

# Energieforschungsprogramm 2023

## Publizierbarer Endbericht

### **Programmsteuerung:**

Klima- und Energiefonds (KLIEN) und Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

### **Programmabwicklung:**

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

## Endbericht

erstellt am

31/12/2025

## Projekttitel: DC Hub Austria

Projektnummer: FO999915054

# Energieforschungsprogramm 2023

|                                    |                                       |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| Ausschreibung                      | Energieforschungsprogramm 2023        |
| Projektstart                       | 01/10/2024                            |
| Projektende                        | 30/09/2025                            |
| Gesamtprojektdauer<br>(in Monaten) | 12 Monate                             |
| ProjektnehmerIn<br>(Institution)   | Austrian Institute of Technology GmbH |
| AnsprechpartnerIn                  | Johann Mayr                           |
| Postadresse                        | Giefinggasse 4, 1210 Wien             |
| Telefon                            | +43 50550 6622                        |
| Fax                                | +43 50550 6390                        |
| E-Mail                             | johann.mayr@ait.ac.at                 |
| Website                            | www.ait.ac.at                         |



# DC Hub Austria

Sondierung für einen Gleichstromtechnik-Inkubator in Österreich

**AutorInnen:**

Johann Mayr, AIT Austrian Institute of Technology

Barbara Herndler, AIT Austrian Institute of Technology

Simon Strehn, AIT Austrian Institute of Technology

Petra Reisz, AIT Austrian Institute of Technology

Friederich Kupzog, AIT Austrian Institute of Technology

Uwe Schichler, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) der Technischen Universität Graz

Patrik Ratheiser, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) der Technischen Universität Graz



## Inhaltsverzeichnis

|                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Kurzfassung .....                                                                                        | 7  |
| 1 Einleitung .....                                                                                       | 9  |
| 1.1 Fragestellungen .....                                                                                | 11 |
| 1.2 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit .....                                                      | 11 |
| 2 Rahmenbedingungen für eine Umsetzung am Standort Seibersdorf .....                                     | 12 |
| 2.1 Technologie-Verfügbarkeit .....                                                                      | 12 |
| 2.2 Eignung des Standorts .....                                                                          | 12 |
| 3 Ziele und Anwendungsfälle der Demonstrator-Anlage .....                                                | 16 |
| 3.1 Forschungspfad .....                                                                                 | 16 |
| 3.1.1 Entwicklung der DC-Terminals mit neuartigen Komponenten .....                                      | 16 |
| 3.1.2 Entwicklung von Betriebs- und Schutzkonzepten für DC-Netze .....                                   | 17 |
| 3.1.3 Kabel- und Armaturen-Prüfungen .....                                                               | 17 |
| 3.1.4 Interoperabilität von Komponenten im System .....                                                  | 18 |
| 3.1.5 Systemintegration von neuen Energietechnologien .....                                              | 18 |
| 3.2 Geschäftspfad .....                                                                                  | 18 |
| 3.2.1 Energiegemeinschaft mit regionalem Erzeuger .....                                                  | 18 |
| 3.2.2 Beteiligung an Netz-Energiespeichersystem .....                                                    | 18 |
| 3.2.3 Bereitstellung von Wärmeenergie an Drittfirmen .....                                               | 19 |
| 3.2.4 Wasserstoff-Erzeugung und Verbrauch .....                                                          | 19 |
| 3.2.5 Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen .....                                                 | 19 |
| 3.2.6 Nutzung als Schulungsanlage .....                                                                  | 19 |
| 4 Umsetzungskonzept .....                                                                                | 20 |
| 4.1 Phase 1: DC-Direktleitung .....                                                                      | 20 |
| 4.1.1 Variante 1: Minimalvariante – Direktleitung am Standort .....                                      | 21 |
| 4.1.2 Variante 2: Direktleitung zum regionalen PV-Park .....                                             | 21 |
| 4.1.3 PKW-Ladepark als weiterer Knotenpunkt zum Ausbau als DC-Netz .....                                 | 22 |
| 4.1.4 AC-Netzanbindung als weiterer Knotenpunkt .....                                                    | 23 |
| 4.1.5 LVDC-Demonstrator-Netz als weiterer Knotenpunkt .....                                              | 24 |
| 4.2 Phase 2: Lokale Sektorkopplung und Speicherung .....                                                 | 24 |
| 4.2.1 DC-Direktanbindung an einem oder an mehreren Windturbinen .....                                    | 25 |
| 4.2.2 Batteriespeicher als Puffer für PV-Anlage .....                                                    | 26 |
| 4.2.3 Netzdienlicher Groß-Batteriespeicher .....                                                         | 27 |
| 4.2.4 Brennstoffzelle/Elektrolyseur als saisonaler Speicher mit H2-Blending zur<br>Wärmeversorgung ..... | 28 |
| 4.2.5 Hochtemperatur-BZ/EL als saisonaler Speicher und Wärmeauskopplung .....                            | 29 |
| 4.3 Phase 3: Forschungszentrum und Energie-Autarkie .....                                                | 29 |
| 4.3.1 Prüffeld für MVDC-Kabelsysteme .....                                                               | 30 |
| 4.3.2 Vollausbauszenario und zukünftige Ausbaumöglichkeiten .....                                        | 32 |
| 5 Netzwerksimulationen und Auswirkungen auf das lokale Versorgungsnetz .....                             | 33 |
| 5.1 Beschreibung der Szenarien .....                                                                     | 33 |

