pilotanlagen vor Ort wurden festgelegt und dokumentiert (Projektdokumentation in TP 6, Arbeitspapiere zur Entwicklung in TP 5, AS 5.1, sowie Testspezifikationen in TP 7). Die Technischen Konzepte für die Pilotanlagen konnten abgeschlossen werden.

6.3 DIGITALES UMSPANNWERK

Die Arbeiten am Feldversuch Digitales Umspannwerk erfolgten in Kooperation mit der Tennet planmäßig und wurden erfolgreich abgeschlossen. Die Erarbeitung technischer Konzepte wurde ebenfalls erfolgreich abgeschlossen. Eine Übersicht findet sich im Poster in Anhang A.

6.4 SOLID STATE TRANSFORMER MIT DC-VERTEILNETZ FÜR LADESÄULEN

Der Testbetrieb des SST einschließlich Auswertungen im Betrieb erfolgte in TP 5 im Rahmen des Aufbaus eines Prüffeldes und eines SST-Demonstrators. Die diesbezüglichen Aktivitäten der MR aus TP 6 wurden nach TP 5 verlagert und konnten dort abgeschlossen werden.

Wegen der im Rahmen der Corona-Pandemie angespannten Liefersituation für Elektronik-Bauteile auf dem Markt war die Beschaffung der für den SST-Feldversuch benötigte Menge an Material nicht möglich. Nach dem Ausscheiden der SH-Netz aus dem Pilotversuch SST wurde mit dem Konsortium und der Projektleitung als Alternative zum Pilotversuch in TP 6 die Realisierung eines SST-Demonstrators auf dem Betriebsgelände der MR vereinbart (siehe TP 5 in Kapitel 5).

Zur Anbindung des SST an die Netzleitstelle wurde in TP 5 ein Leitstand für den SST konzipiert, der das System eigenständig führen kann und sich zum Anschluss eine Leitstelle bzw. an ein Energiemanagement-System eignet (STMS = Smart Transformer Management System). Die Realisierung erfolgte im Rahmen des SST-Demonstrators in TP 5.

7 Testumgebungen und Teststrukturen (Beiträge zu Teilprojekt 7)

Ziel des TP 7 war es, die zur Pilotierung ausgewählter Technologien zu prüfen, um den sicheren Betrieb der experimentellen Anlagen unter realen Bedingungen zu gewährleisten. Hierzu wurden die folgenden Arbeitspakete definiert, an denen sich die MR für die in TP 5 entwickelten Systeme beteiligt hatte. Alle Arbeiten konnten erfolgreich abgeschlossen werden.

7.1 DEFINITION DER PRÜFVORSCHRIFTEN

Durch die MR wurden in Kooperation mit der FGH als Prüfinstitut Konzepte zur Prüfung des SST erarbeitet, sowie Konzepte für das digitale Umspannwerk. Die Aktivitäten wurden erfolgreich abgeschlossen.

7.2 KONZEPTION DER TESTUMGEBUNGEN

In Kooperation mit der CAU wurde das Konzept für ein virtuelles Prüffeld für SST-Anwendungen erarbeitet. Zur Umsetzung eines CHIL-Prüffeldes zur Prüfung des SST-Controllers wurden folgende Arbeitspakete definiert:

- Modellerstellung und Implementierung in RTS
- Simulationen und Erstellung eines digitalen Abbilds des Prüffeldes
- Inbetriebnahme des Prüffeldes und Implementierung einer Schnittstelle für den MR-Controller
- Prüfungen

Im Berichtszeitraum wurde die Modellerstellung abgeschlossen und die Implementierung in RTS sowie Simulationen zur Erstellung eines digitalen Abbilds des Prüffeldes sind in Bearbeitung. Da der MR-Controller für Prüfungen innerhalb der Projektlaufzeit nicht zur Verfügung stehen wird, wird von der CAU als Alternative eine Schnittstelle zur Anbindung eines am Lehrstuhl verfügbaren Controllers umgesetzt.

Das Prüffeld besteht aus einem Echtzeitsimulator (engl. Real-Time Simulator, RTS), an das reale Hardwarekomponenten angeschlossen und geprüft werden können, wie in folgender Abbildung dargestellt. Die Anbindung des MR-Controllers an das digitale Prüffeld soll in einer fortgeführten Kooperation in der dritten ENSURE-Projektphase) erfolgen.

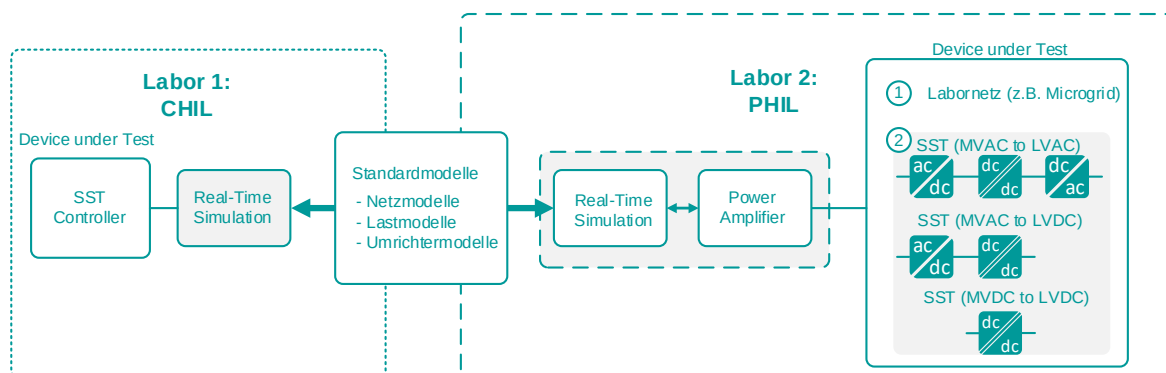


Bild 7.2.1 Überblick virtuelles Prüffeld für SST-Anwendungen

Virtuelle Prüffelder werden als Hardware-in-the-Loop (HIL) Testumgebungen bezeichnet, die aus einem RTS und einem Device-under-Test (DuT) bestehen und über eine Schnittstelle miteinander

verbunden sind. Da im RTS das Verhalten von physikalischen Systemen in Echtzeit simuliert wird, kann die Wechselwirkung mit dem realen Verhalten des DuT untersucht werden. In der Abbildung sind zwei HIL-Konzepte dargestellt, die für das virtuelle Prüffeld umgesetzt werden können. Beim Controller HIL (CHIL) wird die Steuereinheit des SST (SST-Controller) als DuT mit dem RTS verbunden.

Auf dem RTS werden das elektrische Netz und die Leistungselektronik im SST mittels Netz- und Umrichtermodelle nachgestellt. Auf diese Weise kann beispielsweise das Verhalten des SST-Controllers für unterschiedliche Netzsituationen geprüft werden, ohne dass die komplexe Leistungselektronik des SST real vorhanden ist. Dieses ermöglicht eine Entkopplung von Entwicklungsschritten, wodurch die Steuereinheit des SST und das Zusammenspiel mit der Leistungselektronik bereits geprüft werden können, bevor das Gesamtsystem SST vollständig aufgebaut ist. Beim Power HIL (PHIL) wird neben RTS und DuT zusätzlich ein Linearverstärker verwendet, der es ermöglicht, dass Leistungselektronik als DuT in einer HIL-Konfiguration geprüft wird. So kann das elektrische Netz im RTS simuliert und der Spannungs- und Stromwert eines Netzknotens über den Linearverstärker real ausgegeben werden. Mit dem Gesamtsystem SST, angeschlossen als DuT, können dann unterschiedliche Netzzustände simuliert und das Verhalten des SST untersucht werden. Auf diese Weise können beispielsweise zeitlich aufwändige Feldtests bereits in einer realistischen Laborumgebung vorbereitet werden.

Zunächst wurde das Konzept des virtuellen Prüffeldes zusammen mit der CAU erarbeitet, das auf der ETG-Konferenz 2021 in einer Präsentation vorgestellt wurde. Ziel der Arbeit war die Ertüchtigung eines CHIL-Prüffeldes, das die Untersuchung des SST-Controllers der MR ermöglicht. Die Ergebnisse dienen weiterhin als Basis für die Umsetzung eines PHIL-Prüffeldes an der CAU zur Prüfung des SST. Zur Umsetzung eines CHIL-Prüffeldes zur Prüfung des SST-Controllers wurden zusammen mit der CAU folgende Arbeitspakete definiert:

- (1) Modellerstellung und Implementierung in RTS
- (2) Simulationen und Erstellung eines digitalen Abbilds des Prüffeldes
- (3) Inbetriebnahme des Prüffeldes und Implementierung einer Schnittstelle für den MR-Controller
- (4) Durchführung der Prüfungen

In einem weiteren Schritt wurden an der CAU Echtzeitmodelle erstellt. Für die Erstellung des SST-Umrichtermodells wurden die von der MR in TP 5 erstellten Modelle zur Verfügung gestellt. Neben einfachen Mittelwertmodellen werden ebenfalls Umrichtermodelle auf Basis von schaltenden Elementen realisiert, die eine höhere Komplexität und daher einen höheren Aufwand zur Umsetzung aufweisen. Letztere bieten für die MR den Vorteil, dass die Wechselwirkungen zwischen der Leistungselektronik und des SST-Controllers bereits frühzeitig in einer höheren Detailtiefe als bei der Verwendung von Mittelwertmodellen geprüft werden können.

7.3 TECHNOLOGIEPRÜFUNGEN

Zur Umsetzung der DC-Verteilung an der SST-Pilotanlage sind Prüfungen der vorgesehenen DC-Komponenten notwendig. Die MR unterstützte die FGH bei der Planung und Umsetzung der DC-Prüfungen. Die Umsetzung wurde am EnergyLab 2.0 des KIT vorbereitet. Prüfungen des SST-Demonstrators erfolgen im Rahmen des TP 5 auf dem Betriebsgelände der MR.

Zunächst standen die generelle Sichtung der Prüfvorschriften sowie speziell die Vorarbeiten für die Pilotversuche der MR im Vordergrund: SST und digitales Umspannwerk. Eine der Schlüsselkomponenten bzgl. der Innovation beim SST-Pilotversuch ist die Gleichspannungsverteilung

Konzepte, Tests und Testumgebungen für den SST-Pilotversuch

The diagram illustrates a DC distribution network (DC-Verteilnetz) for a charging station (Ladestationen). The network is powered by an AC source (Netz) connected to a DC-Station. The DC-Station is connected to a DC-Bus/DC line. The DC-Bus/DC line is connected to a DC-Verteilnetz, which is a DC distribution network. The DC-Verteilnetz is connected to 15 charging stations (LS1 to LS15). The diagram shows the power flow and voltage levels at various points in the network. The AC source is connected to the DC-Station via a transformer. The DC-Station is connected to the DC-Bus/DC line. The DC-Bus/DC line is connected to the DC-Verteilnetz. The DC-Verteilnetz is connected to the charging stations. The diagram shows the power flow and voltage levels at various points in the network.

Um Tests auf neutraler Basis zu ermöglichen, d.h. unabhängig von herstellereinspezifischen Prüfungen im Labor, und die diesbezügliche Standardisierung zu fördern, erfolgte am EnergyLab 2.0 des KIT der Aufbau einer Testumgebung für DC-Systeme. Ziel war die Prüfung der Sammelschiene und Verteilung des DC-Systems nach der Spezifikation der MR in Kooperation mit der SH-Netz zum SST-Pilotversuch.

Funktionale Tests in Ergänzungen zu den Tests in den Laboren der MR sollen im Labor der CAU durchgeführt werden. Hierzu wurde ein Labor aufgebaut, dass es ermöglicht, die Einbindung eines SST in ein Netz zu testen. Das Labor soll mit Systemsimulation und Netzemulation als virtuelles Prüffeld erweitert werden (Power Hardware-in-the-Loop, bzw. PHIL). Ziel ist die Evaluierung praxistauglicher Konzepte einschließlich Tests und Prüfumgebungen, wofür die Voraussetzungen geschaffen wurden.

Seite 43 von 86

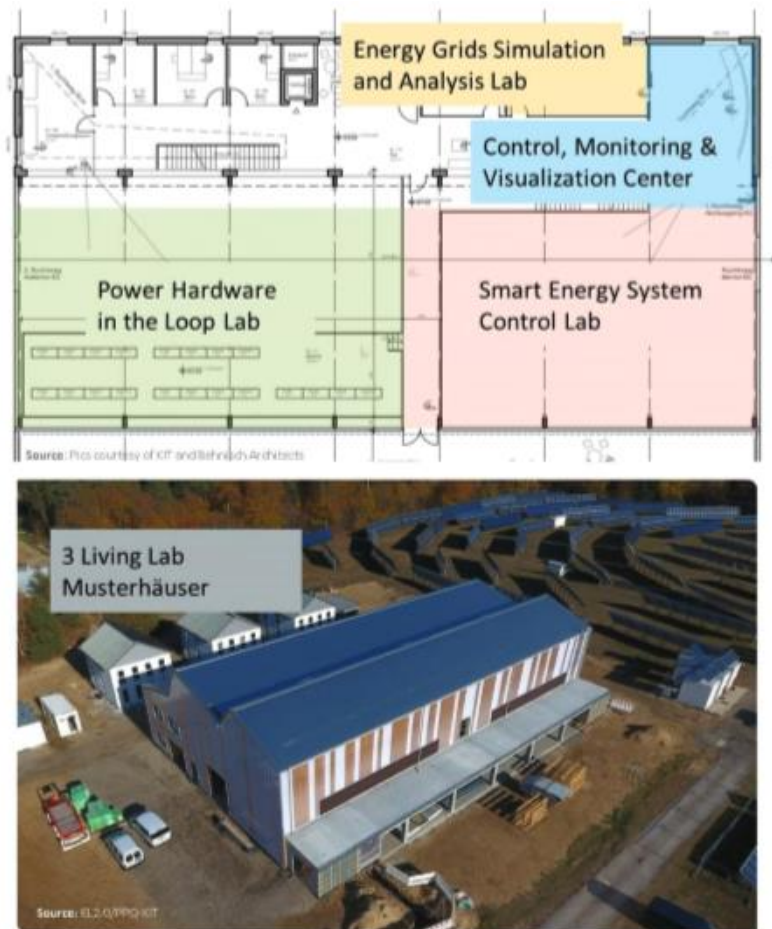


Bild 7.3.2 Testumgebung und Steuerzentrale des EnergyLab 2.0 des KIT

Für den Aufbau und die Inhalte der Labors an der CAU wird auf den Bericht der CAU verwiesen. Die Modelle zum Aufbau eines virtuellen Prüffeldes benötigen repräsentative Ausschnitte der beteiligten Netze. An dieser Stelle boten die Netzmodellen aus TP2, AS2.3 eine passende Umgebung.

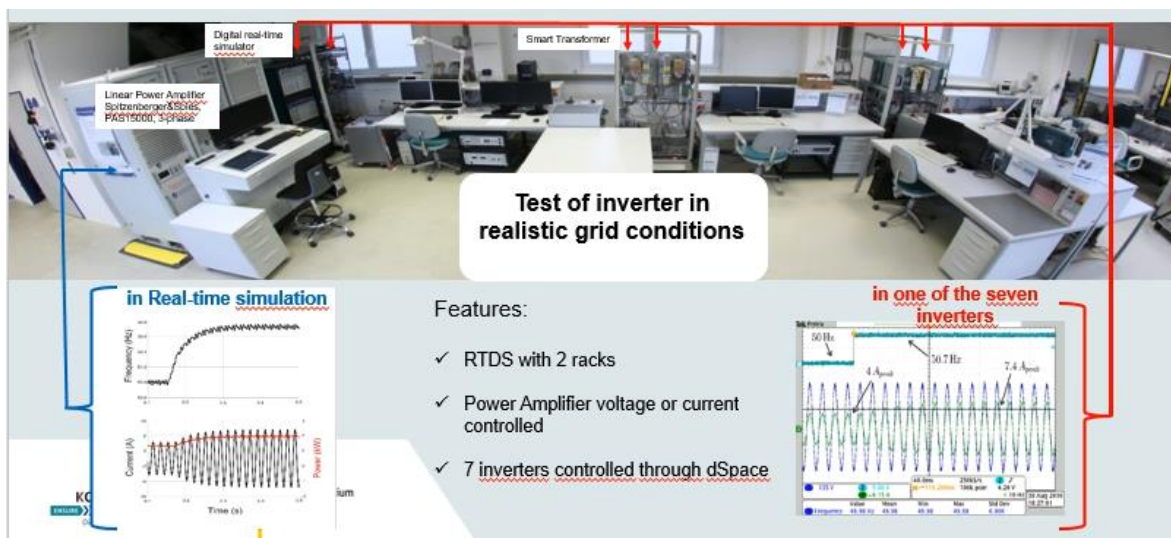


Bild 7.3.3 Prüffeld am CAU

In Kombination von Testumgebungen als realen Prüffeldern mit virtuellen Prüffeldern lassen sich Zukunftsszenarien unter realistischen Bedingungen testen. Bei der MR ist der Entwicklungsprozess

im Bereich der leistungselektronischen Systeme modellbasiert. Daher passte dieses Vorgehen zu den Entwicklungen in TP 5.

Dokumentation des Arbeitsfortschritts

Der Stand der Arbeiten der MR in TP 7 wurde in einem Arbeitspapier dokumentiert und abgeschlossen. Das Dokument enthält folgende Themen:

- (1) DC-Verteilung in der Niederspannung: Anwendungsfälle und Recherche des Standes der Technik einschließlich der Normierung. Konzeption eines DC-Verteilnetzes für das SST-Pilotsystem und für Industrieanwendungen einschließlich Erdung, Berührungsschutz, Fehlerfälle und Fehlerbehandlung und Testfällen.
- (2) Übersicht über die Testumgebung am KIT einschließlich Vorbereitungen für Tests
- (3) Netzsimulationen und Anlagensimulationen zum DC-Verteilnetz, zum Schutzkonzept einschließlich Betrieb und Fehlerfälle, Konzeption von Prüfkriterien und Testszenarien, sowie Anforderungen an eine künftige Anschlussrichtlinie für Gleichspannungssysteme.
- (4) Prüfkriterien und Testszenarien als Checkliste in unterschiedlichen Arbeitsschritten (Aufbau, Tests vor Inbetriebnahme, Funktionstests, Abnahmetests, ...)
- (5) Anforderungen an Anlagen am DC-Verteilnetz als Vorlage für eine Anschlussrichtlinie.

ENSURE

Testumgebungen und Prüfungen

AP 7.2

DC-Verteilnetz für SST-Pilotversuch

Testspezifikation für MS7.2.1 (M21)

Funktion	Name	Datum	Änderungsgeschichte
Verfasser	S. Rupp, S. Norbierath	02.04.2020	Gliederung und Entwurf
	S. Eggert	18.05.2020	Spezifikation der Komponenten für das DC-Verteilnetz
	G. de Carne	21.07.2020	Vorlage für Prüfungsumgebung am KIT und Testfälle für das DC-Verteilnetz für Kapitel 2
	S. Rupp	4.08.2020	Aktualisiert und Kapitel 2 eingefügt (auf Basis von Vorlagen von G. de Carne)
	S. Rupp	18.08.2020	Kapitel 3 ergänzt

Testspezifikation DC-Verteilnetz

1 Inhaltsverzeichnis

1 DC-Verteilung in der Niederspannung	3
1.1 Ladesystem mit DC-Verteilnetz	3
1.2 Stand der Normierung	4
1.3 DC-Verteilnetz	5
1.4 Erdung und Berührungsschutz	6
1.5 Fehlerfälle	17
1.6 Testfälle	18
2 Testumgebung am KIT	22
2.1 Prüffeld am Energy Lab 2.0	22
2.2 Prüfungen für unipolare und bipolare DC-Verteilnetze	23
2.3 Infrastruktur für das ENSURE Pilotprojekt SST	26
2.4 Kurzschlussversuche	26
2.5 Lastversuche mit Lastwiderstand	27
2.6 Lastversuche mit Umrichter	28
3 Netzsimulationen	30
3.1 DC-Verteilnetz	30
3.2 Schutzkonzept, Betrieb und Fehlerfälle	32
3.3 Prüfkriterien und Testszenarien	44
3.4 Anforderungen an eine Anschlussrichtlinie	45
4 Prüfkriterien und Testszenarien	47
4.1	47
4.2	47
4.3	47
4.4	47
5 Anforderungen an Anlagen am DC-Verteilnetz	48
5.1	48
5.2	48
5.3	48
5.4	48

© Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
2
APT_2_Testspezifikation_DC-Verteilnetz.odt

Bild 7.3.4 Arbeitsdokument zur Testspezifikation SST-Pilotversuch

Das Arbeitspapier wurde auf dem Projektverzeichnis abgelegt und ist für alle Konsorten einsehbar, einschließlich der Simulationsmodelle und Quelltexte. Das für das Pilotsystem und für industrielle Anwendungen verfolgte Konzept wurde in o.g. Arbeitspapier dokumentiert und mit Hilfe von Simulationen ausgewertet. Hierbei wurde als Spannungsebene ein System mit $\pm 750 \text{ V}_{\text{DC}}$ gewählt.

Ein solches System verbleibt nach gängigen Normen insgesamt noch in der Niederspannung. In der IEC TC9 JWG8 fand die Überarbeitung der DC-Spannungsebenen der DIN EN 60038 statt.

Gegenüber einem 400 V_{AC}-System verfügt das DC-Niederspannungssystem über hinreichend große Leistungsreserven, z.B. zum Anschluss von Schnellladestationen, Batteriesystemen oder Solaranlagen. Vergleichbar mit 750 V_{DC} zwischen Kabel und Kabelmantel (= Bezugspotenzial bzw. Erde) wären bei einem Drehstromsystem in der Niederspannung 230 V_{AC}. Somit verfügt das DC-System über mehr als die dreifache Spannung und somit bei gleicher Leistung über weniger als 1/3 der Ströme, bzw. weniger als 1/9 der Verluste.

7.4 NORMEN UND GREMIENARBEIT

Es wurden folgende Normen und Gremien gesichtet und als relevant eingeordnet.

IEC-Standards und Arbeitsgruppen:

- (1) IEC TR 63282 ED1 - Assessment of standard voltages and power quality requirements for LVDC distribution (8/1549/DTR).
- (2) IEC 60038/AMD1/FRAG1 ED7 - Amendment 1 (f1) - Standard voltages for LVDC supply and LVDC equipment (Proposed horizontal standard) (8/1433/CD).
- (3) IEC 60038/AMD1/FRAG3 ED7 - Amendment 1 (f3) - Standard voltages for DC and AC traction systems (Proposed horizontal standard) (8/1517/CD).
- (4) IEC 62924: 2017 - Stationary energy storage system for DC traction system.
- (5) IEC 60092-201: 2019 - Electrical installations in ships – Part 201: System design – General

CIGRE-Arbeitsgruppen:

- (1) CIGRE WG C6.31: 2020 - Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study.
- (2) CIGRE WG B4.52: 2013 - HVDC Grid Feasibility Study
- (3) CIGRE WG B4/C6.37: 2019 – MVDC-Anwendungen
- (4) CIGRE Arbeitsgruppe WG-2019: DC-Anwendungen in den Verteilnetzen
- (5) CIGRE WG C6.41 Technologies for Electrical Railway Distribution Supply Systems

IEEE und ITU-Standards:

- (1) IEEE 1709-2018 - IEEE recommended practice for 1 kV to 35 kV medium-voltage DC power systems on ships.
- (2) ITU-T Recommendation L.1200 - Specification of DC power feeding system Interface.
- (3) ITU-T Recommendation L.1202 - Methodologies for evaluating the performance of an up to 400 VDC power feeding system and its environmental impact.
- (4) ITU-T Recommendation L.1203 - Colour and marking identification of up to 400 VDC power distribution for information and communication technology systems.
- (5) ITU-T Recommendation L.1204 - Extended architecture of feeder system up to 400 VDC

An folgenden Arbeitsgruppen wurde im Berichtszeitraum aktiv mitgearbeitet, so dass Ergebnisse aus dem ENSURE-Projekt mit dem Bericht veröffentlicht werden konnten:

- **CIGRE WG B4/C6.37:** Medium Voltage DC Distribution Systems, Technical Brochure 875, Oktober 2022, Web: <https://e-cigre.org/publication/875-medium-voltage-dc-distribution-systems>

- **CIREG WG 2019:** DC-Networks on the distribution level – New trend or Vision, Bericht, Oktober 2022, Web: <http://www.cired.net/files/download/280>

Die DC-Verteilung für den SST-Demonstrator in der Niederspannung sollte gemäß der in Arbeit befindlichen Spezifikationen der **Current/OS-Foundation** ausgeführt werden. Hierzu wurden die diesbezüglichen Vorbereitungen getroffen und die MR wurde Mitglied der Current/OS-Foundation, sowie der **Open DC Alliance (ODCA)**, die das Ziel verfolgt, praxistaugliche industrielle Standards für DC-Systeme zu schaffen. Der SST-Demonstrator soll auf diese Weise auch als Demonstrator für DC-Verteilnetze in der Niederspannung genutzt werden.