|                                                                |                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.1.1                                                          | Szenario 1: Direkte Anbindung über Mittelspannungs-AC-Leitung .....                                | 33 |
| 5.1.2                                                          | Szenario 2: Kopplung über Mittelspannungs-DC-Ring mit zusätzlichen Verbrauchern und Speichern..... | 34 |
| 5.2                                                            | Simulationsumgebung- und Modelle.....                                                              | 36 |
| 5.2.1                                                          | Beschreibung des Simulations-Werkzeugs und der verwendeten Modelle .....                           | 36 |
| 5.2.2                                                          | Elektrische Leistung der Photovoltaik Anlage .....                                                 | 36 |
| 5.2.3                                                          | Batteriespeichersystem .....                                                                       | 37 |
| 5.2.4                                                          | Festoxid-Brennstoffzelle und Elektrolyseur .....                                                   | 37 |
| 5.3                                                            | Betrachtete Systemkonfigurationen und Betriebsmodi .....                                           | 38 |
| 5.3.1                                                          | Komponentengrößen.....                                                                             | 38 |
| 5.3.2                                                          | Baseline Szenario .....                                                                            | 39 |
| 5.3.3                                                          | Szenario 1: Elektrischen Bedarf decken .....                                                       | 40 |
| 5.3.4                                                          | Szenario 2: Mehrwert der Batterie .....                                                            | 41 |
| 5.3.5                                                          | Szenario 3: Mehrwert der Reversibilität .....                                                      | 42 |
| 5.4                                                            | Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus den Simulationen .....                                       | 42 |
| 5.4.1                                                          | Netzlimit und Extremwerte.....                                                                     | 42 |
| 5.4.2                                                          | Gesamt Bezugs- und Einspeisewerte.....                                                             | 44 |
| 5.5                                                            | Ausblick und Empfehlungen für eine Weiterentwicklung des Simulationsmodells.....                   | 47 |
| 5.5.1                                                          | Sommerbetrieb der SOEC.....                                                                        | 47 |
| 5.5.2                                                          | Winterbetrieb der SOFC .....                                                                       | 48 |
| 5.5.3                                                          | Batteriespeichersystem .....                                                                       | 48 |
| 5.5.4                                                          | Erzeugung und Verbrauch.....                                                                       | 48 |
| 6                                                              | Qualifizierung von MVDC-Kabelsystemen.....                                                         | 49 |
| 6.1                                                            | Kabel-Präqualifikations-Test.....                                                                  | 49 |
| 6.2                                                            | Kabelauslegung, Magnetfeldberechnung und Temperatur im Kollektorgang .....                         | 50 |
| 7                                                              | Disseminationsaktivitäten.....                                                                     | 56 |
| 7.1                                                            | Stakeholder-Umfrage .....                                                                          | 56 |
| 7.1.1                                                          | Anwendungsbereich und Methodik.....                                                                | 56 |
| 7.1.2                                                          | Ausgewählte Ergebnisse .....                                                                       | 57 |
| 7.2                                                            | Stakeholder-Workshop .....                                                                         | 66 |
| 8                                                              | Zusammenfassung der Ergebnisse und nächste Schritte.....                                           | 67 |
| 9                                                              | Literaturverzeichnis .....                                                                         | 70 |
| ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....                                    |                                                                                                    | 72 |
| TABELLENVERZEICHNIS .....                                      |                                                                                                    | 74 |
| PUBLIKATIONEN, STUDENTISCHE ARBEITEN UND DISSEMINATIONEN ..... |                                                                                                    | 75 |