Im Zusammenhang mit Aktivitäten auf EU-Ebene wurden Beiträge zur LVDC-Group der **Europäischen Kommission** geleistet zum Thema „Low Voltage Direct Current (LVDC) and DC-Technologies: Potential applications for a clean energy transition“. Die MR ist zwei Arbeitsgruppen der EC zum Thema DC in der Niederspannung (LVDC subgroups) beigetreten, um Aktivitäten aus dem laufenden Projekt mit Projekten der EU zu synchronisieren.

Weiterhin wurde die MR in den Fachbeirat des **EU-Projektes Hyperride** gewählt; das Projekt hat den mit Schwerpunkt Testumgebungen für DC-Netze in Europa. Die MR war außerdem aktiv als Konsorte im Forschungsprojekt **DC-Industrie**, sowie in den Forschungsprojekten **HPC-Prime** (DC-Netze zur Versorgung von Ladestationen) und **AC2DC 1** (Transition von AC-Netzen zu DC-Netzen in der Niederspannung und Mittelspannung).

Innerhalb des **Forschungscampus FEN** an der RWTH koordiniert die MR als Mitglied des Vorstandes Aktivitäten zur Standardisierung. Es wurden zwei Beiträge zu den Themen DC-Netze in der Niederspannung und Mittelspannung eingebracht im Rahmen des FEN-Projektes **ESCAPE (Entwicklung von Technologien für DC-Netze)**.

Die Ergebnisse des MVDC-Business Cases wurden der **DENA** vorgestellt mit dem Ziel der Schaffung einer geeigneten Regulierung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus den Verteilnetzen, einschließlich Momentanreserve (Forderung des aktuellen Netzentwicklungsplanes von 2021).

Innerhalb des Forschungscampus FEN an der RWTH wurde die Planung eines LVDC Test- und Trainingszentrums abgeschlossen (im Rahmen eines sogenannten Seed-Fund-Projekts der FEN). Diese Systeme sollen den Standard Current/OS unterstützen. Der Aufbau des **TTC am FEN** soll im Jahr 2024 begonnen. Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht über weitere Aktivitäten der MR im Bereich der Leistungselektronik.

Teilnahme an weiteren Forschungsprojekten

Die Arbeiten aus dem abgeschlossenen Projekt ENSURE Phase 2 sollen in der **ENSURE Projektphase 3** mit Schwerpunkt LVDC-Microgrids fortgesetzt werden. Hierbei soll die Versorgung und Organisation des LVDC-Netzes mit Hilfe des SST erfolgen. Der Demonstrator wird hierfür erweitert.

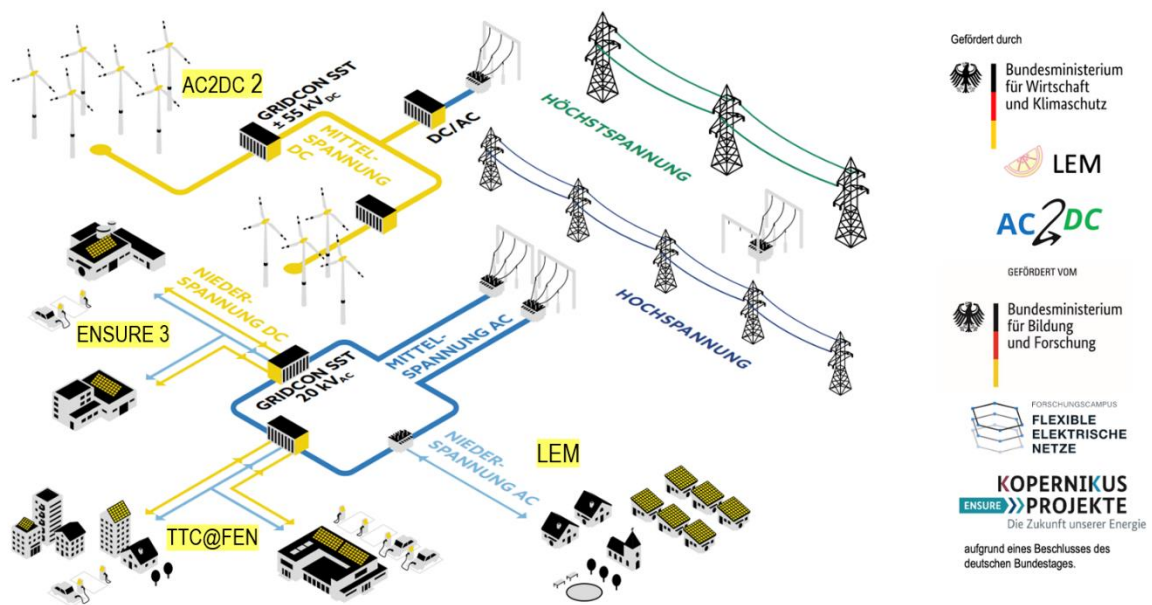


Bild 7.4.1 Teilnahme der MR an Forschungsprojekten auf dem Gebiet der Leistungselektronik

Zur Flexibilisierung der LVAC-Netze im Ortsbereich soll im Projekt LEM ein **Leistungselektronischer Maschenstromregler (LEM)** untersucht werden, sowie dessen Einsatz im Labor und in Feld. Die Ergebnisse bzgl. MVDC-Kollektornetze und MVDC-Technologien sollen im Projekt **AC2DC in der Projektphase 2** bezüglich der technischen Realisierbarkeit auf konventionellen 20 kV AC-Kabelstrecken näher in Labor und im Feld untersucht werden. Hierbei sollen Funktionsmuster von MVDC-Konvertern und SSTs zum Betrieb an einem MVDC-Netz eingesetzt werden.

8 Anforderungen von LVDC Microgrids (Beiträge zu Teilprojekt 8)

Im Rahmen des Meilensteins 8.2.8 wurden Anforderungen von LVDC-Microgrids sowie Anforderungen aus dem netzbildenden Betrieb des Microgrids im AC-Netz an leistungselektronische Transformatoren (SST = Solid-State Transformer) erarbeitet.

Der Schwerpunkt der Arbeiten lag auf der Darstellung des Standes der Technik für den Betrieb von LVDC-Microgrids. Es wurde herausgearbeitet, dass SST-basierte LVDC-Microgrids im Gegensatz zu LVDC-Microgrids, die mit konventioneller Stromrichtertechnik gespeist werden, eine strombegrenzende Eigenschaft aufweisen. Diese führt dazu, dass die Ströme im Fehlerfall begrenzt werden, wodurch innovative Betriebs- und Schutzkonzepte, die auf der schnellen Reaktionszeit leistungselektronischer Umrichtersysteme basieren, umgesetzt werden können. Insbesondere die Vorgaben der Current/OS-Foundation für den Betrieb und Schutz von DC-Netzen erscheinen für die weitere Umsetzung eines SST-basierten LVDC-Microgrids in ENSURE3 geeignet.

Ein wichtiger Aspekt im Konzept der Current/OS-Foundation ist der definierte Zuschaltprozess der Systeme an das DC-Netz, um hohe Ausgleichsströme und das ungewollte Auslösen von Schutzschaltungen zu vermeiden. Hierzu ist eine Vorladeeinheit vorgesehen, die optional auch Schutzfunktionen für das anzuschließende System übernehmen kann. Im Rahmen der Arbeiten wurde ein Konzept zur Integration der Schnittstellenfunktionen in ein Modul entwickelt, das von den Herstellern in die Anlagen integriert werden kann. Die beiden wesentlichen Funktionen sind das Vorladen der Eingangskapazität des Systems sowie die Erkennung und Reaktion auf Fehlerzustände am Anschlusspunkt zum LVDC-Microgrid. In Zusammenarbeit mit der Current/OS-Foundation soll das Anschlussmodul mit dem Arbeitstitel „DC-Link“ als Open-Hardware-Projekt im Rahmen von ENSURE3 realisiert werden.

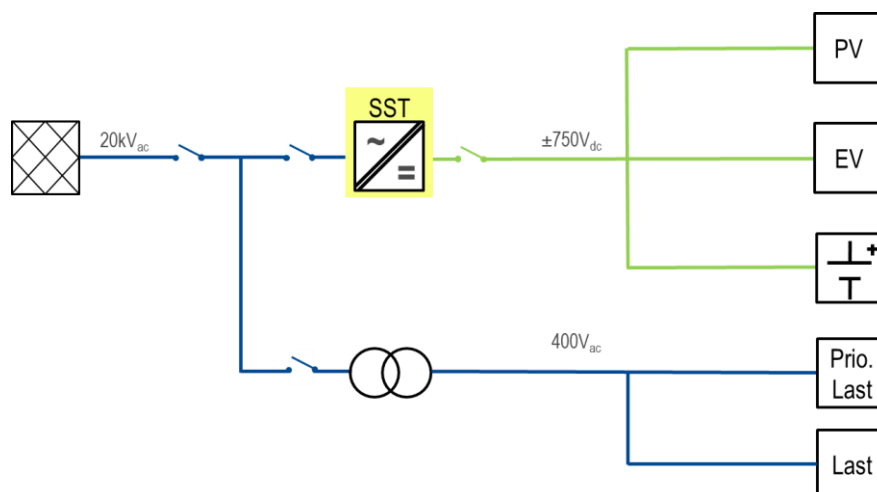


Bild 8 SST-basiertes LVDC-Microgrid als lokale Netzeinheit zur Erhöhung der Resilienz im AC-Mittelspannungsnetz

SST-basierte LVDC-Microgrids ermöglichen die Konfiguration von lokalen Netzeinheiten, die auch im Inselnetzbetrieb geführt werden können. Darüber hinaus bietet der SST als DC-Station auch die Möglichkeit, Funktionen für das AC-Netz zur Verfügung zu stellen, die den allgemeinen Netzbetrieb unterstützen. Somit können SST-basierte LVDC-Microgrids zur Erhöhung der Resilienz von Mittelspannungsnetzen beitragen.

Inhalte und Vorgehensweise

Innerhalb von TP 8.2.8 wurde folgende Vorgehensweise gewählt:

- Darstellung des Stands der Technik zum Betrieb von LVDC Microgrids
- Vorbereitung zur Erfüllung der Current/OS-Vorgaben (Current/OS-konform) bzgl. Schutzverhalten und „Synchronisation“/Zuschaltbedingungen/Anschlussbedingungen
- Untersuchung konventioneller AC-Schutz in der Mittelspannung im Umfeld von zunehmender Verbreitung von Leistungselektronik
- Untersuchung Vereinbarkeit der AC-Schnittstelle mit ReDispatch2.0 (Abregelung von Erzeugern größer 100kW) und §14 ENWG (Abregelung von Verbrauchern ab 3,7kW bei Engpässen im Netz)
- Untersuchung des Verhaltens von netzbildenden Umrichtern im Fehlerfall
- Einrichtung und Vorbereitung der notwendigen Laborinfrastruktur zur Entwicklung eines SST-Zell Power-Electronic-Building-Block (PEBB) Demonstrators

Verknüpfung mit anderen Teilprojekten und Anschlussfähigkeit

Die beschriebenen Arbeiten bilden die Grundlage für die Herstellung der Anschlussfähigkeit für die im Baustein „B2.5.4: Solid-State Transformator (SST) und SST-basierte LVDC-Microgrids“ beschriebenen Arbeiten der dritten Phase von ENSURE.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden im Projektverlauf in Arbeitsdokumenten zusammengetragen:

- LVDC-Microgrids: Eigenschaften und Simulationen zum Betrieb
- DC-Link: Konzeption einer Anlaufschaltung mit integrierter Schutzfunktion für Anlagen an DC-Netzen

Die Ergebnisse wurden in Arbeitspapieren dokumentiert und liegen dem Konsortium vor. Eine Zusammenfassung findet sich im Meilensteinbericht zu TP 8.2.1. Es erfolgte die Teilnahme an einigen Kongressen und ein Austausch mit weiteren Forschungsprojekten, hierunter Forschungsprojekte im Umfeld von Gleichspannungsnetzen, sowie Industriekonsortien und Gremien:

- Open DC Alliance: Mitgliedschaft mit dem Ziel der Schaffung praxistauglicher Lösungen für LVDC-Microgrids unter Verwendung der Erkenntnisse aus ENSURE
- Current/OS: Mitgliedschaft mit dem Ziel der Schaffung praxistauglicher Lösungen für LVDC-Microgrids unter Verwendung der Erkenntnisse aus ENSURE
- Hyperride (EU-Projekt): Gutachter im Fachbeirat des Projekts zu den Themen MVDC und LVDC
- DigitaLE (BMW-K-Projekt): Assoziierter Partner mit Beiträgen zum Thema Fehlererkennung und Schutzkonzepte für LVDC-Microgrids
- FEN: Mitgliedschaft und zuständig im Vorstand für das Themen Standardisierung

8.1 BETRIEB VON LVDC-MICROGRIDS

In Teilprojekt 8.2.8 wurden Anforderungen von LVDC-Microgrids sowie Anforderungen aus dem netzbildenden Betrieb des Microgrids im AC-Netz für die Realisierung des Demonstrators für einen leistungselektronischen Transformator (SST = Solid State Transformer) erarbeitet.

Dier Untersuchungen wurden mit Hilfe von Netzsimulationen mit PowerFactory begleitet. Dieses Werkzeug ist in der Industrie und bei Netzbetreibern weit verbreitet und eignet sich hervorragend zur Illustration der neuen Konzepte und zur Diskussion mit künftigen potenziellen Kunden. Beispielsweise lassen sich Erkenntnisse aus dem Projekt in Musternetzen realisieren und die Effekte am konkreten Beispiel zeigen.

Für ausgewählte Industrienetze bzw. Verteilnetze lassen sich die Ergebnisse leicht übertragen. Auf diese Weise lässt direkt am Zielobjekt demonstrieren, welche Vorteile die im Projekt erarbeitete Lösung bietet. Zu den Zielen gehören hierbei (1) effizientere Netze durch Verzicht auf AC/DC-Konverter für DC-Anlagen und durch Einsatz hocheffizienter Konverter (SST), (2) die Verbesserung der Versorgungssicherheit durch den Einsatz netzbildender Regelungsverfahren, unterstützt durch das DC-Netz, (3) die Erhöhung der Resilienz der Netze im Betrieb durch Einsatz der Konverter, (4) die Erhöhung Aufnahmefähigkeit der Netze für PV-Anlagen, Ladestationen und Wärmepumpen durch die flexiblere Betriebsführung der Netze.

Anlagen am Netz

Als Einsatzmöglichkeit für LVDC-Microgrids kommen Netze im industriellen Umfeld in Frage, bzw. am Netz von Verteilnetzbetreibern. Diese Entwicklung wird getrieben von der wesentlich höheren Effizienz direkter Anschlüsse von Gleichstromsystemen an ein Gleichspannungsnetz.

Gleichstromsysteme in der Niederspannung sind vorwiegend PV-Anlagen, Batteriespeicher, Schnellladestationen für Elektrofahrzeuge, sowie Maschinen in der industriellen Fertigung. Der SST soll den Anschluss solcher DC-Netze an ein AC-Netz in der Mittelspannung bereitstellen: Er arbeitet als DC-Station bzw. Ortsnetz-station für Gleichstromsysteme.

Als Beispiel wurde ein kleineres industrielles Netz ausgewählt, dass mit DC-Anlagen ausgestattet ist. Zu den Anlagen im Beispiel gehören: zwei AC-Verbraucher mit 2x 150 kW, eine PV-Anlage mit 800 kW, ein Batteriesystem mit 400 kW Anschlussleistung und 6 h Speicherdauer, sowie vier Ladestationen mit jeweils 50 kW. Die Anbindung ans Mittelspannungsnetz erfolgt über zwei 630 kVA-Transformatoren.

Gegenstand der Untersuchungen waren:

- (1) Konverterverluste
- (2) Kosten der elektrischen Verluste
- (3) Auslastung der Betriebsmittel im Netzmodell
- (4) Aufwand für die elektrische Verteilung
- (5) Realisierung der Anbindung der DC-Systeme über ein LVDC-Verteilnetz.

Zum Vergleich wurden DC-Anlagen direkt an eine DC-Verteilung angeschlossen. Die Verbindung mit dem AC-Netz erfolgt über einen Mittelspannungskonverter, der als Transformator zwischen 20 kV AC und einer DC-Sammelschiene mit 1500 V DC arbeitet.

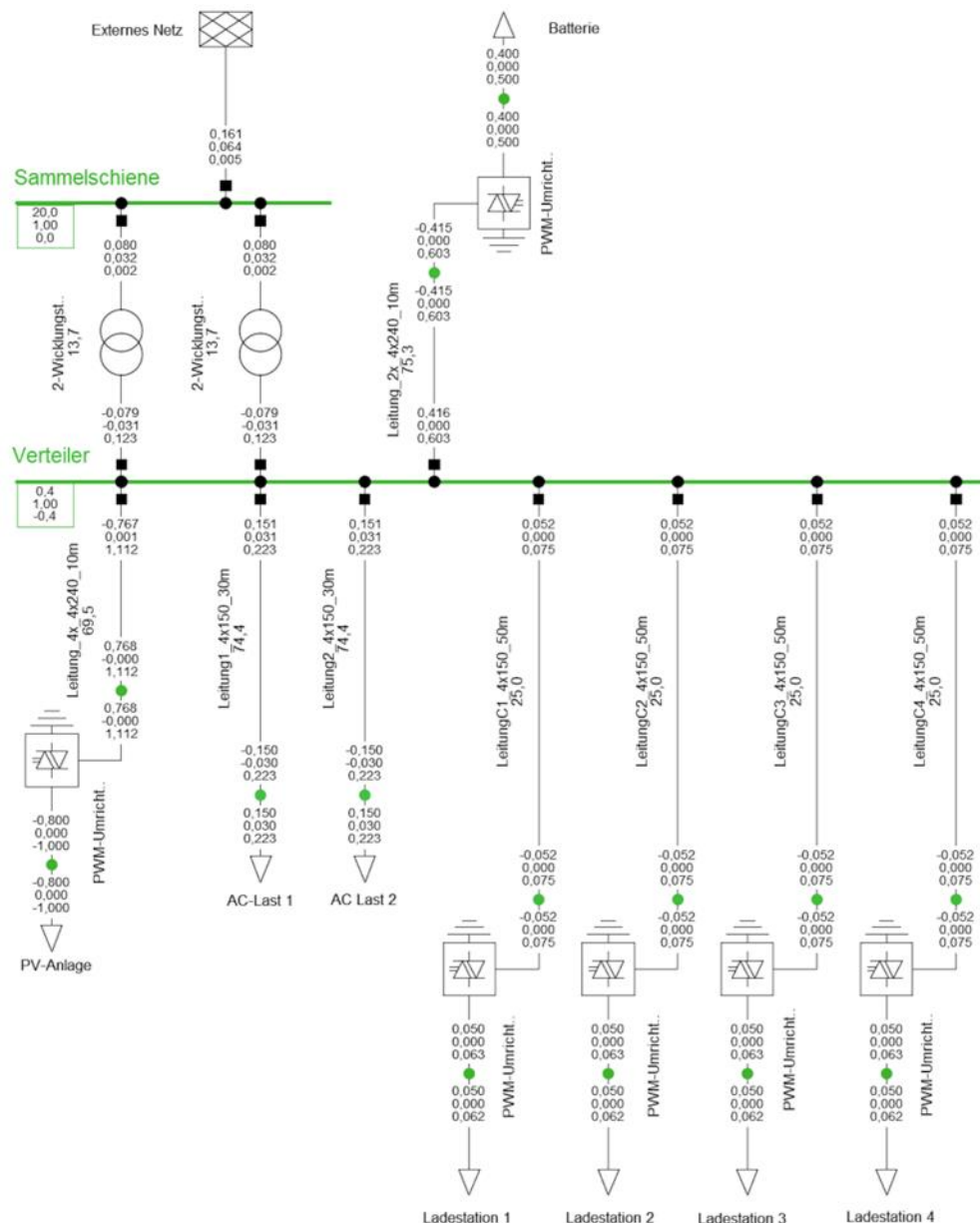


Bild 8.1.1 Konventionelles industrielles Netz mit Gleichstromsystemen

Diese Spannung stellt die Grenze der Niederspannung dar. Ein AC-Kabel, das für 1 kV AC zugelassen ist, darf in der Regel auch mit 1,5 kV DC betrieben werden. Grund hierfür ist die Isolation auf den Scheitelwert der AC-Spannung, die grob das 1,5-fache des Effektivwerts beträgt.

Der Vergleich des LVDC-Microgrids mit der konventionellen Lösung zeigt:

- (1) mehr als Faktor 3 geringerer Kabelquerschnitt möglich bei 1/3 der Kabelverluste
- (2) um einen Faktor 5 geringerer Materialaufwand für die Verkabelung
- (3) deutlich geringere Konverterverluste durch Verzicht auf unnötige AC/DC-Wandlungen (> 50% Einsparung)

Allerdings unterscheiden sich die Betriebskonzepte und Schutzkonzepte erheblich: Für LVDC-Microgrids herrscht noch ein erheblicher Bedarf an Standardisierung und Einigung auf Richtlinien zum Betrieb der Anlagen am Netz und somit zur Interoperabilität der Anlagen.

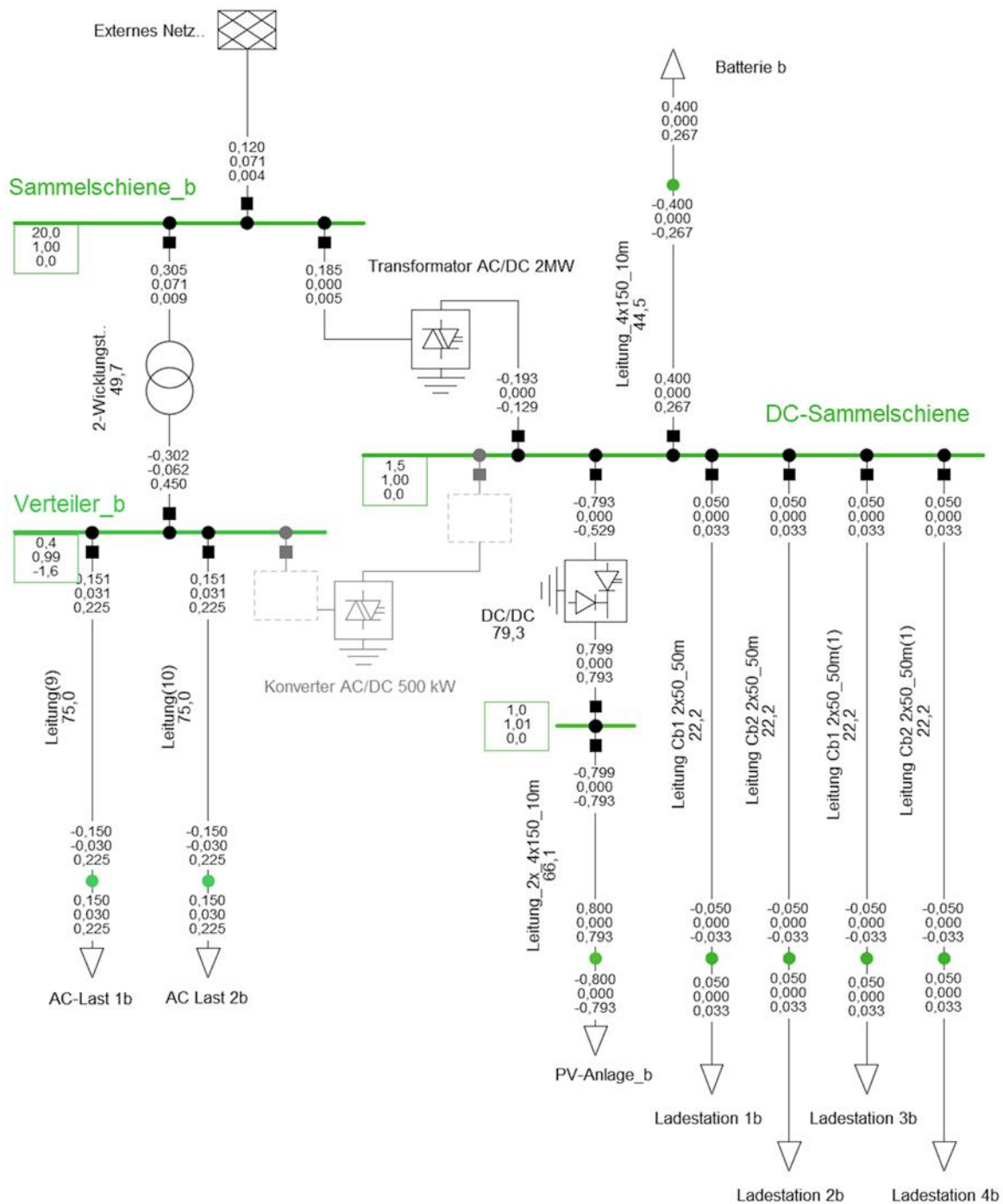


Bild 8.1.2 LVDC-Microgrid zur Anbindung der Gleichstromsysteme

Aus AC-Netzen lässt sich hierfür wenig lernen und wiederverwenden:

- (1) Blindleistung spielt für die Spannungshaltung keine Rolle, eine Netzfrequenz zur Ableitung von Leistungskennlinien gibt es nicht.

- (2) Die Kurzschlussleistung ist grundsätzlich nicht begrenzt, mangels Induktivitäten in der DC-Verteilung steigen Kurzschlussströme rasch an. Konverter reagieren rascher als AC-Schutzgeräte. Schutzkonzepte werden daher anders gestaltet.
- (3) Für den Betrieb der Anlagen am Verteilnetz sind einheitliche Anschlussrichtlinien erforderlich. Wegen der grundsätzlichen Unterschiede zu AC-Netze lassen sich diese jedoch nicht von AC-Anschlussrichtlinien ableiten.

Wegen der zunehmenden Anzahl von Erzeugern und Energiespeichern im Netz bieten sich außerdem für AC-Verteilnetze und DC-Verteilnetze grundsätzlich neue Möglichkeiten zur Gestaltung der Resilienz der Netze, der Realisierung von Flexibilitäten im Netz, sowie der automatisierten Betriebsführung, die über den Stand der Technik bei konventionellen AC-Netzen hinausgehen.

Regelungskonzepte für Konverter im LVDC-Microgrid

Für die Regelung der Konverter am Netz bestehen folgende Möglichkeiten:

- (1) Alle Erzeugungsanlagen und Bezugsanlagen sind am AC-Netz stromgeführt: Wird Leistung benötigt, wird der Strom so geführt, dass abhängig von der Spannung am Anschlusspunkt die gewünschte Leistung bezogen wird (bzw. eingespeist wird).
- (2) Soll das Netz im Inselbetrieb aus einer Batterie versorgt werden, muss der Konverter die AC-Spannung bereitstellen: Er arbeitet am AC-Netz somit spannungsgeführt.

Die Betriebsweise auf der AC-Seite spiegelt sich auf der DC-Seite des Konverters: Ein Konverter, der DC-seitig an einer stromgeführten Anlage angeschlossen ist, arbeitet auf der AC-Seite ebenfalls stromgeführt. Ein Konverter, der DC-seitig an einer spannungsgeführten Anlage angeschlossen ist, arbeitet auf der AC-Seite entweder spannungsgeführt (als netzbildender Umrichter) oder stromgeführt (als Laderegler, bzw. Erzeugungsanlage oder Bezugsanlage).

Im Modellnetz wurden folgende Betriebsweisen untersucht:

- (1) Stromgeführter Betrieb am AC-Netz mit Netzbildung DC
- (2) Netzbildender Betrieb des Batteriekonverters
- (3) Stromgeführter Betrieb des Batteriekonverters
- (4) Versorgung der AC-Anlagen aus einem netzbildenden Konverter

Insgesamt zeigen sich für den Betrieb der LVDC-Microgrids erhebliche Einsparungen an Material und elektrischen Verlusten, ohne offensichtliche Nachteile in der Verfügbarkeit, und mit potenziellen Vorteilen bei der Resilienz der Netze. Die letzteren beiden Punkte sind Gegenstand weiterführender Untersuchungen.

8.2 SCHUTZ UND NETZMANAGEMENT FÜR SST-BASIERTE LVDC MICROGRIDS

Standards zum Schutz und zum Betrieb von LVDC-Microgrids befinden sich zum aktuellen Stand noch in Arbeit. Grund hierfür ist, dass sich viele heutige Installationen am Stand der Technik heutiger AC/DC-Wandler orientieren. Hierdurch sind die verfügbaren Spannungsniveaus und die Schutzkonzepte erheblich beeinträchtigt. Künftige Entwicklungen wie der SST oder DC-Steller und DC-Transformatoren ermöglichen erhebliche Vereinfachungen zur Realisierung von LVDC-Microgrids. Schwerpunkt der Untersuchungen waren Konzepte basierend auf neuen Entwicklungen.

Stand der Technik

Nach dem heutigen Stand der Technik überwiegen zur Anbindung von LVDC-Netzen an das AC-Netz konventionelle AC/DC-Wandler (Zweilevel-Konverter, Dreilevel-Konverter bzw. Halbbrücken-MMC). Diese Schaltungen besitzen haben zum Betrieb der DC-Netze folgende Einschränkungen:

- (1) Das DC-Netz ist vom AC-Netz nicht galvanisch getrennt.
- (2) Bei Fehlern im DC-Netz drückt die Kurzschlussleistung des AC-Netzes ins DC-Netz.
- (3) Das Spannungsniveau im DC-Netz ist durch das Spannungsniveau im AC-Netz begrenzt.

Diese Einschränkungen haben erhebliche Nachteile für die Realisierung von LVDC-Microgrids:

- (4) Das DC-Spannungsniveau kann nicht ohne zusätzliche Wandler auf ein wirtschaftlich angemessenes Niveau angehoben werden (z.B. auf ± 750 V, wie in der IEC TR 63282 festgelegt als Vorgabe ist für künftige Normspannungen nach IEC 60038 für LVDC)
- (5) Das Schutzkonzept basiert auf AC-Leistungsschaltern und ist mit erheblichen Strömen verbunden.
- (6) Selektives Abschalten defekter Anlagenteile und Berührungsschutz sind aufwendig zu realisieren.

Folgende Abbildung zeigt ein LVDC-Verteilnetz an einem konventionellen Konverter am Netzanschaltpunkt.

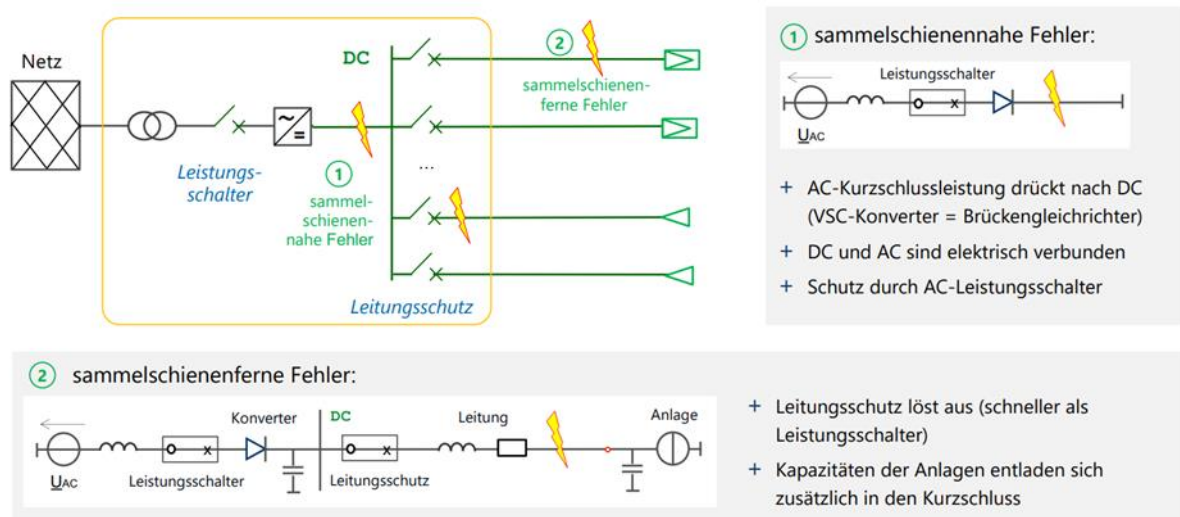


Bild 8.2.1 LVDC-Netze nach heutigem Stand der Technik

Für sammelschiennaher Fehler erfolgt die Schutzauslösung durch den AC-Leistungsschalter. Bis zur Auslösung des Schalters wird im DC-Netz viel Energie umgesetzt, die die Sammelschiene und die Anlagen beherrschen müssen. Bei DC-Netzen entladen sich die Eingangskapazitäten der Anlagen zusätzlich in den Kurzschluss. Für eine selektive Abschaltung defekter Abgänge benötigt man einen Leitungsschutz, der schneller auslöst als der AC-Leistungsschalter.

DC-Verteilnetze sind auf diese Weise nur mit hohem technischem Aufwand für die Auslegung, die Projektierung, die Installation, sowie für die Abnahme und Inbetriebnahme realisierbar. Wegen der Eingangskapazitäten der Anlagen ist ein wirksamer Berührungsschutz in nicht isolierten Netzen schwer realisierbar. Erweiterungen der Netze sind mit erneutem Aufwand zur Überarbeitung der Auslegung verbunden.

Strombegrenzung und Stromanstieg

Bei AC-Netzen sind Drosseln ein wirksames Mittel zur Begrenzung der Kurzschlussströme. Für LVDC-Netze, die durch einen AC/DC-Wandler gespeist werden, steuert die Streureaktanz des Transformators den wesentlichen Anteil der Netzimpedanz.

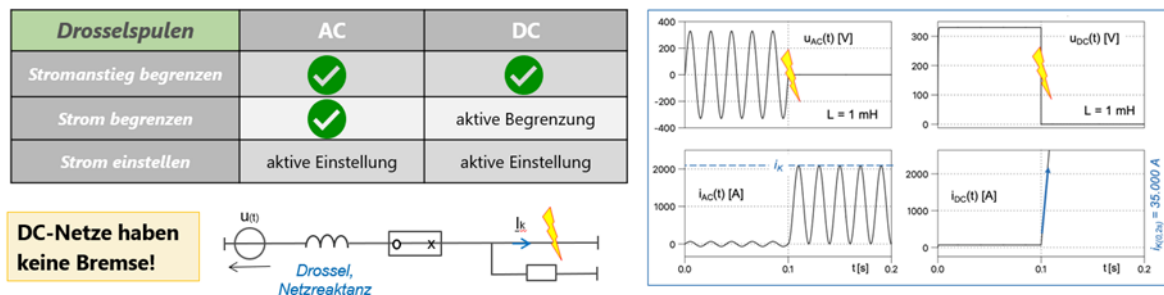


Bild 8.2.2 Strombegrenzung und Stromanstieg bei AC- und DC-Netzen

Mit einer Kurzschlussspannung des Transformators von 5% bleiben Kurzschlussströme auf den 20-fachen Betrag des Bemessungsstroms begrenzt. Mit Gleichstrom funktioniert diese Bremse nicht: Begrenzt wird nur der Stromanstieg, der Kurzschlussstrom steigt während der Reaktionszeit des AC-Leistungsschalters bzw. des Leitungsschutzes erheblich.

Vorgaben nach Current OS

Die Current/OS-Foundation (COS) definiert für unterschiedliche Schaltzeiten und unterschiedliche Typen von Konvertern Schutzzonen, wie in folgender Abbildung dargestellt.

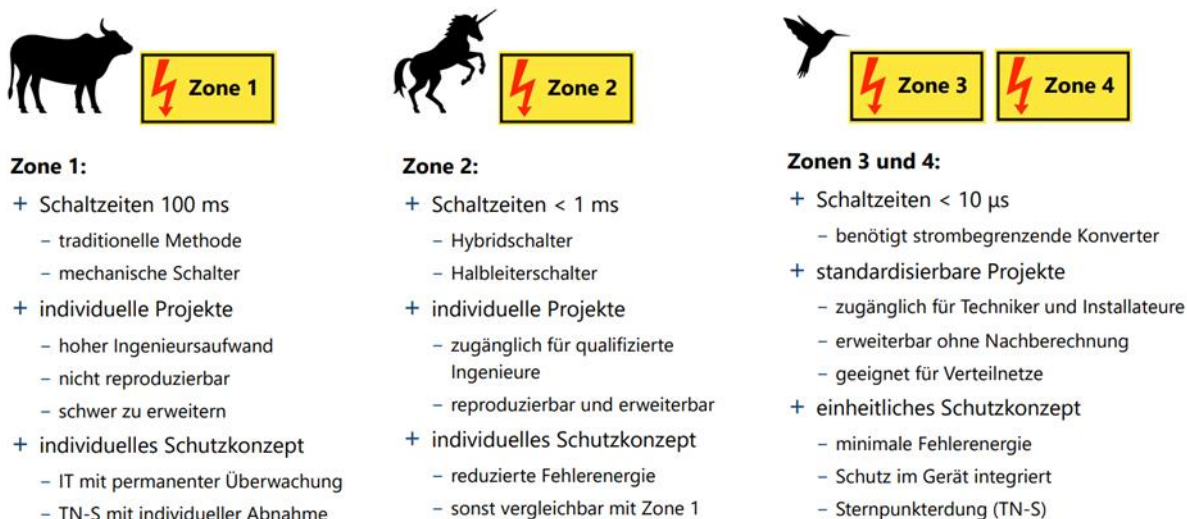


Bild 8.2.3 Definition der Schutzzonen und Eigenschaften der Konverter nach COS

Für die oben genannten konventionellen Konverter und mechanische Schalter mit Schaltzeiten von 100 ms bzw. hybride Schalter und Halbleiterschalter mit Schaltzeiten von 1 ms gelten die Schutzzonen 1 und 2. Mangels Strombegrenzung lassen sich gängige Konzepte aus AC-Netzen nicht übernehmen. Die Realisierung solcher Netze erfordert einen sehr hohen Aufwand an qualifizierten Ingenieuren und Fachpersonal.

Für die Zonen 3 und 4 sind strombegrenzende Konverter gefordert. Hierdurch ergeben sich wieder definierte Kurzschlussströme. Da alle Anlagen über Konverter an das LVDC-Microgrid angeschlossen sind (es gibt keine passiven Anlagen) und es keine relevanten Reaktanzen in der DC-Verteilung gibt, lassen sich kurze Schaltzeiten für den Schutz realisieren ($< 10 \mu\text{s}$). Auf diese Weise gelingt es, die Ladungen der Anlagenkapazitäten im Fehlerfall zu erhalten und die Energie im Fehlerfall zu begrenzen.

Für die Zonen 3 und 4 konzipierte Netze bewegen sich auf technisch solider Grundlage und sollten sich daher leichter auslegen und führen lassen. Wenn die Standardisierung solcher Netze gelingt, wäre die Realisierung solcher Netze nicht komplizierter als AC-Verteilnetze, potenziell wegen der Möglichkeit der Integration der anlagenspezifischen Schutzfunktionen in die Anlagen sogar einfacher.

LVDC-Microgrids mit der nächsten Generation von Konvertern

Batteriespeicher, die mit Hilfe von DC-Stellern oder DC-Transformatoren (DCT) mit dem LVDC-Microgrid verbunden sind, haben eine Strombegrenzung: Als Regelstrecke stellen Sie Stromquellen dar, auch im Fall einer Spannungsregelung. Folgende Abbildung zeigt zwei solche Systeme zusammen mit dem elektrischen Ersatzschaltbild.

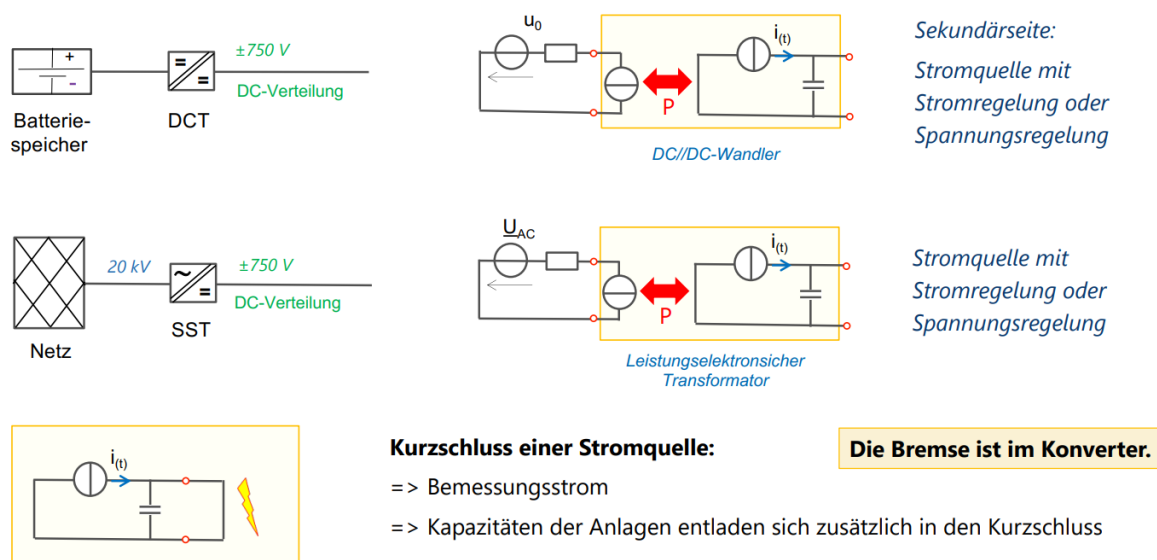


Bild 8.2.4 Definierte Kurzschlussströme für LVDC-Microgrids durch strombegrenzende Konverter

Gegenüber dem Batteriespeicher als Spannungsquelle stellt der DC-Wandler eine Stromquelle dar: die sekundärseitig entnommene oder eingespeiste Leistung gibt er auf die Primärseite weiter. Auf der Sekundärseite funktioniert der DC-Wandler als spannungsgeführte Stromquelle.

Der SST als leistungselektronischer Transformator funktioniert auf die gleiche Weise und besitzt annähernd das gleiche Ersatzschaltbild, mit dem Unterschied, dass die Primärseite an ein AC-Netz in der Mittelspannung angeschlossen ist. Die sekundärseitig eingespeiste oder entnommene Leistung führt er weiter auf die Primärseite. Auch im Fall eines netzbildenden Betriebs auf der Sekundärseite bleibt die für transiente Vorgänge relevante physikalische Eigenschaft des SST als Regelstrecke erhalten: Der Anschluss an das LVDC-Microgrid stellt eine Stromquelle dar.

Für transiente Vorgänge ist in erster Linie die Charakteristik der Regelstrecke entscheidend, da der Regler der Strecke erst auf Veränderungen am Anschlusspunkt an das LVDC-Microgrid reagiert, somit mit einer Verzögerung. Für die Untersuchung von Schalttransienten im Zusammenhang mit dem

Schutz lassen sich somit vereinfachte physikalische Modelle verwenden. Für den Betrieb ist ein vollständiges Modell der Wandler einschließlich der Regelung erforderlich. Die Untersuchungen sollen auf Basis der Ergebnisse aus TP 8 in Phase 3 des Projekts vertieft werden.

Integration der Anlagenschnittstelle in ein Vorschaltmodul

Ein in TP 8 verfolgter Ansatz zur Vereinfachung der Anbindung von Anlagen an das LVDC-Microgrid bestand in der Integration der Schnittstellenfunktionen in ein Modul, das der Hersteller der Anlagen integrieren kann. Die beiden wesentlichen Funktionen sind das Vorladen der Eingangskapazität der Anlagen, sowie die Erkennung und die Reaktion auf Fehlerzustände am Anschlusspunkt an das LVDC-Microgrid.

In TP 8 erfolgten die wesentlichen Voruntersuchungen hierfür. Hierzu wurden in eine Simulation die Anforderungen der Current/OS-Spezifikation bzw. Ladeströme und Reglerkennlinien nachgebildet und auf repräsentative leistungselektronische Schaltungen als Regelstrecke abgebildet.

Das Verhalten bei Kurzschluss ist nach diesem Konzept wie folgt festgelegt:

- (1) Strom begrenzt auf Bemessungsstrom: benötigt Lasttrennschalter als Leitungsschutz
- (2) Konverterschalt löst aus (Trip): Verteiler ist stromlos, bis auf die
- (3) Anlagenkapazität, die sich in den Kurzschluss entlädt.

Dieses Verhalten ist problematisch, wenn Berührungsschutz gefordert ist (siehe folgende Abbildung). Mit Hilfe der Vorschaltung lässt sich dieser Strom durch einen schnellen Schalter in Serie zur Kapazität begrenzen. Andernfalls wäre der Gefahrenbereich durch Fehlerströme in kurzer Zeit erreicht.

Maßnahmen zum Berührungsschutz

Die Grenzwerte nach IEC 60479-1 (bzw. IEC 60479-1-2 für Elektroschocks < 10 ms) zeigt der linke Teil der Abbildung: Bereich DC-2 (grün) gilt als harmlos, Bereich DC-4 (rot) ist lebensgefährlich. Für den Entladestrom einer Anlagenkapazität von 1 mF berechnet man mit einem Körperwiderstand von 1 k Ω eine Zeitkonstante $RC = 1$ s. Bei einer Spannung von 750 V erhält man einen initialer Strom 750 mA. Das ist bereits außerhalb des grünen Bereichs. Bei mehreren Geräten bzw. bei 1500 V Spannung im LVDC-Microgrid befindet man sich bereits im roten Bereich

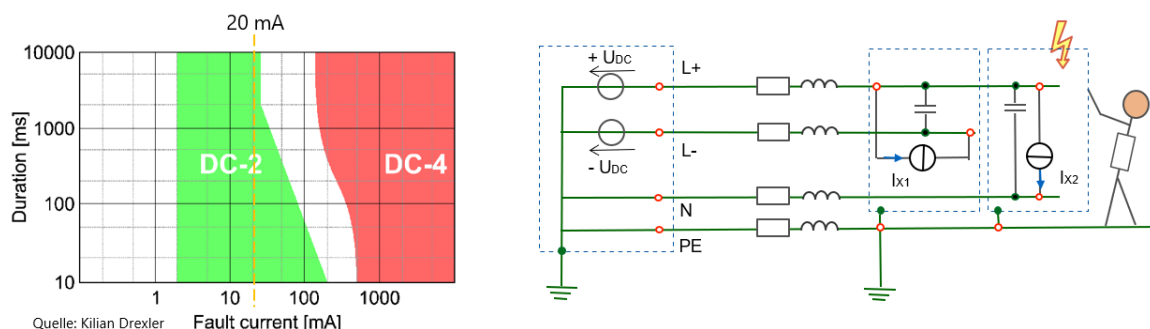


Bild 8.2.5 Anforderungen an LVDC-Microgrids mit Berührungsschutz

In Anwendungen, wo kein Berührungsschutz gefordert ist (beispielsweise bei der Verteilung vom SST zu Ladesäulen, zur PV-Anlage oder zum Batteriespeicher), wird durch den DC-Link das Entladen der Kapazitäten weitgehend verhindert. Hierdurch bleibt die Fehlerenergie sehr begrenzt und die Anlagen lassen sich nach selektiver Abschaltung der defekten Anlagenteile schnell wieder in Betrieb nehmen. Die Untersuchungen werden in Projektphase 3 vertieft.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Das Teilvorhaben der MR konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Für das **Digitales Umspannwerk** wurde ein Transformator-Überwachungssystem in der Demoregion ENSURE erfolgreich in Betrieb genommen.

Im Zuge der Entwicklung **leistungselektronischer Transformatoren (SST)** wurden Funktionsmuster der SST-Zellen aufgebaut und in Betrieb genommen. Diese Entwicklung umfasst die Herstellung von Funktionsmustern von Mittelfrequenztransformatoren (MFT) für Mittelspannungsanwendungen, die elektrisch getestet wurden und deren thermisches Verhalten in einer Testumgebung zur Nachbildung des Betriebs in SST-Zellen untersucht wurde.

Zur Vorbereitung der Durchführung wurde eine detaillierte Prüfvorschrift für MFT aus Normen für konventionelle Transformatoren sowie aus Normen für Stromrichter abgeleitet, da für dieses neuartige Bauteil keine direkt anwendbaren Normen existieren. Die Entwicklung eines SST-Gestells für Mittelspannungsanwendungen zur Aufnahme und Anschluss der SST-Zellen wurde abgeschlossen.

In einem ersten Schritt wurde ein kleines SST-Gestell gebaut, das für die Inbetriebnahme eines ersten SST-Teilsystems, bestehend aus 12 SST-Zellen, verwendet wird. Anschließend wurde das SST-Gestell zur Aufnahme der vollen Anzahl von SST-Zellen aufgebaut. Dieses wird in der SST-Testumgebung eingesetzt als Ersatz für die ursprünglich vorgesehene Pilotanlage in TP 6. Die Planung der SST-Testumgebung für die Inbetriebnahme des SST und einen Testbetrieb mit dem Prüfling als **SST-Demonstrator** wurden abgeschlossen. Dieser Aufbau stellt einen Ersatz für die in TP 6 abgebrochene Pilotanlage dar.

Als Vorbereitung für die Durchführung des Testbetriebs wurde aus den anwendbaren Normen und den Anforderungen an das entwickelte Schutzkonzept eine detaillierte Prüfvorschrift für den entwickelten SST erarbeitet. Erste Tests der SST-Zellen wurden im SST-Teilsystem erfolgreich durchgeführt. Hiermit wurde der MS 5.1.1 (Konzepte und technische Machbarkeit des SST-Funktionsmusters nachgewiesen) erfolgreich abgeschlossen.

Bei der Untersuchung des Potenzials von **MVDC-Kollektornetzen** zur Anbindung erneuerbarer Energieerzeuger an die Übertragungsnetzebene als Alternative zur Anbindung über 110 kV AC-Netze wurden die im Vergleich („MVDC-Business-Cases“) betrachteten Szenarien in den Co-Simulationen mit AP2.1 und AP2.3 erfolgreich verifiziert. Der MS5.1.2 (Konzepte für MVDC-Netze) wurde erfolgreich abgeschlossen.

Im Rahmen der Entwicklung von Funktionsmustern für **MVDC-Technologien** wurden mit dem im Projekt entwickelten Demonstratorsystem auf Basis der Modular Multilevel Converter (MMC) Technologie und der zugehörigen, ebenfalls entwickelten Prüfumgebung alle geplanten Tests erfolgreich abgeschlossen sowie weiterführende Untersuchungen durchgeführt, die eine Anpassung der Software des Demonstratorsystems und eine Erweiterung der Testumgebung erforderten.

Der Aufbau des Demonstrators wird in Projektphase 3 fortgeführt und für den Einsatz als SST-basiertes LVDC-Microgrid vorbereitet. Die Untersuchungen und Entwicklungen zu LVDC-Microgrids sollen in ENSURE Phase 3 fortgesetzt und vertieft werden. Diese Aktivität wird durch aktive Beteiligung in Gremien zur Standardisierung von DC-Netzen begleitet (hierunter die Open DC Alliance und die Current/OS-Foundation).

Literaturverzeichnis (Publikationen)

Innerhalb des Projektzeitraums erfolgte die Teilnahme an zahlreichen Kongressen und ein Austausch mit weiteren Forschungsprojekten, hierunter EU-Forschungsprojekte und Forschungsprojekte im Umfeld von Mittelspannungsnetzen und Gleichspannungsnetzen. Im Projektzeitraum wurden folgende Publikationen erstellt:

- (1) Schrammel, M., Lupandina, I., Gawlik, W. et al. An advanced method for steady-state security assessment considering dynamic thermal capacities of grid assets. *Elektrotech. Inftech.* (2020). <https://doi.org/10.1007/s00502-020-00842-5>
- (2) Lupandina, I., Gawlik, W., Schrammel, M. et al. Evaluation of dynamic loading capability for optimal loading strategies of power transformers. *Elektrotech. Inftech.* (2020). <https://doi.org/10.1007/s00502-020-00845-2>
- (3) Prajakta Kapale, Ilknur Colak; Influence of Submodule Capacitance on MMC Performance and Its Optimum Sizing, *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 18-21 Oct. 2020, DOI: 10.1109/IECON43393.2020.9254640
- (4) Ara Bissal, Waqas Ali, Rob Leedham, Mark Snook, Ibrahim Elabrouty, Ilknur Colak; A Hybrid Pulse Width Modulation Technique with Temperature Control for Modular Multilevel Converters, 2020, 22nd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'20 ECCE Europe), 7-11 Sept. 2020, DOI: 10.23919/EPE20ECCEurope43536.2020.9215909
- (5) Prajakta Kapale, Ilknur Colak; Reliability and Cost Figures Comparison of Modular Multilevel Converter Based on Preventive and Corrective Maintenance; *The 10th International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD'20)*, 15-17 Dec. 2020; IET Online Conference
- (6) S. Bröske, J. Schaumburg, M. Langwasser, M. Liserre, „Digital Test Bench for SST Applications“, Vortrag ETG Kongress 2021.
- (7) J. Yang, G. Buticchi, C. Gu, P. Wheeler and S. Bröske, "Active Rectifier Control for Selective Fuse Tripping in a DC Microgrid," *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2021, pp. 1-6.
- (8) DC-Networks on the distribution level – new trend or vision? Abschlussbericht der CIREN WG-2019, Juli 2021, Web: <http://www.cired.net/files/download/280>
- (9) A. Rainer, H. Renner, A. Buchner, U. Schichler, Medium Voltage DC Transmission: A New Approach for the Power System, *CIGRE South East European Regional Council Conference 2021 in Vienna, Austria*
- (10) P. A. Ratheiser, U. Schichler, Qualification of XPLE Cables for DC Operation, 2021, 22nd International Symposium on High Voltage Engineering: ISH 2021, Xi'an, China
- (11) S. Rupp, S. Eggert, High Power Charging System with Power Electric Transformers, *IEEE ECCE 2021 (Vancouver)*
- (12) S. Rupp, M. Hiller, Netzbildende Umrichter in der Mittelspannung, ETG-Kongress 2021
- (13) S. Kramer, S. Rupp, Conversion of existing AC into DC cable links in distribution grids: Benefits and Challenges, ETG-Kongress 2021
- (14) S. Rupp, Power Electronics and LVDC Grid Stability, Webinar, European Commission, Directorate for Energy, B.5, Low Voltage Direct Current (LVDC) and DC Technologies: Potential applications for a clean energy transition, 2021
- (15) U. Schichler, Mittelspannungs-Gleichstromübertragung zur Unterstützung der Energiewende, Konferenz Klima und Energie, TU Graz Science for Future, 2021

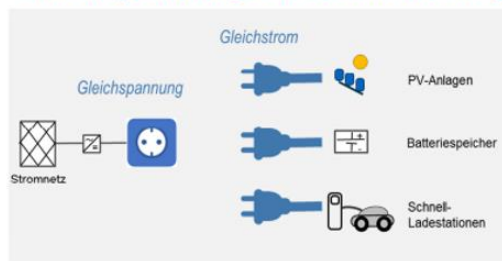
- (16) S. Rupp, Beitrag zum Thema Energieversorgung für die Verkehrswende, 5. Pressevormittag der Kopernikus Projekte, 2021.
- (17) K. Viereck, I. Lupandina et al.: "Verbesserung der dynamischen Überlastfähigkeit von Netztransformatoren durch Netzwerkprognosedaten"; Vortrag: Stuttgarter Hochspannungssymposium 2021, Stuttgart; 02.03.2021 - 03.03.2021.
- (18) Ratheiser, Schichler, "DC Leakage Current Measurements: Contribution for the Qualification of extruded MVAC Cables for DC Operation", International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials, (ICPADM), online, 2021.
- (19) Schichler, "Application of extruded MVAC Cables for MVDC", CIGRE, Round Table 1 – DC Networks, online, 2021.
- (20) Ratheiser, Schichler, "Qualification of MVAC XLPE Cables for DC Operation", International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), online, 2021.
- (21) Rainer, Renner, Buchner, Schichler, "Medium Voltage DC Transmission: A New Approach for the Power System", CIGRE SEERC Conference, online, 2021.
- (22) Ratheiser, Schichler, "Review of IEC 62895 regarding Electrical Type Tests on extruded MVDC Cable Systems", Jicable-HVDC'21 - International Symposium on HVDC Cable Systems, Liege, Belgium, 2021.
- (23) Medium Voltage DC Distribution Systems, Technical Brochure 875, CIGRE Joint Working Group C6/B4.37, erschienen im Oktober 2022, Web: <https://e-cigre.org/publication/875-medium-voltage-dc-distribution-systems>
- (24) 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.
- (25) Yang, J.; Brueske, S.; Buticchi, G.; Gu, C.; Guenter, S.; Wheeler, P. Control-Based Two-Layer Protection for Short-Circuit Fault at an LVDC Feeder Branch. *Energies* 2022, 15, 4054. <https://doi.org/10.3390/en15114054>
- (26) S. Rupp, AC2DC: Betrieb von Wechselspannungs-Assets mit Gleichspannung, VDE CIGRE/CIGRE Kongress, Mannheim, Oktober 2022
- (27) S. Rupp, M. Stieneker, DC-Grids for DC-Systems, ONLOAD 11, Maschinenfabrik Reinhausen, August 2022, <https://onload.reinhausen.com/de/07-2022/wechselstimmung/>
- (28) S. Rupp, DC-Anwendungsfälle aus der Energiewende, NetzCon 2022 Kongress, Essen, Versorgungssicherheit durch DC, Okt. 12, 2022
- (29) S. Rupp et al, MVDC Grids to Facilitate the Roll out of Renewables, CIGRE 2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution
- (30) R. Adam et al, Research Of Components For An Increase Of Transmission Capacity In Distribution Grids By Changing Existing AC Links Into DC Links, CIGRE 2023 International Conference & Exhibition on Electricity Distribution
- (31) DC-Partnertage der MR, Berlin, 8. und 9. November 2023, Schutzkonzepte für DC-Netze, Standardisierung und Ausblick auf neue Entwicklungen
- (32) FGH Online-Seminar Netzschutz, 7. Dezember 2023, Übersicht über Schutzkonzepte für DC-Netze



ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Gleichspannung für Gleichstromsysteme



Erneuerbare Erzeuger wie PV-Anlagen, Batteriespeicher und Ladesäulen hoher Leistung haben eins gemeinsam: Es sind Gleichstromsysteme. Nach dem derzeitigen Stand der Technik werden diese in der Niederspannung im AC-Netz gekoppelt, wodurch sich hohe Wandlerverluste, hohe Betriebskosten und hohe Investitionskosten für Kabel und Umrichter ergeben. Deutlich weniger Verluste mit höherer Leistung und deutlich geringerem Aufwand erreicht man durch den Einsatz von Gleichspannungsnetzen in der Niederspannung zur direkten Kopplung der Gleichstromsysteme.

Leistungselektronischer Transformator zur Gleichspannungsversorgung

Für den Anschluss der Gleichstromsysteme ans Stromnetz wird ein leistungselektronischer Transformator als DC-Station benötigt. Um Leistungen von bis zu 2 MW einzuspeisen oder aus dem Stromnetz zu beziehen, erfolgt der Anschluss der DC-Station direkt an der Mittelspannung (20 kV_{AC}). Ein Transformator wird hierfür nicht benötigt. Die DC-Station stellt eine Gleichspannung von ± 750 V zur Verfügung, über die Gleichstromsysteme direkt angebunden werden können. Wegen des im Vergleich zu 230 V_{AC} (Leiter zu Neutralleiter) höheren Spannung fallen die Ströme bei gleicher Leistung kleiner aus (ca. 1/3), die Verluste sehr viel kleiner (ca. 1/9). Somit lassen sich kleinere Kabelquerschnitte verwenden und höhere Reichweiten erzielen. Die Leistung im Gleichspannungsnetz kann größer sein als die Anschlussleistung am Stromnetz.



Aufbau des Demonstrators

Im Projekt erfolgt die Entwicklung eines leistungselektronischen Transformators (kurz SST für Solid State Transformer), sowie der Aufbau eines Demonstrators für den Betrieb als DC-Station auf dem Betriebsgelände der MR. Vergleichbar mit USB-Ladegeräten bzw. Schaltnetzteilen integriert der SST Transformatoren, die oberhalb des Audio-Bereiches schalten und somit sehr viel kleiner ausfallen als konventionelle 50 Hz-Transformatoren (sogenannte Mittelfrequenz-Transformatoren). Eine technische Herausforderung ist die Spannungsfestigkeit für den Betrieb an der Mittelspannung. Die Software des SST erlaubt die Netzbildung auf der DC-Seite, sowie die Anbindung an Leitsysteme bzw. Energiemanagementsysteme.

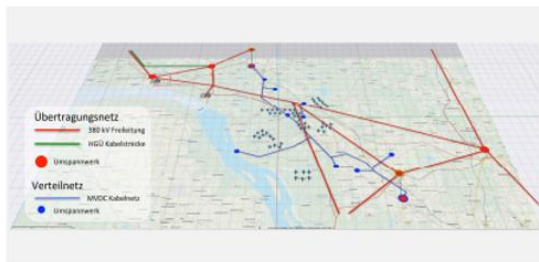


» „Unser Beitrag zur Energiewende: Zuverlässige Leistungselektronik zum Anschluss erneuerbarer Erzeuger in der Mittelspannung“ «

ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

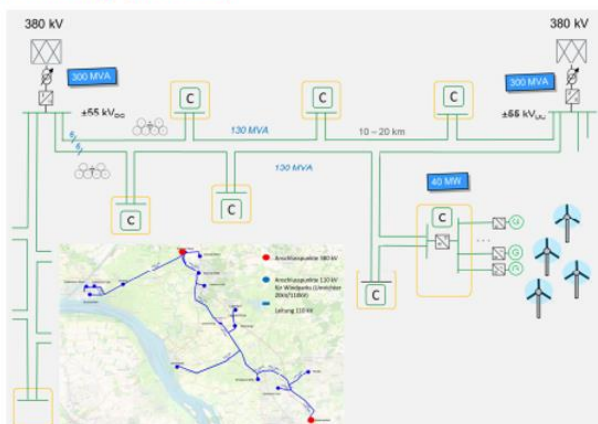
Erneuerbare Erzeuger am Netz



Bisher werden erneuerbare Erzeuger in den unteren Spannungsebenen ans Stromnetz angeschlossen (Niederspannung und Mittelspannung bis 20 kV AC). Mit dem weiteren Ausbau im Zuge der Energiewende ist zu erwarten, dass System großer Leistung an Gleichspannungs-Verteilnetze angeschlossen werden. Diese Systeme sind als Kabelnetze ausgeführt für Systeme an Land und im Wasser. Die technischen und betrieblichen Eigenschaften solcher hybriden Netze sind Gegenstand von AP5.1, einschließlich der Gleichspannungs-Systeme im Übertragungsnetz (HGÜ).

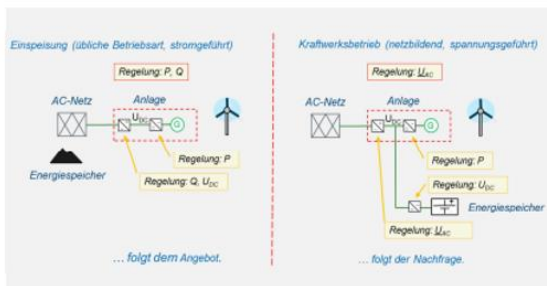
Gleichspannungsnetze in der Mittelspannung (MVDC)

Ein Ergebnis der bisherigen Untersuchungen ist, dass sich DC-Systeme bis zu 60 kV kostengünstig über konventionelle 20 kV AC-Kabel realisieren lassen. Die Transportleistung ist hierbei gleich einem 110 kV AC-System. Solche MVDC-Systeme können 110 kV Verteilnetze ersetzen. Nach bisherigen Erkenntnissen sollten sich insgesamt Kostenvorteile ergeben. Windanlagen, Solarparks, Energiespeicher, Elektrolyse und Brennstoffzellen sind Gleichstromsysteme und lassen sich unmittelbar an das MVDC-Netz anschließen. Die Kopfstation koppelt in die Übertragungsnetze ein, vergleichbar einer HGÜ und mit vergleichbarer Leistung. Für die Windanlagen bzw. Solaranlagen vereinfacht sich die Anbindung ohne Änderung des Betriebskonzepts. Mit Hilfe der Energiespeicher und der Kopfstation ist ein Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern möglich.



Kraftwerksbetrieb

Kraftwerke stellen im Netz die Spannung bereit, sowie Momentanreserve und Regeleistung. Diese Rolle übernehmen bisher ausschließlich konventionelle Kraftwerke. Die Kombination der MVDC-Netze mit passenden Regelstrategien der Umrichter ermöglicht die gleiche Funktion mit Windparks und großen Solarparks. Bei konventionellen Kraftwerken besteht der Energiespeicher aus der Schwunghasse der Generator-Turbinensätze, sowie dem Kohlenbunker, Gasspeicher oder den Brennelementen, bei erneuerbaren Erzeugern aus Kondensatorspeicher, Batteriespeicher, Elektrolyse und Brennstoffzellen.



» „Unser Beitrag zur Energiewende: Konzepte für den Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern.“ «

ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Digitales Umspannwerk DU 400

In ENSURE Phase II zeigen wir die Umsetzung der Vision hin zum Digitalen Umspannwerk mit der Implementierung des



Datenpfades vom Betriebsmittel in der OT-Infrastruktur des UWs in die IT-Infrastruktur eines Netzbetreibers, der neuen Applikation von Sensoren und Algorithmen sowie dem Aufzeigen des Mehrwertes der Digitalisierung als einen wesentlichen Bestandteil einer zukünftigen Energieversorgung. Die Volatilität der Erzeugung sorgt für Dynamik im Netzbetrieb. Das UW als Knotenpunkt im Energieversorgungsnetz muss auf diesen dynamischen Netzbetrieb reagieren.

Schnellere, häufigere und genauere Daten und Informationen sowie eine bessere Vernetzung sind die neuen digitalen Bausteine dieser robusten Knotenpunkte.

Das Ganze jedoch immer im Kontext von kritischer Infrastruktur mit hohen Informationssicherheitsstandards.

Die Pilotanlage Digitales Umspannwerk (DU400) benötigt für die Realisierung die direkte Nähe zu einem Umspannwerk in der Kernregion des ENSURE - Energiekosmos.

Maschinenfabrik Reinhausen: Transformatormonitoring, Durchführungsmontoring C und tan δ

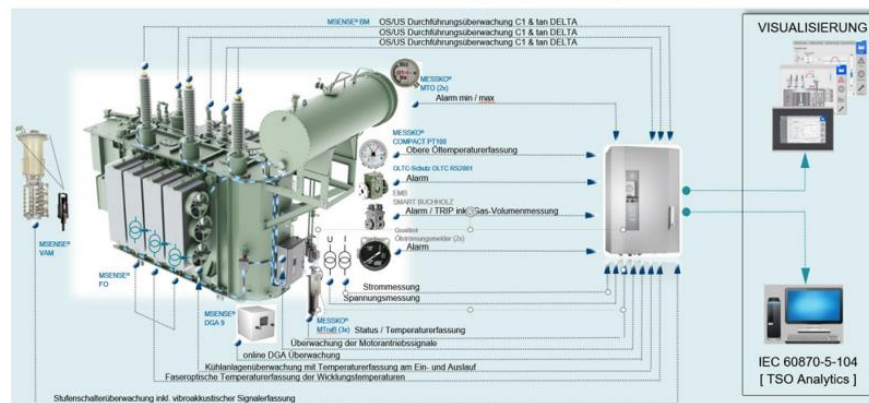
Hitachi Energy: Transformatormonitoring, Leistungsschaltermontoring

Hitachi Energy: Kompensationsspulenmontoring, Leistungsschaltermontoring, Dfg.-Montoring

Maschinenfabrik Reinhausen: Transformatormonitoring, Durchführungsmontoring C und tan δ (in Betrieb)



Struktur des Demonstrators im TP6 als Embedded Transformer Operating System (ETOS) UW Wilster West



Main Features

- Dynamic Transformer Rating
- Online DGA –System
- Vibroakustik für OLTC mit KI, selbstlernend
- Dfg.-Monitoring für C und tan
- Wicklungstemperaturmessung optisch
- Datenintegrator
- Kopplung an TSO Analytics
- Informationsportal
- Variables Leittechnikinterface



„Unser Beitrag zur Energiewende: Innovative Systeme für das
Asset Management und Erhöhung der Übertragungsleistung



In Kooperation mit Tennet

ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Digital Testbench für SST

An der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel (CAU) wird für den Piloten SST eine Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) bzw. Hardware-in-the-Loop (HIL) - Testumgebung aufgebaut (Abb. 1). In einer virtuellen Echtzeit-Simulationsumgebung können hierbei echte Leistungsbetriebsmittel und Regler eingebunden werden, um die Interaktion zwischen komplexen (Netz-)modellen und der realen Hardware zu untersuchen. Zentraler Baustein des digitalen Prüffeldes ist die Inbetriebnahme eines Echtzeitsimulators an der CAU zur echtzeitfähigen Umsetzung von verschiedenen leistungselektronischen Modellen.

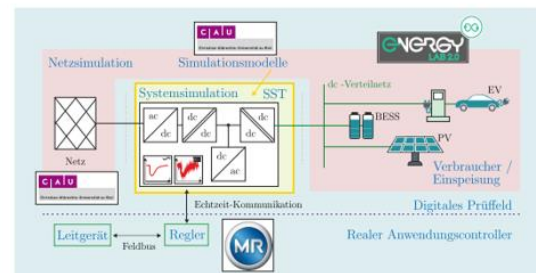


Abb. 1: Schematische Struktur der HIL Testumgebung für den SST an der CAU [Quelle: MR, Stephan Rupp, mit Änderungen der CAU].

SST mit CHB und DAB Umrichtern

Die Topologie für den SST (Abb. 2) basiert auf einer kaskadierten H-Brücke (CHB) zur Anbindung an das überlagerte MVac-Netz und auf Dual-Active-Bridges (DAB) zur Anbindung von verschiedenen Verbrauchern und Erzeugern über das LVdc-Netz. Es werden Modelle mit schaltendem Verhalten (bis 20 kHz) und Mittelwertmodelle umgesetzt. Die Implementierung erfolgt auf einem OPAL-RT OP5700 Echtzeitsimulator (Abb. 3), Echtzeitsimulationsergebnisse der DAB sind in Abb. 4 dargestellt.

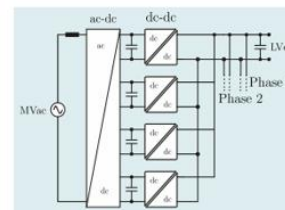


Abb. 2: SST-Topologie in der HIL Umgebung.



Abb. 3: OPAL-RT OP5700 [Quelle: OPAL-RT].

Digitales Prüffeld - zwei Anwendungsfälle

Bei der Einbindung des realen Reglers werden zwei Anwendungsfälle des SST untersucht:

1. **dc-Netz mit Batterie, Solar und Lasten** - ermöglicht Untersuchungen einer verstärkten Einbindung von dezentralen und fluktuierenden Lasten und Erzeugungen über Gleichspannungsnetze.
2. **dc-seitig Einspeisung erneuerbare Energien; ac-seitig netzbildend** – es wird von einer verstärkten Einspeisung von Leistung aus dem Niederspannungsnetz in das überlagerte Mittelspannungsnetz durch erneuerbare Energien wie PV-Anlagen ausgegangen. Dadurch ist es möglich, den SST netzbildend zum MVac-Netz in einer Art Kraftwerksbetrieb zu betreiben.

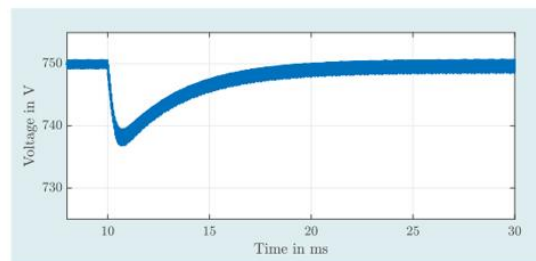


Abb. 4: Ausgangsspannung der DAB (20 kHz) bei Modellierung in Echtzeitsimulation - Sprungantwort der spannungsgeregelten Ausgangsspannung bei eingangsseitigem Lastsprung (750 V auf 650 V).

„Unser Beitrag zur Energiewende: Testen von realen Reglern für SST und Smart Grid Komponenten, um eine zuverlässige Integration von erneuerbaren Energiesystemen in das zukünftige Stromnetz zu gewährleisten“

In Kooperation mit CAU



ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Normen- und Gremienarbeit

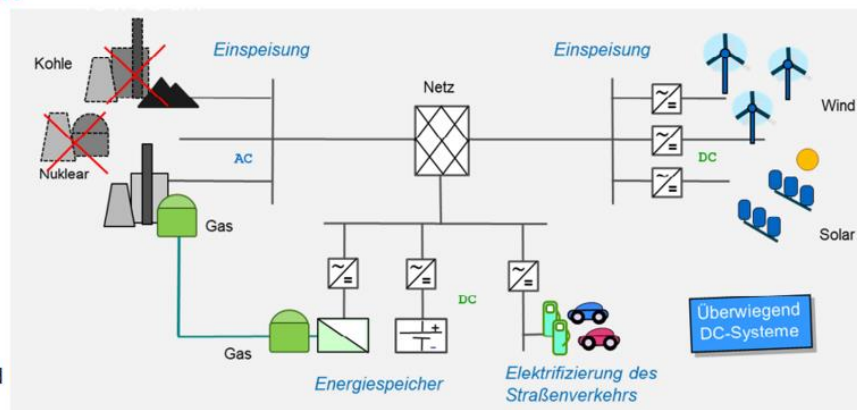


Als relevante Themenfelder wurden identifiziert:

- Gleichspannungsnetze in der Niederspannung
- Gleichspannungsnetze in der Mittelspannung
- Anschlussrichtlinien
- Feldversuche und Installationen im Netz weltweit
- Förderprojekte und Aktivitäten auf Ebene der EU
- Sichtung aller relevanten Normen
- Aktive Beteiligung in den relevanten Gremien
- Vernetzung innerhalb ENSURE bzgl. Aufbau virtueller Prüfumgebungen, Netzsimulationen und Entwicklungen

Stromnetz der Zukunft

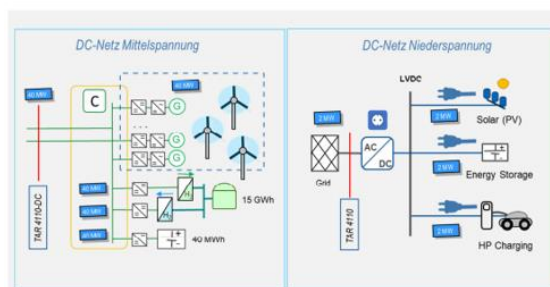
Im Stromnetz der Zukunft überwiegen Gleichstromsysteme. Zu den Forschungsfragen im Projekt gehören daher Gleichspannungsnetze und der Betrieb der hybriden Netze (AC und DC) mit erneuerbaren Erzeugern. Hierfür sind internationale Standards und die Vernetzung mit internationalen Aktivitäten von entscheidender Bedeutung: Standards reduzieren die Komplexität und fördern den Wettbewerb.



Ergebnisse

Beiträge aus ENSURE wurden Gremien und Normen eingebracht, sowie in Konferenzbeiträge und Publikationen. Über den Partner MR besteht eine Mitgliedschaft in Current OS, der Open DC Alliance, sowie Beteiligung an den Projekten DC-Industrie, Hyperride, sowie der CIRED WG-2021. Die Anwendungen umfassen:

- DC-Netze in der Niederspannung
 - DC-Netze in der Mittelspannung
- mit der Fähigkeit zum Betrieb als lokale Energieeinheiten. Am FEN befindet sich ein Test- und Trainingszentrum über Gleichspannungsnetze in der Niederspannung im Aufbau.



„Unser Beitrag zur Energiewende: Normen und Standards zum Anschluss und Betrieb erneuerbarer Energieträger im Stromnetz“



ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

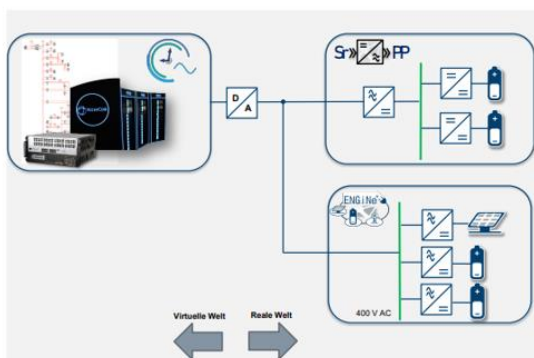
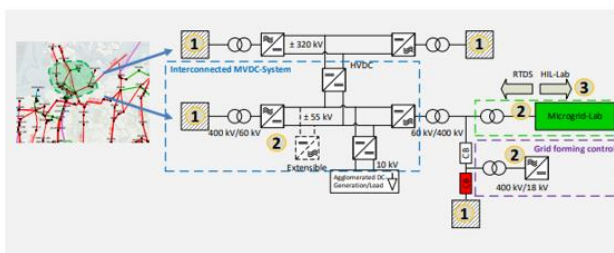
Vom Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern zum HiL/PHIL Testsystem

Netzbildende Regelungen sind wichtig für die Bereitstellung nicht-frequenzgebundener Dienstleistungen, wie Momentanreserve oder Schwarzstarfähigkeit. Allerdings muss der Fokus bei dem Entwurf von netzbildenden Regelungskonzepten in Zukunft auf die Systemanforderungen gelegt werden. Die North American Electric Reliability Corporation (NERC) definiert ganz aktuell als Hauptziel einer netzbildenden Regelung, sofort auf Änderungen im externen System zu reagieren und die Regelstabilität aufrechtzuerhalten, gefolgt von der Regelung der Wirk- und Blindleistung zur Netzstützung. Dies impliziert die Priorisierung der Reaktion auf Störungen gegenüber Sollwertänderungen. Unser Lösungsansatz in Kopernikus ENSURE AP 2.3:

- Hardware-in-the-Loop HVDC/MVDC Testsystem zur systemischen Untersuchungen netzbildender Regelungen
- Direkt aufbauend auf Konzepten zum Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern aus AP 5.1
- Test und der Demonstration eines neuen Regelungsansatzes nach dem Phase Restoring Principle (PRP), welcher obige Anforderungen erfüllt
- Test des Zusammenspiels verschiedener netzbildender Regelungskonzepte.

MVDC/HVDC Testsystem

- 1 Echtzeitnetzmodell der Demoregion, basierend auf dynamisch reduzierten RMS Netzmodell von Deutschland (AP 2.1 und AP 2.3)
- 2 Netzbildende Regelungen, sowohl gemäß Stand der Technik (z.B. VISMA) als auch Eigenentwicklung (PRP)
- 3 Integration eines AC und DC Microgrids mit netzbildendem MMC mittels PHIL



Weitergehende Informationen:

- A. Kuri, R. Zurowski, G. Mehlmann, D. Audring and M. Luther, "A Novel Grid Forming Control Scheme Revealing a True Inertia Principle," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, Nov. 2021
- A. Kuri, X. Zhou, G. Mehlmann, M. Luther, A. Kuri and P. La Seta, "Dynamic model reduction based on coherency and genetic optimization methodology," ETG Congress 2021
- M. Sukumaran, A. Kuri, G. Mehlmann and M. Luther, "Modular Controller Design applied to Network Reduction Suited for Offline and Online Simulation," 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2021
- A. Kuri, S. Gäbel, I. Bulakin, T. Wagner, G. Mehlmann and M. Luther "A Novel Concept for Dynamic Network Reduction Dedicated to Real-Time Application," CIGRE 2022 Kyoto Symposium, Japan, 2022

» „Unser Beitrag zur Energiewende: MVDC/HVDC Testsystem für den netzbildenden Betrieb“

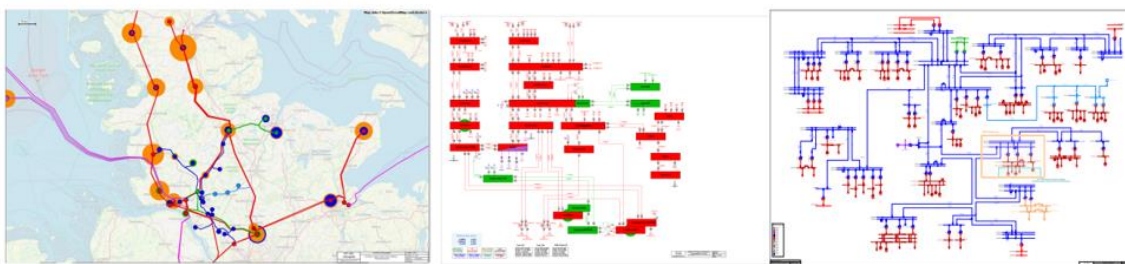


In Kooperation mit FAU

ENSURE – Neue Netzstrukturen

Schlüsselbereich der Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“
des Bundesministeriums für Bildung und Forschung

Detailliertes Stromnetzmodell der Demoregion



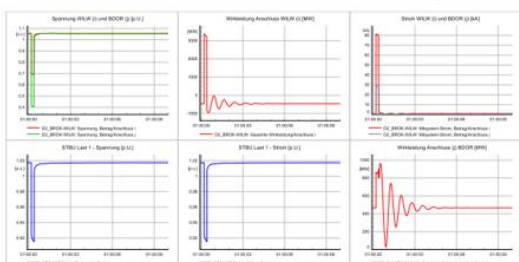
Ergänzend zum Stromnetzmodell Deutschland, wurde ein detailliertes **Stromnetzmodell der Demoregion** entwickelt, das die Basis für den „Digital-Twin“ in der Phase-3 von ENSURE dient. Das Modell umfasst die Zone D21 des Übertragungsnetzes (TenneT), sowie die 110-kV Spannungs-ebene der SH-Netz AG. Alle Umspannwerke sind mit allen Sammelschienen, Transformatoren und Schaltern bis zu den Mittelspannungs-Netzknoten ausgeführt. Die HS-Modell ist bisher vollständig aus öffentlich zugänglichen Daten modelliert. In das Modell lassen sich die Komponenten SST, MVDC, usw., einbinden.

Die Netzregion D21 ist bereits aktuell durch einen relativ hohen Anteil von stark fluktuierender EE-Einspeisung aus Onshore- (~7 GW) und Offshore (~ 1,5 GW) Windparks charakterisiert, die die maximale Last im Netzgebiet (~2 GW) deutlich übersteigen. Charakteristisch für die Region D21 sind auch die HGÜ-Strecken zur Verknüpfung mit Skandinavien (NordLink, BalticCable; aktiv) und mit Süddeutschland (SuedLink A, B; aktiv ab 2026), die insgesamt eine DC-Übertragungskapazität von ca. +/-6 GW bereitstellen.

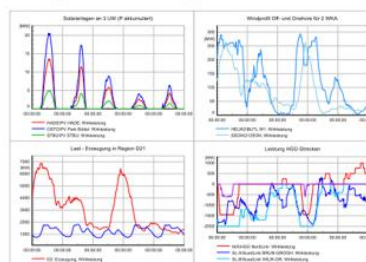
Das Demoregion-Netzmodell wird außerdem durch 15-min Jahreszeitreihen für Last und Erzeugung (PV, Wind) ergänzt, die auf dem Wetterjahr 2020 basieren. Die Zeitreihen sind aus den Transparenzdaten der Netzbetreiber abgeleitet.

Analyse 1: RMS-Kurzschlussanalyse einer 380-kV-Freileitung Wilster-Brokdorf

Analyse 2: Quasi-Dynamische Simulation einer markanten Wetterperiode. Untersucht wird hier der Betrieb der 4 HGÜ-Strecken, so dass Re-Dispatch Maßnahmen (Abschaltungen) der WK-Anlagen vollständig vermieden werden können.



RMS-Dynamik: Kurzschluss zwischen den UW Wilster und Brokdorf



Gas-Verteilnetzmodell in der ländlichen Umgebung und in der Innenstadt von Kiel

» „Unser Beitrag zur Energiewende: Detailliertes Netzmodell Demoregion als Digital-Twin für Phase III.“ «

In Kooperation mit KIT

Anhang B – Kraftwerksbetrieb mit MVDC-Kollektornetzen

Als Anwendungsfall für MVDC-Netze wurde der Einsatz von MVDC-Netzen zum Kraftwerksbetrieb definiert. Weitere Anwendungsfälle sind der Einsatz von MVDC-Netzkupplungen oder Kurzkupplungen zur höheren Auslastung der Netze, sowie die Bereitstellung von DC-Anschlüssen in der Mittelspannung für Umrichter. Letzterer Punkt wird im Enzwicklungsprojekt SST (für eine Anschluss an 20 kV AC= näher untersucht und in MS 5.1.1 zusammengefasst. MVDC-Kurzkupplungen sind in MS 5.1.4 näher beschrieben. Eine Übersicht über Umrichter als Betriebsmitte gibt der Betriebsmittelkatalog aus MS 5.1.1.

Der Anwendungsfall „Einsatz von MVDC-Netzen zum Kraftwerksbetrieb“ hat einige besondere Eigenschaften:

- Wesentlicher Baustein zur Energiewende, sofern eine technische Realisierung wirtschaftlich möglich erscheint,
- Verwendung der installierten Basis an erneuerbaren Erzeugern als Kraftwerke (insgesamt ca. 300 GW im Jahr 2030 nach dem Osterpaket 2022) zur Ergänzung bzw. als Ersatz der verbliebenen konventionellen Kraftwerke (Bestand im Jahr 2039 ca. 30 – 50 GW von ursprünglich ca. 100 GW nach dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2021 für das Jahr 2035),
- Verzicht auf den Bau zusätzlicher konventioneller Gaskraftwerke (ca. 15 GW nach dem NEP 2021) durch Einsatz eines Teils der erneuerbaren Erzeuger zu diesem Zweck.
- Bereitstellung von Spannung, Momentanreserve und Regelleistung durch erneuerbare Erzeuger.

Bedingung zur Realisierung ist der Einsatz von MVDC-Netzen als Ersatz für die 110 kV Verteilnetze. Hierdurch lassen sich erneuerbare Erzeuger wie Windparks, große Solarparks, Energiespeicher, Anlagen zur Hydrolyse und Brennstoffzellen als Gleichstromsysteme unmittelbar vernetzen und ohne weitere Netzimpedanz an einer Kopfstation am Übertragungsnetz bündeln und kraftwerksgleich betreiben.

Neben dem technischen Konzept stand daher eine wirtschaftliche Bewertung im Vordergrund, ein-schließlich der Bewertung bzgl. der Vorteile bzgl. des Ausbaus erneuerbarer Erzeuger durch Standardisierung und Vereinfachung der Betriebsmittel (z.B. Verzicht auf AC-Umspannwerke durch Ersatz durch einfache DC-Verteilstationen in Containerbauweise).

Erneuerbare Energien im Netz

Im deutschen Stromnetz finden sich Stand 2021 Windanlagen mit einer installierten Leistung von 56 GW (Gigawatt) an Land und 8 GW auf See, insgesamt somit ca. 64 GW. Im Zuge der Energiewende soll die Leistung zum Jahr 2035 auf insgesamt 140 GW ausgebaut werden, hiervon 30 GW auf See. Durch den Ausstieg aus Kernkraft und Kohle geht im gleichen Zeitraum die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken auf ca. 55 GW zurück. Dieser Wert entspricht etwa der Hälfte der ursprünglich vorhandenen Kraftwerksleistung.

Insgesamt steigt trotz des Rückbaus konventioneller Kraftwerke die installierte Leistung im Netz. Zusammen mit einer installierten Kapazität von planmäßig 200 GW an Solaranlagen (von heute ca. 60 GW) ist die installierte Leistung im Netz sogar deutlich größer als jemals zuvor. Allerdings sind diese Zahlen nicht direkt vergleichbar: (1) Kraftwerke folgen der Nachfrage und erreichen im Jahr über 7000 Betriebsstunden. Windparks folgen dem Angebot: Der Ertrag entspricht etwa 2200 Betriebsstunden bei maximaler Leistung an Land, bzw. 3700 Betriebsstunden auf See. (2) Windanlagen speisen nur Leistung ins Netz, sie leisten bisher keinen Beitrag als Kraftwerke.

Konventionelle Kraftwerke

Unsere Stromnetze werden mit konstanter Spannung betrieben: Man erwartet 230 V an der Steckdose, ebenso wie man bei der Wasserversorgung einen konstanten Druck auf der Leitung erwartet. Die Spannung stellen die Kraftwerke bereit.

Wird dem Stromnetz nun Leistung entnommen, hält das Kraftwerk die Spannung stabil und stellt die benötigte Leistung bereit. Der Beitrag eines individuellen Kraftwerks hängt hierbei davon ab, wie eng das Kraftwerk an den Kern des Netzes angebunden ist (an das sogenannte Übertragungsnetz). In der Wasserversorgung spielen Hochbehälter (bzw. Pumpstationen) die Rolle der Kraftwerke: Sie sorgen für konstanten Druck und stellen die benötigte Wassermenge bereit.

Im Kraftwerk passt ein Leistungsregler das Angebot an die Nachfrage an. Bei konventionellen Kraftwerken arbeitet dieser Leistungsregler wie ein Tempomat bei einem Fahrzeug. Wird plötzlich mehr Leistung entnommen als die Turbine des Kraftwerkes liefert, wird die Leistungsdifferenz aus der Schwungmasse des Generator-Turbinen-Satzes beglichen. Hierdurch wird die Maschine langsamer. Der Drehzahlregler der Turbine bemerkt diese Änderung und gibt mehr Dampf auf die Turbine.

In einem Fahrzeug findet sich diese Situation, wenn man vom ebenen Gelände an eine Steigung kommt: Das Fahrzeug nimmt die Steigung, wird jedoch langsamer. Der Fahrer bzw. der Tempomat reagiert auf die Geschwindigkeitsänderung und gibt mehr Gas. Fällt der Leistungsbedarf geringer aus als die Einstellung der Leistungszufuhr, funktioniert der Leistungsregler genauso (die Maschine wird dann schneller, der Regler verringert hierauf die Leistungszufuhr).

Die Schwungmasse bzw. kinetische Energie zum schnellen Ausgleich der Leistungsbilanz wird im Stromnetz als Momentanreserve bezeichnet. Konventionelle Kraftwerke sind so gebaut, dass ihre Schwungmasse ausreicht, um für 10 Sekunden ohne Energiezufuhr die volle Leistung zu liefern. Diese Zeit bleibt dem Leistungsregler, die Turbinenleistung der Nachfrage anzupassen.

Angebot und Nachfrage bei Windanlagen

Windanlagen werden nicht leistungsgeregelt in dem Sinne betrieben, dass sie ihre Leistung der Nachfrage im Netz nachführen. Ihre Leistung folgt dem Angebot an Wind: Ist Windleistung vorhanden, wird diese eingespeist. Bei Flaute gibt es keine Leistung, hier müssen andere Erzeuger und konventionelle Kraftwerke übernehmen.

Bei vergleichbaren Jahresertrag übersteigt die Anschlussleistung von Windanlagen die Anschlussleistung konventioneller Kraftwerke immer deutlich. Grund hierfür sind die vergleichsweise geringeren Betriebsstunden im Jahr. Somit ergibt sich bei Windanlagen leicht ein Überschuss an Leistung.

Der Überschuss an Windenergie lässt sich speichern, beispielsweise als Wärme (Power-to-Heat), bzw. durch Elektrolyse von Wasser zu Wasserstoff (Power-to-Gas). Auf diese Weise gewonnenes Gas lässt sich in Brennstoffzellen oder Gaskraftwerken zu einem mehr oder weniger großen Teil rückverstromen. Auf diese Weise lassen sich Versorgungslücken bei Flaute ausgleichen.

Der Ausbau der Windenergie ist gekoppelt an den Ausbau solcher Energiespeicher, die in der Lage sind, ein Überangebot über einige Wochen aufzunehmen. Im deutschen Stromnetz ist zum Jahr 2035 ein Ausbau von 15 GW Wärmespeicher und 15 GW Elektrolyse geplant. Man darf davon ausgehen, dass diese Speicher mit dem Fortschritt der Technologie erheblich weiter ausgebaut werden.

Zentrale oder dezentrale Versorgung?

Zusammen mit den Energiespeichern wäre es mit Windparks möglich, das Angebot der Nachfrage nachzuführen, wie bei einem konventionellen Kraftwerk. Allerdings sind mit heutigem Stand der Technik keine schnelle Reaktion auf Lastschwankungen möglich: Windräder in Windparks sind im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken Anlagen kleiner Leistung und finden sich weit abgelegen vom Kernnetz. In der Wasserversorgung wäre mit kleinen, abgelegenen Wassertürmen in Kombination mit zentralen Wassertürmen ebenfalls kein nennenswerter Beitrag zum Leitungsdruck und zur raschen Bereitstellung von Wasser möglich.

Aus diesem Grund bleiben nach den bisherigen Plänen zum Netzausbau nur die konventionellen Kraftwerke zur Bereitstellung der Spannung und zur schnellen Anpassung des Angebotes an die Nachfrage. Nach bisherigen Plänen bleiben hierfür Gaskraftwerke und Pumpspeicher im Einsatz, wobei ein Neubau konventioneller Gaskraftwerke im Umfang von 15 GW vorgesehen ist.

Grundsätzlich wäre eine dezentrale Versorgung kein Nachteil: Mit den zahlreichen Windanlagen und Speichern stehen Leistungsreserven bereit, die den Betrieb der Netze stabiler und sicherer machen könnten. Allerdings müsste hierfür ein Anteil der Windanlagen enger an das Netz eingebunden werden. Um eine größere Unabhängigkeit von der Versorgung mit Gas bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen zu erreichen, wäre zu überlegen, auf den weiteren Ausbau der Gaskraftwerke im Umfang von ca. 15 GW zu verzichten und stattdessen die benötigte Momentanreserve und Regelleistung aus Windparks zu beziehen.

Ein weiterer Vorteil wäre die größere Resilienz der Netze durch die Nutzung der dezentralen Energiequellen zur Versorgung und zum Wiederaufbau der Netze nach einem Schwarzfall.

Einsatz von MVDC-Netzen für den Kraftwerksbetrieb mit Windparks

Durch Einsatz der Windparks als Kraftwerke ließe sich mit weniger Aufwand mehr erreichen: Ein Teil der ohnehin geplanten Leistung der Windanlagen würde in Kombination mit den geplanten Energiespeichern mit einer Kraftwerksregelung betrieben. Die hierfür erforderliche enge Anbindung der Windanlagen an den Kern des Netzes ließe sich mit Hilfe von Gleichspannungsnetzen erzielen. Erste wirtschaftliche Betrachtungen zeigen, dass für eine solche Lösung kein Mehraufwand erforderlich wäre und sich im Gegenteil insgesamt Einsparungen erzielen ließen.

Die Kopfstation der gesammelten Windanlagen speist hierbei direkt in das Übertragungsnetz ein und stellt eine Leistung bereit, die vergleichbar mit der Leistung konventioneller Kraftwerke ist. Der Betrieb der Kopfstation erfolgt wie bei einer HGÜ-Kopfstation und folgt der Funktionsweise eines konventionellen Kraftwerks: Die Kopfstation hält die Spannung und stellt die hierfür benötigte Leistung bereit. Plötzliche Laständerungen führen zu Spannungsänderungen auf der Gleichspannungsseite der Kopfstation. Die Gleichspannungsseite benötigt als Puffer einen schnellen Energiespeicher (z.B. einen Kondensatorspeicher). Auch die Schwungmasse der Rotoren der Windanlagen kommt als schneller Energiespeicher in Frage.

Die Gleichspannung im Netz der Windanlagen wird von den Anschlusspunkten der großen Energiespeicher geführt: Sinkt diese Spannung bei einer plötzlichen Leistungsentnahme, sorgt der Regler dafür, dass dem Speicher mehr Leistung entnommen wird. Umgekehrt nimmt der Speicher überschüssige Leistung auf. Auf diese Weise lassen sich Momentanreserve und Regelleistung aus Windparks im Verbund mit den verbliebenen konventionellen Kraftwerken realisieren. Es wird hierfür keinerlei Kommunikationstechnik benötigt: Die Regelung erfolgt dezentral und lokal mit Hilfe der Höhe der Gleichspannung als Leistungsindikator.

Technisches Konzept und Wirtschaftlichkeitsberechnung

Im deutschen Stromnetz beträgt der Anteil erneuerbarer Erzeuger an der jährlichen Energieproduktion heute knapp 50%. Nach dem Ausstieg aus Kernenergie und Kohle sollen diese die gesamte Versorgung übernehmen, zusammen mit Gaskraftwerken. Folgende Abbildung zeigt eine Übersicht.

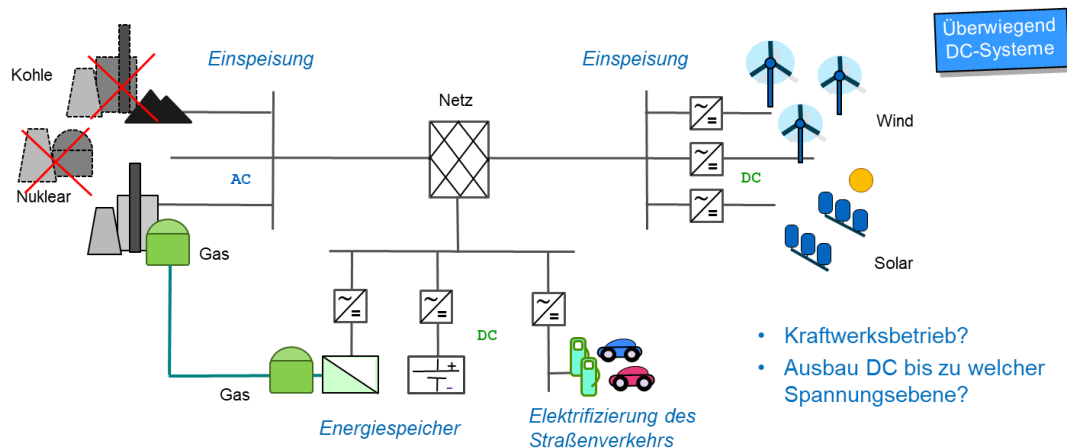


Abbildung B.1 Stromnetz nach dem Ausstieg aus Kernkraft und Kohle

Hierbei ist davon auszugehen, dass der Strombedarf insgesamt um ca. 50% wachsen wird, bedingt durch die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und den Einsatz elektrischer Wärmepumpen anstelle von Ölheizungen.

Erneuerbare Erzeuger wie Windanlagen und Solaranlagen zusammen mit ihrem Speichersystemen (Batterien, Elektrolyse, Brennstoffzellen), sowie Ladesysteme für Fahrzeugbatterien haben eins gemeinsam: Es sind Gleichstromsysteme.

Zu den Forschungsfragen im künftigen Netz zählen:

- Wie lässt sich mit erneuerbaren Erzeugern der Kraftwerksbetrieb sicherstellen?
- Wie weit erfolgt der Ausbau der Gleichstromsysteme ins Netz?

Nach dem heutigen Stand der Technik werden erneuerbare Erzeuger über AC-Verteilnetze zusammengeführt. Für die Anbindung erneuerbarer Erzeuger, wie z.B. Windparks, sowie künftiger Elektrolyseanlagen, Brennstoffzellen und Batteriesysteme spielen 110 kV Verteilnetze eine entscheidende Rolle. Folgende Abbildung zeigt einen Netzausschnitt des 110 kV-Verteilnetzes (blaue Linien) in Norddeutschland mit zwei Anschlusspunkten des 110 kV-Verteilnetzes an das 380 kV-Übertragungsnetz (rote Punkte). Umspannwerke mit Übergängen in die 20 kV AC-Mittelspannung finden sich an den Referenzpunkten C (blauen Punkten) im Netz. Dort sind Windparks angeschlossen, bzw. über die 20 kV Mittelspannung auch Ortschaften und Industriebetriebe.

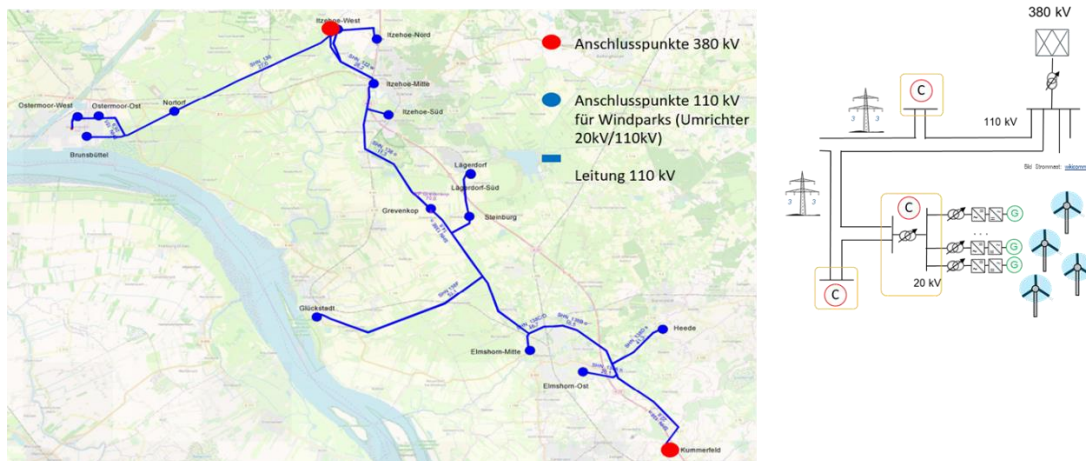


Abbildung B.2 Verteilnetz mit 110 kV AC in der Demoregion ENSURE

Die 110 kV Leitungen des Verteilnetzes sind üblicherweise als Freileitungen ausgeführt, wie rechts in der Abbildung skizziert. Hierbei ermöglicht die Ausführung mit zwei Anschlusspunkten ans Übertragungsnetz an den Leitungsenden eine Redundanz der Versorgung: Der Strom nimmt jeweils den kürzesten Weg zum nächsten Anschlusspunkt ans Übertragungsnetz (380 kV). Im Falle einer Leitungsunterbrechung ist der kürzeste Weg der zweite Anschlusspunkt am Referenzpunkt C. Die

Windparks heutiger Bauart verfügen über eine Anschlussleistung von ca. 40 MVA am Referenzpunkt C. An den Anschlusspunkten zum Übertragungsnetz werden zwischen 200 MVA und 300 MVA an Leistung aufgesammelt. Diese Leistung wird stromgeführt ins Netz gespeist.

Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Erzeugern

Erneuerbare Erzeuger sind bis heute von diesen Systemdienstleistungen ausgenommen. Sie wirken nach Vorgaben durch die gängigen Anschlussrichtlinien (z.B. TAR 4110) netzstützend bzw. netzdienlich. Diese Funktionen verbleiben allerdings im stromgeführten Betrieb der Anlagen und beinhalten nicht die o.g. Systemdienstleistungen von Kraftwerken.

Für die Systemdienstleistungen verwenden konventionelle Kraftwerke ihren Energiespeicher: Das Kraftwerk stellt am Anschlusspunkt eine stabile Netzspannung bereit, unabhängig von der Entnahme oder der Einspeisung von Strom. Schnelle Lastschwankungen gleicht die Schwungmasse der Generator-Turbinensätze aus: Die sogenannte Momentanreserve stellt eine Mehrleistung aus der kinetischen Energie bereit, bzw. nimmt ein Überangebot als kinetische Energie auf.

Auf die resultierende Drehzahländerung $f(P)$ aus der Bereitstellung reagiert der Drehzahlregler des Kraftwerks mit einer Anpassung der Turbinenleistung $P(f)$. Letztere entspricht der Regelleistung als Primärregelleistung (unmittelbar durch den P-Regler) bzw. als Sekundärregelleistung (durch Anpassung des Arbeitspunktes des Reglers).

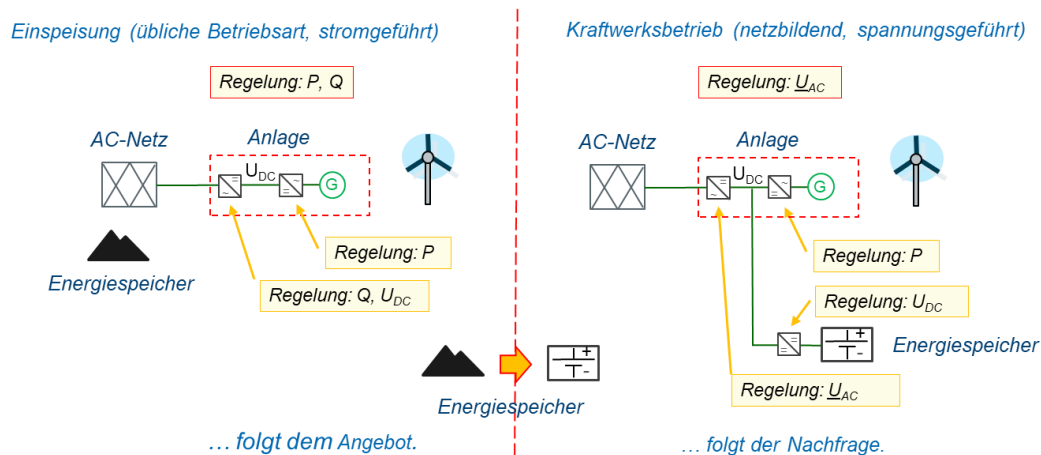


Abbildung B.3 Kraftwerksbetrieb konventionell und mit erneuerbaren Energien

Ein Kraftwerksbetrieb erneuerbarer Erzeuger ist nach heutigem Stand der Technik nicht vorgesehen. Windparks folgen dem Angebot an Windleistung und arbeiten daher stromgeführt. Der Kraftwerksbetrieb bzw. spannungsgeführte Betrieb wäre jedoch durch den Einsatz von Energiespeichern möglich. Die Energiespeicher werden zur Speicherung eines Überangebotes an Windenergie als Elektrolyse (Power-to-Gas) sowieso benötigt, bzw. in umgekehrter Lastflussrichtung als Brennstoffzellen zur Erzeugung von Energie aus Gas, bzw. als Batteriespeichersysteme für den kurzfristigen Energieausgleich.

Wie in Abbildung B.3 rechts dargestellt, ist für den Kraftwerksbetrieb nur eine passende Betriebsführung der Anlagen erforderlich, d.h. eine geeignete Software. Der Anlagenumrichter des Windrades bleibt hierbei völlig unverändert: Das Angebot an elektrischer Leistung folgt dem Angebot an Wind. Allerdings wird der netzseitige Umrichter auf den spannungsgeführten Betrieb umgestellt: Er stellt nun eine stabile Netzspannung bereit, zusammen mit den hiermit verbundenen weiteren Systemdienstleistungen.

Den Ausgleich zwischen vom Netz angeforderter Leistung und von der Anlage bereitgestellter Leistung übernimmt der Umrichter am Energiespeicher: er stellt eine stabile Spannung am DC-Netz bereit. Diese Art der Betriebsführung ist bereits Stand der Technik in Inselnetzen (dort vorwiegend in Kombination mit Batteriespeichern für Solarenergie in Kombination mit netzbildenden Umrichtern). Ebenso ist die Umschaltung vom stromgeführten Betrieb in den spannungsgeführten Betrieb bereits Stand der Technik an HGÜ-Kopfstationen.

Vom spannungsgeführten Betrieb in Netz ausgenommen sind bisher erneuerbare Erzeugungsanlagen. Untersuchungen der MR zeigen, dass der spannungsgeführte Betrieb im Verbund mit konventionellen Kraftwerken auch technisch nicht machbar wäre, abgesehen davon, dass ein solcher Ansatz wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Letzterer Punkt ist offensichtlich, da für den spannungsgeführten Betrieb, wie in Abbildung B.3 rechts dargestellt, jedes Windrad individuell mit einem Energiespeicher im DC-Zwischenkreis versorgt werden müsste.

Diese Lösung scheidet jedoch auch technisch aus, da die Anbindung über das 110 kV-Verteilnetz wegen des hiermit verbundenen Transformators auf 110 kV mit einer zu hohen Netzimpedanz verbunden ist. Konventionelle Kraftwerke arbeiten mit einem Maschinen-transformator unmittelbar am 380 kV-Übertragungsnetz.

Der Einsatz einer über eine große Impedanz angebotenen weiteren Spannungsquelle (= Windrad über 110 kV) parallel zum Kraftwerk liefert keinen nennenswerten Beitrag mehr zum

Kraftwerksbetrieb. Abgesehen davon wären einzelne Windräder als Kraftwerke wenig leistungsfähig (ca. 5 MW pro Windrad im Vergleich zu ca. 1 GW für konventionelle Kraftwerke).

Ein Verbundbetrieb erneuerbarer Erzeuger mit den im Netz verbliebenen Gaskraftwerken erscheint nur möglich, wenn diese direkt an den Transformator am Anschlusspunkt zum 380 kV-Netz angebunden sind, dieser also als Maschinentransformator arbeitet.

Einsatz von MVDC-Kabelsystemen

Der Einsatz von MVDC-Kabelsysteme hat das Potenzial, konventionelle 110 kV AC-System zu ersetzen: Die Kopfstation am Referenzpunkt A in der folgenden Abbildung B.4 ist über einen Transformator direkt ans 380 kV-Netz angeschlossen. Sie arbeitet im spannungsgeführten Betrieb und kumuliert die Leistung aller angeschlossenen Erzeuger.

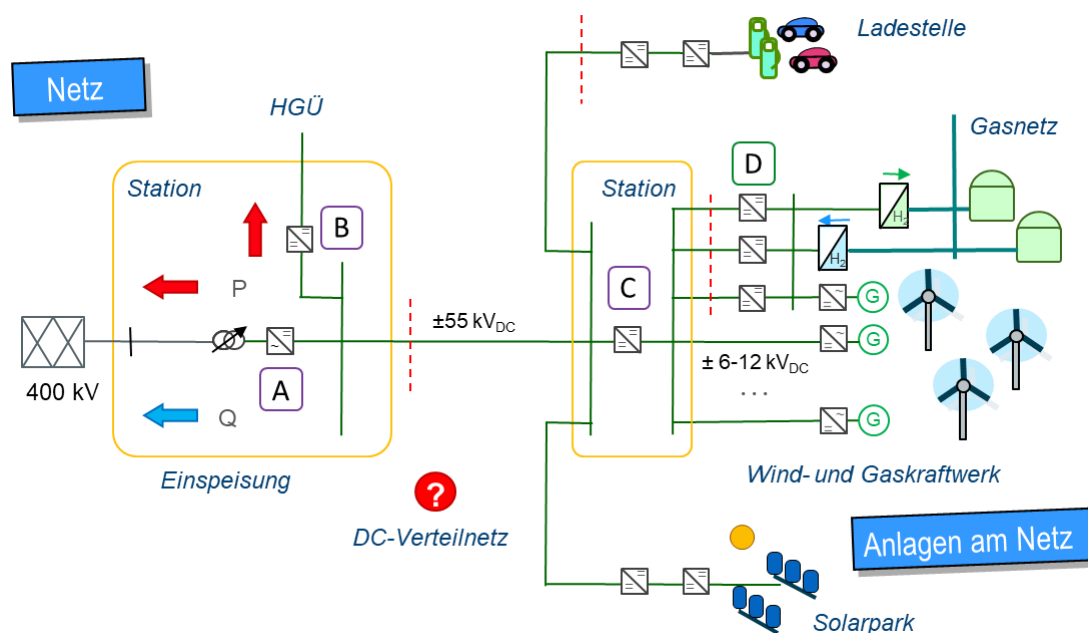


Abbildung B.4: Einsatz hybrider AC/DC-Netze der Energiewende

Das Leistungsangebot insgesamt entspricht somit der Leistung großer konventioneller Kraftwerke. Die Betriebsweise der Kopfstation am Referenzpunkt A entspricht außerdem dem heutigen Stand der Technik beim spannungsgeführten Betrieb von HGÜ-Kopfstationen.

Die Energiespeicher sind nun unmittelbar an das DC-Verteilnetz angebunden. Auf diese Art wird eine kleinteilige Realisierung für einzelne Windanlagen vermieden. Auch regulatorisch erscheint dieses Konzept leicht umsetzbar: Die Rolle des Windparkbetreibers bleibt unverändert. Allerdings reduzieren sich dessen Kosten, da ein Wechselrichter und Transformator für den Netzanschluss der einzelnen Windräder nicht mehr benötigt wird.

Der Wechselrichter findet sich nun an der Kopfstation A. Hierdurch ergibt sich zwar eine Verschiebung der Kosten vom Anlagenbetreiber zum Verteilnetzbetreiber, jedoch insgesamt kein Mehraufwand. Für eine wirtschaftliche Bewertung des Netzszenarios verbleiben somit:

- Der Aufwand für den anlagenseitigen Wandler am Referenzpunkt C gegenüber einem konventionellen Transformator an dieser Stelle.

- Der Aufwand für das DC-Verteilnetz auf Basis konventioneller 20 kV-AC-Kabel im Vergleich zu einem 110 kV AC-Kabelnetz.
- Der Aufwand für die DC-Umspannstation (Schaltanlagen und Schutztechnik) am Referenzpunkt C gegenüber einem konventionellen AC-Umspannwerk.

Im Rahmen der Energiewende ist ein weiterer Ausbau erneuerbarer Erzeuger, einschließlich Windanlagen um einen Faktor 2 bis 3 erforderlich. Daher ist absehbar, dass die vorhandene Basis an Windanlagen um diesen Faktor erweitert werden muss. Hierzu muss ein entsprechender Ausbau der Verteilnetze erfolgen.

Mangels Akzeptanz weiterer Freileitungen, z.B. für die 100 kV AC-Verteilung, sind Netzbetreiber angehalten, diese Erweiterungen als Kabelstrecken auszuführen. Für das DC-Verteilnetz wurde ein Referenznetz erstellt und dieses wirtschaftlich gegenüber den konventionellen AC-Verteilnetzen bewertet.

Für das Referenznetz wurde das bestehende 110 kV AC-Netz als Basis verwendet. Hierbei wurden die AC-Leitungen durch äquivalente DC-Leitungen mit vergleichbarer Transportkapazität ersetzt. Die Dimensionierung erfolgte mit den Ergebnissen der Untersuchungen aus dem Projekt AC2DC (BMWK), ergänzt um Untersuchungen aus dem laufenden Projekt.

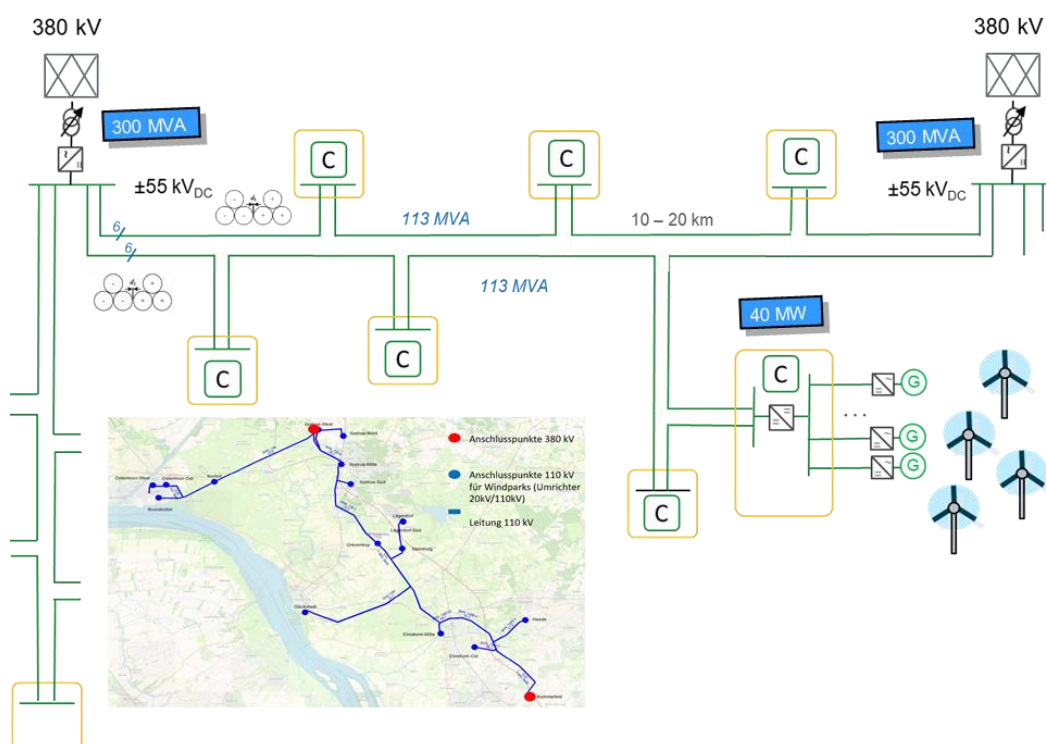


Abbildung B.5: Ersatz von 110 kV AC durch ein DC-Verteilnetz

Es zeigt sich, dass jeweils ein Dreierbündel konventioneller 20 kV AC-Leitungen mit einem Leiterquerschnitt von jeweils 240 mm² hierfür ausreicht. Die Verlegung kann auf die für 20 kV AC-Kabel gewohnte Weise erfolgen und ist daher vergleichsweise kostengünstig. Das Referenznetz bietet Anschlussmöglichkeiten für Windparks im Einzugsbereich beider Anschlusspunkte ans 380 kV-Netz mit einer Leistung von bis zu 300 MVA pro Anschlusspunkt und Referenznetz. Durch Anschluss mehrerer DC-Verteilnetze, wie in der Abbildung links dargestellt, lässt sich die Leistung am Anschlusspunkt steigern.

Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung erfolgte im Kopernikus-Projekt ENSURE innerhalb des Berichtszeitraums. Schwerpunkt dieses Projekts sind die Systemaspekte einschließlich der Führung der Übertragungsnetze. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung beruht auf folgenden Eckdaten:

- Systeme: Transformatoren zwischen 10 und 15 Euro/kVA gegenüber Marktpreisen für Umrichter zwischen 100 und 150 Euro/kVA (Faktor 10)
- Kabel einschließlich Garnituren und Verlegung: 110 kV AC zu 387 Euro/m im Vergleich zu 60 kV DC zu 107 Euro/m (Faktor 1/3)
- Schaltanlagen und Schutztechnik im Umspannwerk C: vergleichbar
- Referenznetz: 110 kV AC zu 233 Euro/kVA im Vergleich zu 60 kV DC zu 287 Euro/kVA bei heutigen Marktpreisen (ca. 25% mehr)

Somit ergibt sich die in Abbildung B.6 zusammengefasste Lage. Bei heutigen Marktpreisen erscheint der Einsatz der DC-Verteilnetze mit geringem Mehraufwand machbar. Es ist davon auszugehen, dass sich die Preise für Umrichtertechnik im Netz in Richtung der Preise für Umrichter am Netz entwickeln werden. Für Solarumrichter ist man heute bereits auf halben bis 1/3 des angenommenen Niveaus.

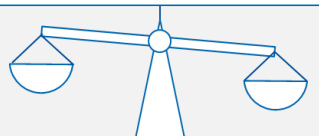
110 kV Kabelnetz	MVDC Kabelnetz
Kosten für Kabel, Transformatoren und Umrichter	
	
Möglichkeit zum Kraftwerksbetrieb mit erneuerbaren Energien	
✗	✓
Einsparmöglichkeiten für Schaltanlagen einschließlich Schutztechnik	
✗	✓

Abbildung B.6: Wirtschaftliche Bewertung bei heutigen Marktpreisen

Es bleibt als entscheidender Mehrwert die Möglichkeit, die vorhandene Installation erneuerbaren Erzeugern zusammen mit ihren Energiespeichern für den Kraftwerksbetrieb einzusetzen und so den Schwund an konventioneller Kraftwerksleistung im Netz zu kompensieren. Hierzu ist lediglich die Betriebsführung der netzseitigen Wandler umzustellen.

- Der Betrieb der Umrichter an den Energiespeichern ist spannungsgeführt auszuführen, wodurch sich ein lokal umzusetzendes Regelkonzept ergibt, ohne Einsatz von Kommunikationstechnik zur Betriebsführung.
- Insgesamt sollten Stabilität und Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung hierdurch gegenüber dem heutigen Stand der Technik deutlich an Qualität gewinnen.

In der wirtschaftlichen Bewertung wurden die Aufwände für die Schaltanlagen und Schutztechnik im Umspannwerk am Referenzpunkt C als vergleichbar angenommen. Die Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen zeigen, dass der anlagenseitige Umrichter strombegrenzend ausgeführt wird. Daher entspricht der netzseitige Kurzschlussstrom dem Bemessungsstrom.

Somit kann die Auslegung der Schaltanlagen auf den Bemessungsstrom erfolgen, und nicht, wie in der AC-Technik üblich, auf den Kurzschlussstrom in Höhe des 20-fachen des Bemessungsstrom. Da die Umrichter nach den bisherigen Untersuchungen außerdem den Strom aus Gründen der Eigensicherheit schneller begrenzen als konventionelle Schutzgeräte, sollte sich der Aufwand durch Verzicht auf Leistungsschalter und Einsatz von Lasttrennschaltern weiter reduzieren lassen. In diesem Fall wäre das DC-Verteilnetz bereits mit heutigen Marktpreisen die wirtschaftlichere und zugleich leistungsfähigere Lösung.

CIREG WG-2019 und CIREG WG-2021

Die CIREG WG-2019 beschäftigte sich mit Anwendungen und Anwendungsfällen für Gleichspannungsnetze in der Niederspannung und in der Mittelspannung. Hierdurch ergab sich ein wichtiger Einblick in den Stand der Technik und über aktuelle Entwicklungen weltweit. Die Anwendungsfälle aus ENSURE wurden in das Gremium eingebracht und finden sich in der im Jahr 2022 erschienenen Abschlussbericht in Abschnitt 3.

Die Arbeit der WG-2019 wird seit 2022 in der WG-2021 fortgeführt (wegen Corona ergab sich im Jahr 2021 eine Verzögerung). Der Anwendungsfall „Kraftwerksbetrieb durch erneuerbare Erzeuger durch Einsatz von MVDC-Netzen“ wird dort mit Schwerpunkt auf die Vereinfachung und Beschleunigung des Netzaufbaus näher untersucht (siehe Abstract für eine Publikation für 2023 in Anhang B).

International Conference on Electricity Distribution

Working Group

Final Report

DC Networks on the distribution level – New trend or Vision?

Working Group WG-2.1

July 2021

INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION

Summary of Report	13
1 INTRODUCTION	15
1.1 Background and Scope of the Working Group	15
1.2 Structure of the Draft Report	16
1.3 Procedure of the Working Group	17
2 MAIN DRIVERS, NEEDS, FOR DC DISTRIBUTION NETWORKS, DEDUCTION OF A VISION/GOAL	19
2.1 Growing Demand of Electrical Power	19
2.1.1 Scenarios for 2040	19
2.1.2 Impact on Power Grids	20
2.2 Challenges and Future Grid Scenarios in Distribution Grid Operations	21
2.2.1 DSO – Current Operation and Future Directions	22
2.3 Need for DC in Power Grids	22
2.4 The Next Generation of Power Grids	24
2.5 Technical Challenges	26
2.5.1 Industrial Grids	26
2.5.2 Utility Grids	27
3 USE-CASES AND FUNCTIONALITIES OF DC-DISTRIBUTION NETWORKS	30
3.1 Transfer Capacity of DC-Grids	30
3.2 DC used in Distribution Systems	31
3.2.1 Low Voltage Applications	31
3.2.2 Medium Voltage Applications	32
3.2.3 Benefits of DC-Distribution	34
3.3 Low Voltage Use Cases and Applications	34
3.3.1 DC Use Cases Examples for LV Systems	35
3.3.2 Solutions and Pilot Projects LVDC	39
3.4 Medium Voltage Use Cases and Applications	58
3.4.1 Use Cases of DC used for MV Systems	58
3.4.2 Solutions and Pilot Projects MVDC	63
4 STATE OF THE ART OF COMPONENTS & TECHNOLOGIES	76
4.1 Academic/RTOs Survey	76
4.1.1 Survey Objectives and Methods	76
4.1.2 Respondent General Background Information	76

CIREG Working Group on DC distribution networks I	6
4.1.3 Technical Information and Business Potential	78
4.1.4 Validations and Verifications Associated with DC Systems	81
4.1.5 Conclusions	83
4.2 Manufacturers survey	84
4.2.1 Survey Objectives and Methods	84
4.2.2 Respondent Organizations	84
4.2.3 Respondents Markets	85
4.2.4 Respondent Products Categories	86
4.2.5 Respondents DC Systems Characteristics	88
4.2.6 Collaborations with High Impact on DC Distribution	90
4.2.7 Most Promising Works and TRLs	91
4.2.8 Impact of Standardization	91
4.2.9 Manufacturers Survey Conclusion	92
4.3 Overview of Components and Technologies	93
4.3.1 Converter	93
4.3.2 Circuit Breaker	94
4.3.3 Cables and Overhead Lines	98
4.3.4 Protection	98
5 STATE OF THE ART OF STANDARDIZATION AND REGULATORY FRAMEWORK	101
5.1 Relevant Standards for Pilot Installations	102
5.2 National DC Guidelines and Standards	105
6 CONCLUSION WITH OPEN POINTS AND CHALLENGES FOR THE FUTURE	107
REFERENCES	110

Enthält

- Anwendungsfälle aus dem ENSURE-Projekt, sowie eine
- Übersicht über die relevanten Standards.

Congrès International des Réseaux Électriques de Distribution
International Conference on Electricity Distribution

Abbildung B.7 Bericht der CIREG WG-2019 über DC-Anwendungen in der Niederspannung und Mittelspannung

CIGRE C6/B4.WG37

Die CIGRE WG.37 der C6/B4 beschäftigte sich mit Technologien für MVDC-Netze. Ergebnisse aus dem Kopernikus Projekt ENSURE bzgl. MVDC-Netze wurden eingebracht und finden sich in der Technischen Broschüre.

Medium Voltage DC Distribution Systems

WG C6/B4.37

Members

J. YU, Convener	GB	J. LIANG, Secretary	GB
A. MOON	GB	C. LIU	CN
S. LI	GB	X. WANG	CN
T. JOSEPH	GB	Y. WANG	CN
N. MACLEOD	GB	Z. MA	CN
W. LIU	GB	S. NONGKA	SE
S. SUPE	GB	R. MAUMER	SE
P. ATTAVIRANUPAP	JP	P. DWORAKOWSKI	FR
S. RUPP	DE	D. CORREY	FR
P. LUBRENS	DE	P. MARINCH	CH
S. D. CARNE	DE	M. CORTI	IT
A. VIGASCHKE	DE	T. MANNA	US
G. KONSTANTINOU	AU		

Copyright © 2022

No part of this Technical Brochure is to be reproduced or transmitted in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying, recording, or by any information storage and retrieval system, without permission in writing from CIGRE.

Disclaimer notice

CIGRE gives no warranty or assurance about the contents of this publication, nor does it accept any responsibility, as to the accuracy or reliability of the information. All implied warranties and conditions are excluded to the maximum extent permitted by law.



ISBN (to be completed by CIGRE)

Contents

Executive Summary	1	3.4.4 MVDC Protection Approaches, Fault Detection Algorithms and Settings	62
Contents	2	4 Interconnections of MVDC to HV and LV Systems	65
1 Introduction	7	4.1 Interconnection of MV and HV to Form Larger Grids	65
1.1 Background	7	4.2 Interconnection of MVDC Networks to LVDC	70
1.2 Scope	7	4.3 LV DER Integration	73
1.3 Structure of this Technical Brochure	8	4.4 Connection of AC and DC Loads	75
1.4 MVDC Systems: Needs and Drivers	8	4.5 MVDC Power Conversion Topologies	80
1.5 MVDC Projects: State-of-the-art	9	4.5.1 Modular Multilevel DC-DC Converters	80
2 MVDC Distribution System Planning and Design	14	4.5.2 Dual Active Bridge Based DC-DC Converters	82
2.1 Impact of MVDC on Performance	14	5 MVDC Drive Systems	86
2.1.1 Reduction from Three to Two Conductors at Equal Current Density	15	5.1 MV Drive Power Conversion	86
2.1.2 Thermal Conditions of AC and DC Lines at the Same Material Budget	16	5.2 Stability Issues of MV Drive Systems	86
2.1.3 DC Stress on Insulation	17	5.3 Standards Used for Drive Systems	90
2.1.4 Amount of Insulation Material	19	6 Learning from Drive Systems	90
2.1.5 Overall Line Performance	19	6.1 Offshore Wind Power MVDC Collection Systems	94
2.1.6 Summary	21	6.2 Marine Vessels	96
2.2 Economics of MVDC Systems	23	6.3 Transportation	98
2.3 MVDC Bus Architectures and Configuration	25	6.4 Microgrid at Mine Sites	99
2.4 Experience from DC Microgrid Planning and Design	28	7 Summary and Outlook	102
2.4.1 Planning and Design Objectives	28	Acknowledgements	103
2.4.2 Different Solution Models	29	Appendix A List of Abbreviations	104
2.4.3 DC Microgrid Standards	29	Appendix B Case Studies	105
2.5 Assessment of MVDC Converter Reliability	30	References	112
2.6 MVDC Standards	32		
2.6.1 Factory Tests	32		
2.6.2 Site and Commissioning Testing	34		
3 MVDC Network Operation and Protection Requirements	37		
3.1 Connection of DER and Loads to MVDC Networks	37		
3.1.1 Power Flow Management	40		
3.1.2 Voltage Management	41		
3.1.3 Congestion Management in AC Networks	42		
3.1.4 MVDC Sub-transmission	44		
3.2 Dynamic Models of MVDC Converters and Networks	44		
3.2.1 Converter Dynamic Behaviour - AC	45		
3.2.2 Converter Dynamic Behaviour - DC	46		
3.2.3 Converter Behaviour When Operating Between Two Grids	48		
3.3 Multi-terminal MVDC Grid Operation and Control	49		
3.3.1 Converter Control	50		
3.3.2 System Control	51		
3.4 Operation of MV Networks with MVDC under Fault Conditions	54		
3.4.1 MVDC Grid Scenarios	56		
3.4.2 Fault Conditions in AC and DC Grids	57		
3.4.3 Effects on Fault and Protection of the MV Network	59		

Enthält Betriebsweise und Schutzkonzept der MVDC-Netze aus ENSURE

Abbildung B.8 Technische Broschüre der CIGRE C6/B4.WG37 über MVDC-Technologien und MVDC-Netze

Schwerpunkte der Untersuchungen waren die Umrichtertechnologie und der Betrieb der Netze. Ergebnisse aus dem Kopernikus Projekt ENSURE wurden speziell in Kapitel 3 „Betrieb und Schutzkonzepte“ eingebracht. Das Gremium bot die Gelegenheit des Austauschs im internationalen Umfeld. Kontakte bzgl. MVDC-Schutztechnik wurden außerhalb der Arbeitsgruppe weitergeführt. Die Ergebnisse aus dem Projekt ENSURE wurden in einem Webinar zu Kapitel 3 präsentiert.

Anhang C – Dynamisches Verfügbarkeitsmanagement von Transformatoren

Ziel der Untersuchung war die deterministische Zuverlässigkeitsanalyse unter Berücksichtigung der dynamischen thermischen Übertragungskapazitäten von Betriebsmitteln: d.h. die Erweiterung der Definition des (n-1)-Kriteriums zum kurativen Betrieb des Netzes.

Aufbauend auf dem Projekt ENSURE 1 ermöglicht die Berücksichtigung der dynamischen thermischen Übertragungskapazitäten von Betriebsmitteln (z.B. Transformatoren, Leitungen, ...) in der deterministischen Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Netzen eine feinere Abstufung des (n-1)-Kriteriums. Diese Aufteilung des Kriteriums in verschiedene Stufen erlaubt einem Netzbetreiber eine gezieltere Festlegung der zu setzenden Handlungen, wenn die jeweiligen Abstufungen nicht eingehalten werden. In Abb. 1 wird die feinstufigere Definition des (n-1)-Kriteriums nach den Erkenntnissen im Projekt dargestellt.

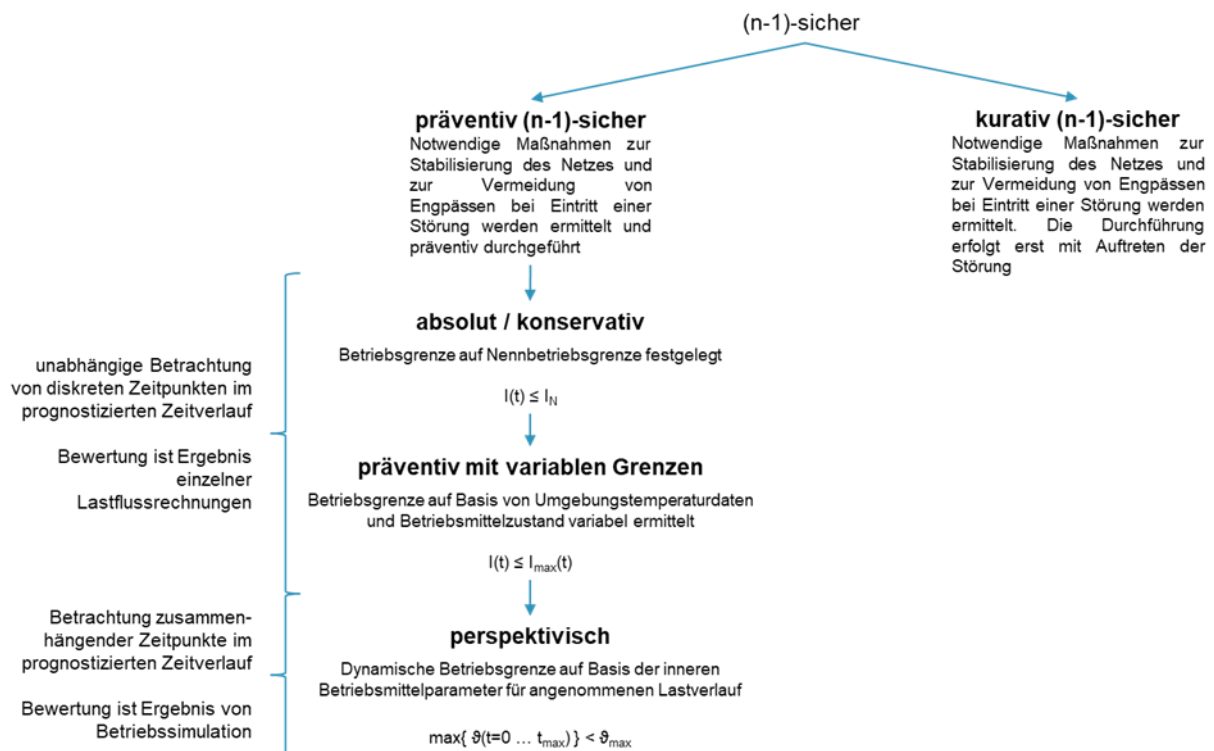


Abbildung C.1 Abstufungsgrade des (n-1)-Kriteriums

Die in Abbildung C.1 dargestellte Aufteilung des Kriteriums in präventive und kurative (n-1)-Sicherheit entspricht der Aufteilung der Remedial Actions in präventive und kurative Maßnahmen. Diese Aufteilung in die Kategorien präventiv (n-1)-sicher und kurativ (n-1)-sicher entspricht hierbei der Schwerpunktsetzung bei der Wahl der Abhilfe Maßnahmen bei der kurzzeitigen (day-ahead bzw. Intraday) Planung des Betriebs.

Präventive Remedial Actions sind Maßnahmen, welche im Rahmen der Betriebsplanung zur Sicherstellung der Konformität mit dem (n-1)-Kriterium ermittelt und in den Fahrplan übernommen werden. Sie werden präventiv für den Betrieb gesetzt und sind somit immer aktiv. Hingegen umfassen kurative Maßnahmen jene Maßnahmen, welche bei der Betriebsplanung im Rahmen der Ausfallanalyse als Remedial Actions ermittelt und im Betrieb für den Fall des Auftretens einer Verletzung des (n-1)-Kriteriums eingesetzt werden. Die Maßnahmen sind somit im Normalbetrieb nicht aktiv und werden nur bei entsprechenden Ausfällen aktiviert.

Beim Einsatz von kurativen Maßnahmen muss beachtet werden, dass diese eine bestimmte Zeit benötigen, bis sie nach Eintritt eines Ausfallereignisses, und der darauffolgenden Aktivierung der Remedial Actions, im Netz wirksam werden. Das bedeutet allgemein, dass zwischen Auftreten eines Fehlers und dem Wirkungseintritt einer kurativen Remedial Action bei keinem im Netz befindlichen Betriebsmittel die kurzzeitige thermische Belastbarkeit überschritten werden darf. Die üblicherweise beschränkte Kenntnis über die zum Zeitpunkt zulässige Kurzzeit-Belastbarkeit (dargestellt als maximale Dauer für eine maximale Belastung) der Betriebsmittel engt die Möglichkeiten dieser Maßnahmen ein.

Die im Projekt ENSURE 1 entwickelten Methoden, welche aktuell weiterentwickelt werden, ermöglichen die Ermittlung der zulässigen Kurzzeit-Belastbarkeit für Transformatoren in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur des Betriebsmittels und seiner bis zum Zeitpunkt der Maßnahme aufgetretenen Belastung. Es ist zu erwarten, dass dieser Schritt den Einsatz von kurativen Remedial-Actions unterstützen kann.

Auf Seite der präventiven Remedial-Actions führt die Anwendung der in ENSURE I entwickelten Analysemethoden auf Komponentenebene ebenfalls die Auswahl der geeigneten Maßnahmen unterstützen. Neben der Berücksichtigung der statischen Betriebsgrenzen können die stationären und dynamischen thermischen Betriebsgrenzen in die Ausfallanalyse des Netzes einbezogen werden. Während die Anwendung der statischen Betriebsgrenze (Betriebsgrenze bei konservativen Annahmen – üblicherweise Worst-Case-Bedingungen) in der Ausfallanalyse das Standardverfahren darstellt, ist die der stationären Betriebsgrenzen nur teilweise als etabliert zu betrachten. Die von den jeweiligen tatsächlichen Wetter- und übrigen Betriebsbedingungen abhängigen stationären Betriebsgrenzen (oftmals als Dynamic Rating (DR) bezeichnet) werden bei Freileitungen zunehmend eingesetzt. Bei anderen Betriebsmitteln kann der Einsatz von DR in der Ausfallanalyse als noch nicht etabliert betrachtet werden.

Bei **Einhaltung der stationären Betriebsgrenzen** in den relevanten (n-1)-Fällen ist ein untersuchtes System „präventiv mit variablen Betriebsgrenzen“ sicher.

Zusätzlich zur Berücksichtigung der von den Wetterbedingungen zulässigen Auslastung ist der zeitliche Verlauf der Belastung und der Wetterbedingungen letztlich entscheidend, ob eine thermische Belastungsgrenze eines Betriebsmittels überhaupt erreicht wird. Die beim DR ermittelten Grenzen behandeln dabei einen hypothetischen stationären Betriebsfall. Dieser ist in der Regel in elektrischen Energieversorgungsnetzen nicht vorhanden. Daher ist zu erwarten, dass auch die thermischen Betriebsgrenzen der verwendeten Betriebsmittel zum Erlangen der Konformität nach dem (n-1)-Kriterium nicht ausgereizt werden, wenn nicht berücksichtigt wird, dass dieser hypothetische stationäre Betriebsfall nicht dauerhaft angenommen, sondern im weiteren Verlauf unterschritten wird.

Eine **Ausnutzung der dynamischen thermischen Betriebsgrenzen** kann dann zur Einhaltung des (n-1)-Kriteriums bei Berücksichtigung der Lastperspektive führen.

Die Beurteilung der thermischen Belastung eines Betriebsmittels muss auf Betriebsmittelebene in Form einer Simulation bzw. Berechnung im Zeitbereich erfolgen. Diese Simulation bzw. Berechnung ermittelt aufgrund der zeitlichen Verläufe von Belastung und Wetterbedingungen den zeitlichen Verlauf der variablen thermischen Parameter eines Betriebsmittels und erlaubt die Beurteilung einer Verletzung von thermischen Grenzwerten.

Im Projekt ENSURE 2 wird aufbauend auf Projekt ENSURE 1 die Erweiterung der konventionellen Ausfallanalyse auf Systemebene um eine nachgelagerte Simulation des Betriebs auf Komponentenebene behandelt.

Dezentrales Verfügbarkeitsmanagement

Aufbauend auf den Entwicklungen in ENSURE 1 wird aktuell eine Anwendung des dezentralen Verfügbarkeitsmanagement für radial betriebene Netze entwickelt. Dieses System ermöglicht es, lokal in Umspannwerken für einen in die Zukunft reichenden kurzfristigen Zeitraum eine vereinfachte Ausfallanalyse mit Berücksichtigung der dynamischen thermischen Übertragungskapazitäten der Betriebsmittel durchzuführen. Ziel dieses Systems ist es, die erlaubten Schaltzustände im Umspannwerk in Abhängigkeit von den zu erwartenden Lasten an den Abgängen und den erwarteten lokalen Wetterbedingungen zu analysieren. Dies ermöglicht zu ermitteln, welcher Schaltzustand der Schaltanlage nach Ausfall einer Komponente gewählt werden kann, bei der alle Abgänge versorgt werden und es zu keiner Überschreitung der dynamischen thermischen Betriebsgrenzen kommt.

Verglichen zum üblichen Ansatz der Wahl eines Normalschaltzustandes und einer statischen Auswahl von Schaltzuständen zur Sicherstellung der Versorgung der Abgänge nach Betriebsmittelausfällen, wird letzteres zu einer dynamisch veränderlichen Zusammenstellung. Dies bedeutet, dass das Dezentrale Verfügbarkeitsmanagement auch Schaltzustände zur Versorgung der Abgänge zulassen kann, welche bei einer traditionellen Herangehensweise für den Betrieb eines Umspannwerkes nicht zulässig sind.

Im Umkehrschluss wird auf Basis dieses Systems erwartet, dass die **zulässige Auslastung einer Umspannanlage im Betrieb erhöht** werden kann, ohne das Konzept der (n-1)-Sicherheit zu verletzen.

Zur Überprüfung dieser These wurde im Rahmen von ENSURE 2 eine Simulationsumgebung für das dezentrale Verfügbarkeitsmanagement in einem Umspannwerk geschaffen. Als Quelle der Netzdaten sowie der Verbrauchs- und Erzeugungsprofile wurde der SIMBENCH Datensatz herangezogen. Dieser Datensatz beinhaltet, verglichen zu anderen Modellnetzen, Jahreszeitreihen für Lasten und Erzeugungseinheiten inklusive dezentraler erneuerbarer Erzeuger wie PV und Windkraft. Ergänzt wird der SIMBENCH-Datensatz durch Wetterdaten für das Umspannwerk, welche vom Open Data Server des Deutschen Wetterdienstes passend zu den für die Erstellung der Last- und Erzeugungsprofilen verwendeten Wetterdaten bezogen wurden.

Dadurch wird eine vollumfängliche Simulation eines Netzbetriebes mit allen relevanten elektrischen und meteorologischen Parametern ermöglicht.

Dynamisches Belastbarkeitsmodell

Im Rahmen des vorhergehenden Forschungsprojektes ENSURE 1 wurde ein dynamisches Belastbarkeitsmodell für ölgefüllte Leistungstransformatoren entwickelt und dessen Anwendungsmöglichkeiten untersucht. Die Untersuchungen werden in Rahmen des aktuellen Projektes weiterverfolgt.

Thermische Grenzen

Die Belastbarkeit wird durch ein thermisches Modell und die gesetzten thermischen Grenzen definiert. Die thermischen Grenzen von Leistungstransformatoren sind einerseits in den Normen wie IEC 670076-7 für einen Betrieb der normalen zyklischen Belastung und lang- und kurzfristigen Notbetrieb für unterschiedliche Subsysteme spezifiziert. Andererseits weisen die Normen auch darauf hin, dass die thermischen Grenzen im Zusammenhang mit dem Zustand des Transformators gewählt werden können, um die Ausfallrisiken zu reduzieren.

Weitere Kriterien sind die Alterung und der Verschleiß der Bestandteile des Transformators. Der größte Verursacher für die Außerbetriebnahme eines Transformators ist die temperaturabhängige Alterung des Isolationspapiers und von zellulosehaltigen Elementen. Die Temperatur, bei welcher die

geplante Alterung eintritt, kann als eine zusätzliche thermische Grenze gewählt werden und ein Betrieb, der diese Grenze einhält, als ein isolationsschonender Betrieb bezeichnet werden, siehe Tabelle C.1.

Operativer Betrieb	Thermische Grenzen		Beschleunigungsrate der Alterung der Isolationspapier			
	$\theta_{h \max}$	$\theta_{o \max}$	KP _{dry}	KP _(Cw=1,5%)	TUP _{dry}	TUP _(Cw=1,5%)
Normale zyklische Belastung	120 °C	105 °C	12,7	40,2	2,7	3,8
Langfristiger Notbetrieb	140 °C	115 °C	128,0	248,9	17,2	13,3
Kurzfristiger Notbetrieb (30 min)	160 °C		1290,2	1678,1	92,1	176,8
Isolationsfreundlich für KP	98 °C		1,00	3,66	0,28	0,78
Isolationsfreundlich für TUP	110 °C		4,00	13,43	1,00	1,88

$\theta_{h \max}$ - thermische Grenze für Heißpunkttemperatur,

$\theta_{o \max}$ - thermische Grenze für Temperatur der obersten Schichten der Isolationsflüssigkeit,

KP – nicht veredeltes Isolierpapier (en: kraft paper),

TUP – thermisch veredeltes Isolierpapier (en: thermally upgraded paper)

Cw – Wassergehalt im Isolationspapier in %.

Tabelle C.1: Thermische Grenzen für Heißpunkttemperatur und Temperatur der obersten Schichten der Isolationsflüssigkeit und relative Alterungsrate für unterschiedliche operative Betriebe (IEC 60076-7).

Es ist zu bemerken, dass sich beispielsweise die Alterung des nicht veredelten Papiers bei einem Betrieb mit normaler zyklischer Belastung bis zu 12,7-fach beschleunigt, bei einem Notbetrieb bereits um das bis zu 128-fache. Die freigesetzten Wassermoleküle beschleunigen zusätzlich die Zersetzung der Zellulose und folglich die Zugfestigkeit der festen Isolierung.

Der Auswahl der Belastungsgrenzen benötigt ein komplexes Verfahren, welches sowohl die kurzfristigen Bedürfnisse zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen des Netzbetriebs als auch die langfristige Planung der Lebensdauer der Betriebsmittel im Rahmen des Asset Management abdeckt. Ein optimierungsbasiertes Verfahren zur Priorisierung der kurz- und langfristigen Interessen wird im Rahmen des Projektes untersucht.

Belastbarkeit der Subsysteme

Die thermische Belastung der Komponenten des Leistungstransformators wie Kern, Durchführungen und Isolationsflüssigkeit wird stoffabhängig unterschiedlich begrenzt. Die Komponenten haben spezifische thermische Reaktionen auf den Wärmestrom, dem sie ausgesetzt sind, und eigene Mechanismen der Wärmeübertragung. Daher werden sie mit eigenen thermischen Modellen beschrieben. Zur sicheren Nutzung der temperaturabhängigen Belastbarkeitsgrenzen des Transformators müssen die stationären Belastungsgrenzen der Bestandteile verglichen werden. Die stationären Belastungsgrenzen der Isolationsflüssigkeit und die Heißpunkttemperatur für den Betrieb der normalen zyklischen Belastung sowie für den Notbetrieb wurden verglichen, siehe Abbildung C.1.

Die stationären Belastungsgrenzen sind mithilfe des thermischen Modells (IEC 67007-7) für stationären Betrieb und mittels eines Newton Verfahrens zurück gerechnet. Die stationären Belastungsgrenzen basierend auf der Heißpunkttemperatur sind kleiner als die Grenzen für die obersten Schichten der Isolationsflüssigkeit in dem gesamten Variationsbereich der Umgebungstemperatur und für beide operative Betriebe. Außerdem ist in einem fehlerfreien Betrieb die thermische Zeitkonstante der Wicklungen wesentlich kleiner als die Zeitkonstante der Isolationsflüssigkeit.

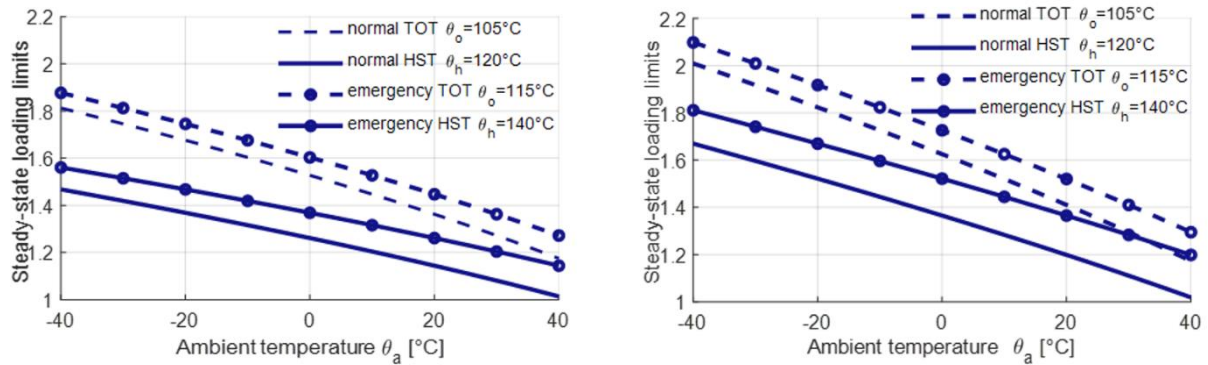


Abbildung C.1: Abhängigkeit der stationären Belastungsgrenzen (steady-state loading limits) von der Umgebungstemperatur (ambient temperature) basierend auf thermischen Grenzen der Heißpunkttemperatur (HST) bzw. der obersten Schichten der Isolationsflüssigkeit (TOT) (gezogene bzw. gestrichelte Linien) für Leistungstransformator mit ONAN (links) und OD (rechts) Kühlsystem für Normal- und Not-Betrieb (markiert).

Daher tendiert die Heißpunkttemperatur dazu, ihre Grenzen schneller zu erreichen. Für die Implementierung in Netzanalysen wird daher empfohlen, die stationären Grenzen der Belastbarkeit basierend auf den Grenzen der Heißpunkttemperatur zu wählen. Dabei ist ein Vergleich der Belastbarkeit mit anderen Bestandteilen nötig.

Dynamische Belastbarkeitsgrenzen bzw. kurzfristige Belastung über die stationären Grenzen

Durch die Änderung der Netzkonfigurationen und neue Erzeugungsstrukturen wird eine steigende Variabilität in der Auslastung erkennbar. Ölfüllte Leistungstransformatoren besitzen eine hohe thermische Kapazität bzw. eine große thermische Trägheit. Daher werden die Anfangsbedingungen, welche mit Hilfe des aktuellen thermischen Zustands definierbar sind, für die Bestimmung der dynamischen Belastbarkeit herangezogen.

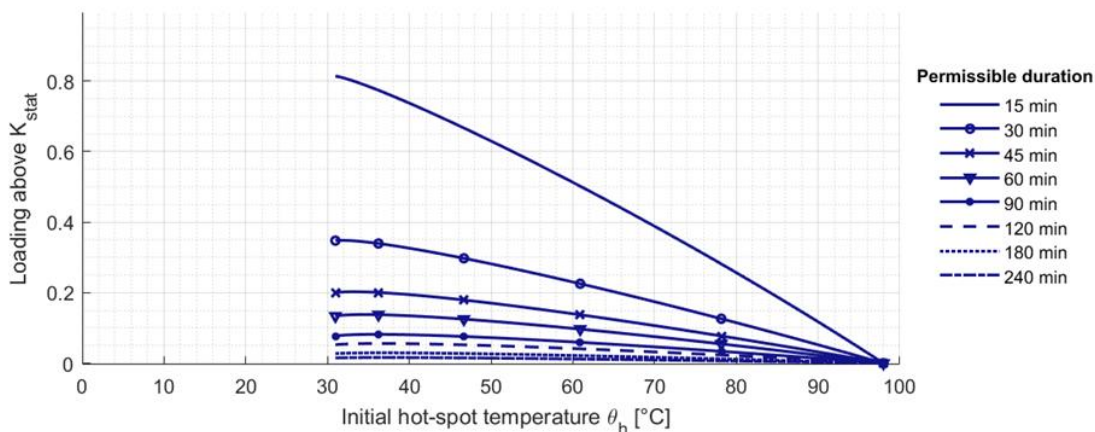


Abbildung C.2: Isolinien der gleichen zulässigen Belastungsdauer für Zeitwerte zwischen 15 min und 240 min mit der Anfangsheißpunkttemperatur und der vorgegebene Belastungssprung über die aktuelle stationäre Grenze für einen Leistungstransformator mit ONAN-Kühlsystem

In Abbildung C.2 sind die dynamischen Belastbarkeitsgrenzen in als Isolinien der gleichen zulässigen Belastungsdauer dargestellt, welche von der dynamisch ermittelten Heißpunkttemperatur vor einem Lastsprung und der Belastung über die aktuelle stationäre Belastungsgrenze hinaus abhängen.

Die dynamische Belastungsgrenze für die Dauer einer Belastung unter 60 min hängt für den modellierten Transformator hauptsächlich von der aktuellen Anfangsheißpunkttemperatur ab. Für die

Planung von kurzfristigen Überlastungen wird daher empfohlen, eine niedrige Heißpunkttemperatur am Anfang zu nutzen statt der in den Richtlinien empfohlenen Vorbelastung, besonders für Netze mit hoher Volatilität der Last.

Eine Überlastung über 60 min hängt weniger von der Anfangsheißpunkttemperatur oder der Vorbelastung ab, sondern von den aktuellen stationären Belastungsgrenzen. Dabei steigt der Einfluss der Unsicherheiten in den Prognosen der Belastung und der Umgebungsbedingungen. Es wird empfohlen, bei Auftreten einer Überlastung im Echtzeit-Betrieb bzw. für (n-1)-Fall die Aktualisierungsrate der Berechnungen zu erhöhen.

Eine Anhängigkeit der Isolinien der zulässigen Dauer der Belastung für unterschiedlichen Grenzen und bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen ist in Abbildung C.3 dargestellt.

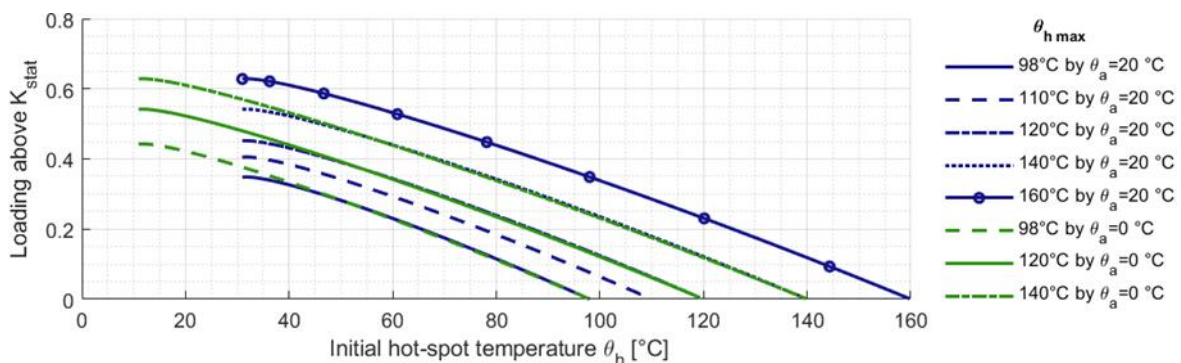


Abbildung C.3: Isolinien der zulässigen Dauer von 30 min der Belastung mit der Anfangsheißpunkttemperatur und vorgegeben Belastungssprung über die aktuelle stationäre Grenze für Leistungstransformator mit ONAN -Ühlsystem für unterschiedliche $\theta_{h max}$ und θ_a .

Die Heißpunkttemperatur berücksichtigt bereits die Umgebungstemperatur. Daher gibt es keinen wesentlichen Unterschied zwischen den Isolinien für unterschiedliche Umgebungstemperaturen. Erlaubt man der Nutzung der kurzfristigen Notbetriebsgrenzen (von 98 °C auf 140 °C), ermöglicht dies eine zusätzliche Erhöhung der Belastung um 20 % über die aktuelle stationäre Grenze zu, wenn die Anfangsheißpunkttemperatur bei 60 °C liegt. Dabei muss man allerdings mit einem zusätzlichen Lebensdauerverbrauch rechnen.

Ein Beispiel der Simulation des thermischen Verhaltens mit nachgerechneten stationären und dynamischen Belastungsgrenzen ist in Abbildung C.4 dargestellt.

Bei Minute 750 entsteht ein Belastungssprung (blaue durchgehende Linie), welche die gesetzten stationären Grenzen (rote und grüne Linie) überschreitet. Die thermische Reserve wird aufgebraucht, die dynamische Belastungsgrenze für die zulässige Belastungsdauer von 30 Minuten (blaue gestrichelte Linie) wird geringer. Sobald die Belastung unter die stationäre Grenze fällt, beginnt sich die thermische Reserve wieder zu bilden.

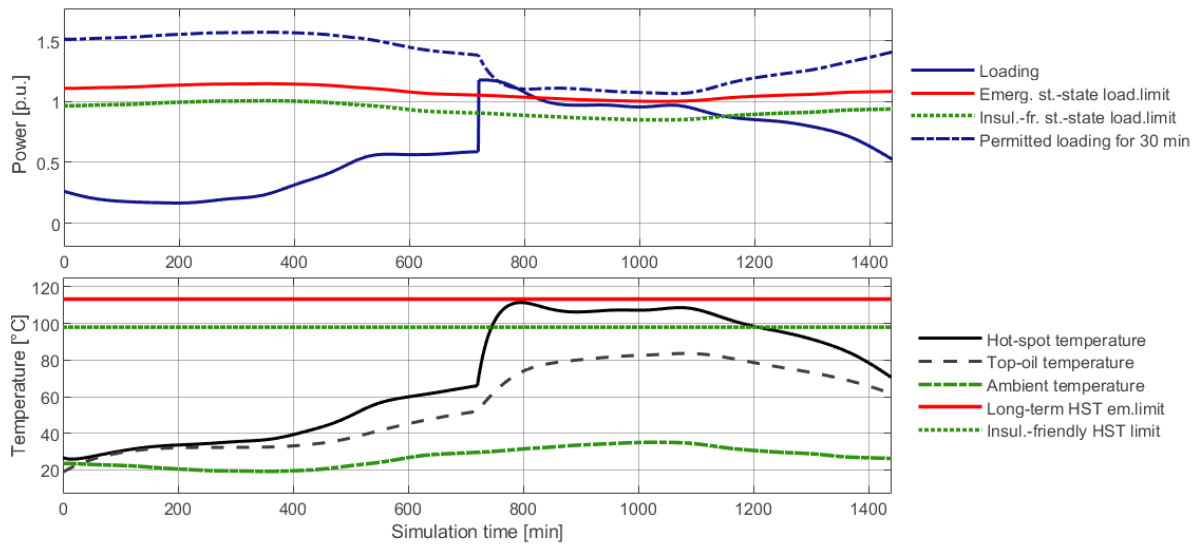


Abbildung C.4: Simulation des thermischen Verhaltens (unten) und der dynamischen und stationären Belastungsgrenzen (oben) von einem Leistungstransformator für gegebene Last- und Umgebungstemperaturprofile.

Behandlung der Unsicherheiten in den Prognosen zur Last- und Umgebungstemperatur

Zur Implementierung der stationären und dynamischen Belastungsgrenzen in Netzanalysen für die kurzfristige Planung müssen die Unsicherheiten in den einfließenden Prognose-Werten mitberücksichtigt werden.

Dafür wurde ein risikobasierter Ansatz der Anpassung der stationären und dynamischen Belastungsgrenzen ausgewählt. Hierzu wurde ein Modell erarbeitet und die der Ergebnisse ausgewertet. Die Umsetzung erfolgte im Pilotversuch digitales Umspannwerk.

„ENSURE – NEUE ENERGIE**NETZ**STRUKTUREN FÜR DIE ENERGIEWENDE“



Kurzbericht zum Teilvorhaben der Maschinenfabrik Reinhausen GmbH in der Projektphase 2 von ENSURE



Förderkennzeichen: 03SFK1Q0-2

Berichtszeitraum: 01.02.2020 - 31.12.2023

Berichtsumfang: 2 Seiten + Deckblatt

Autoren:

Dr. Stephan Rupp, s.rupp@reinhausen.com

Sebastian Brüske, s.brueske@reinhausen.com

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Falkensteinstraße 8

93059 Regensburg

Datum: 27.06.2024

Die Autoren sind für den Inhalt dieser Veröffentlichung verantwortlich.

Übersicht

Das Teilvorhaben der Maschinenfabrik Reinhausen (MR) hat den Schwerpunkt neue Netzstrukturen für AC/DC-Netze, einschließlich der hierfür benötigten leistungselektronischen Betriebsmittel. Hierbei werden Konzepte und Technologien zur Realisierung von Konvertern zur Anbindung von Anlagen an der Mittelspannung (MVAC und MVDC) untersucht, sowie neue Konzepte zur Betriebsführung der Netze durch Zustandsbeobachtung von Leistungstransformatoren.

Schwerpunkt des Teilvorhabens der MR im ENSURE2-Konsortium ist AP 5.1 im Teilprojekt 5 mit dem Ziel der Weiterentwicklung leistungselektronischer Komponenten in der Mittelspannung und Einsatz der Digitalisierung im Netz: (1) SST (Solid State Transformer) mit direkter Anbindung an das MVAC-Netz und der Bereitstellung von DC-Anschlüssen in der Niederspannung, (2) MVDC-Anschlüsse und Konverter für multiterminale MVDC-Netze, (3) die Zustandsüberwachung von Transformatoren zur kurativen Betriebsführung der Netze.

Struktur des Projektes

Fokus der Aktivitäten der MR war Teilprojekt 5 mit folgenden Themen in AS 5.1:

1. **Umrichtertopologien:** Anwendungsfälle und Anforderungen
2. Technologieentwicklung **MVDC-Konverter**
 - a. MVDC-Systeme auf AC-Betriebsmitteln (Untersuchungen zu Mittelspannungs-DC-Strecken)
 - b. Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu MVDC-Systemen
 - c. MVDC leistungselektronische Bausteine und Funktionsmuster für Umrichter für die Mittelspannung
3. Technologieentwicklung **SST** (Leistungselektronischer Transformator, Solid State Transformer)
 - a. Entwicklung von Simulationsmodellen und Funktionsmuster für den SST
 - b. Analyse der Anforderungen aus den Anwendungsfällen
 - c. Zustandsbasierte Betriebsführung von Transformatoren und leistungselektronischen Transformatoren

Ausgehend von diesen Schwerpunktthemen wurden andere Teilprojekte unterstützt:

- Netze und Prüfumgebungen: **Betriebsmittelmodelle** für **Netzsimulationen** (TP 2) und DC-Netze für **Prüfumgebungen** und **Standardisierung** (TP 7)
- **Pilotversuche:** Validierung der Ergebnisse im Feld (TP 6). Ersatzweise erfolgt für die Validierung der Ergebnisse im Feld (TP 6) erfolgt die Verlagerung nach TP 5 zu einem **Demonstratorsystem** auf dem Betriebsgelände der MR

Im Verlauf des Projektes ergaben sich Änderungen in TP 6. Die diesbezüglichen Beiträge und Inhalte der MR wurden nach TP 5 verlagert. Daher erfolgte innerhalb von AS 5.1 zusätzlich die Realisierung eines Demonstratorsystems auf dem Betriebsgelände der MR.

Für Untersuchungen und Entwicklungen zu LVDC-Microgrids in ENSURE 3 erfolgen Vorbereitungen und konzeptionelle Vorarbeiten in TP 8 (im Rahmen einer Aufstockung für ENSURE 2). Unter anderem erfolgt ein Ausbau der Prüfumgebung für den SST-Demonstrators für LVDC Microgrids.

Wissenschaftliche und technische Schwerpunkte

Inhalt des Teilvorhabens der MR ist die Technologieentwicklung und die Konzeption neuer Netzstrukturen und Betriebsmittel mit folgenden Schwerpunkten:

- Konzeption und Entwicklung eines Funktionsmusters für einen **leistungselektronischen Transformator (SST)**
- Erstellung von Konzepten und Entwicklung von Technologien für **MVDC-Netze** (Gleichspannungsnetze in der Mittelspannung).
- Die Konzeption einer Zustandsüberwachung von Transformatoren zum Betrieb in einem **digitalen Umspannwerk**.

Meilensteinplan

Der Meilensteinplan entspricht dem Stand der GVB, wobei ein weiterer Meilenstein der Aufstockung in TP 8 zu berücksichtigen ist. Alle Meilensteine wurden im Berichtszeitraum erreicht. Die Arbeitsergebnisse wurden in Arbeitspapieren dokumentiert und liegen im Konsortium vor. Wesentliche Ergebnisse wurden publiziert.

Meilenstein	Erreicht	Titel
MS 5.1.1	12/2023	Konzepte und Funktionsmuster zu Solid State Transformatoren (SST, Use Case Nr. 3a) für die Anwendungsfälle Ladeinfrastruktur, DC-Versorgung und Elektrolyse (Power-to-Gas) wurden erstellt. Für das Teilprojekt der MR wurde ein Demonstrator des netzseitigen MVDCV-Konverters im Labor der MR abgeschlossen und ein Demonstrator des leistungselektronischen Transformators (SST) einschließlich Prüfumgebung auf dem Betriebs-gelände der MR aufgebaut.
MS 5.1.2	07/2022	Konzepte für Mittelspannungs-Gleichstromnetze und –Anschlüsse (MVDC-Anschlüsse und multiterminale DC-Netze in der Mittelspannung, Use Case Nr. 76), abhängig von aktuellen Entwicklungen in der Standardisierung wurden erstellt
MS 5.1.3	01/2021	Ein Betriebsmittelkatalog für Konverter im Netz wurde erstellt.
MS 5.1.4	07/2021	Systemparameter der geplanten Pilotanlagen wurden erstellt.
MS 8.2.8	12/2023	Anforderungen von LVDC Microgrids sowie netzbildendem MVAC-Betrieb an SST wurden erarbeitet

Tabelle 1: Zentrale Meilensteine im Teilvorhaben der MR

Alle wesentlichen Entwicklungen in der MR konnten im Berichtszeitraum erfolgreich abgeschlossen werden. Hierzu zählen die Meilensteine **M5.1.2 „Konzepte für MVDC-Netze“** und **M5.1.1 „Konzepte und Funktionsmuster SST“**. Im Berichtszeitraum wurden Funktionsmuster gefertigt und im Labor getestet. Die Prüfung eines Teilsystems wurde wegen Verzögerungen bei der Materialbeschaffung für die Zellen und für den Prüfaufbau verschoben und konnte zum Projektende abgeschlossen werden.

Der **Aufbau eines vollständigen SST-Systems bei der MR als Ersatz für den Feldversuch** befand sich im Berichtszeitraum im Aufbau. Ziel ist es, für den SST-Feldversuch in TP 6 vorgesehene Ergebnisse als Teil von TP 5 auf einem SST-Demonstrator-System bei der MR darzustellen. Der Aufbau wird innerhalb der Schwerpunkte der dritten Projektphase fortgesetzt.