## Kurzfassung

Gleichstromsysteme (DC-Systeme) gewinnen derzeit, mit Fortschritten bei der Leistungshalbleitertechnologie (Stichwort: Wide-Band-Gap) zunehmend an Bedeutung. Durch Treiber wie Ladeinfrastruktur für Elektromobilität entstehen zudem lokale DC-Mikro-Netzstrukturen, welche die Anwendung von direkter Gleichstromversorgung begünstigen. Gleichstromnetze, im engeren Sinne, finden derzeit mit Ausnahme von einigen Bahnnetzen, Bordnetzen und Hochspannungs-Direktübertragungs-Leitungen nur eher in Nischen Anwendung. Für Werksnetze in Industrieanlagen existieren derzeit einige Demonstratoren betrieben mit DC-Niederspannung. Es sind derzeit nur wenige Gleichstromnetze mit mehreren Abgängen auf Mittelspannungsebene europaweit in Betrieb.

AIT forscht an Schlüsseltechnologien der Energiewende, wie etwa neue DC/DC-Umrichter für Mittelspannungs-Gleichstromsysteme. Um die Forschung in diesen Technologie-Feldern zu unterstützen, besteht am AIT-Standort Seibersdorf die Möglichkeit bestehende Energie-Infrastruktur für neue Technik zu nutzen. Das AIT und das IHS erwägen diesen Standort zu einem Forschungs-Hub für Gleichstromtechnologien auszubauen, und somit einen aktiven Beitrag zur Markteinführung von neuen Komponenten und Systemen zu leisten. Aus Gesprächen mit Industriepartnern und auf Basis der durchgeführten Stakeholder-Umfrage sollen Themen wie Systemintegration, Interoperabilität und die Gewinnung von Betriebserfahrung im Vordergrund bei Bau und Betrieb der Demonstrator-Anlage stehen. Mit diesem Sondierungsprojekt wurden die Rahmenbedingungen für eine Umsetzung eines DC-Netzes als Backbone zum Anschluss von unterschiedlichen erneuerbaren Quellen und Lasten am Standort Seibersdorf und in der Region erhoben.

Da ein Bau von einer Prototypen-Anlage im Megawatt-Bereich kostenintensiv und organisatorisch aufwendig ist, muss eine Umsetzung in Phasen vonstattengehen. Als erste Phase wurde ein Pfad für eine DC-Punkt-zu-Punkt-Verbindung idealerweise vom angrenzenden PV-Park zum Standort Seibersdorf identifiziert. Diese Leitung kann dann am Standort durch das bestehende Kollektorschachtsystem zu weiteren Knotenpunkten geleitet werden. Als Last für die Punkt-zu-Punkt-Verbindung wird eine in einem vorangegangenen Forschungsprojekt entwickelte LKW-Ladestation verwendet. Die Kopfstationen werden mit modularen Umrichter-Systemen skalierbar in Leistung und Spannung ausgeführt. Als erste Ausbaustufe ist eine Nennspannung von 10 kV unidirektional mit einer Leistung von etwa 200 kW zur Übertragung mit einem handelsüblichen AC-Kabeln vom PV-Park zur Ladestation vorgesehen.

Hier soll Anlagen-, Schutz- und Steuertechnik gemeinsam mit Industriepartnern entwickelt werden. Ist dieses „Backbone“ in Betrieb, können Schritt für Schritt weitere Abgänge hinzugefügt werden und so ein „echtes“ Netz realisiert werden. Darüber hinaus ermöglicht die Modularität der Systeme eine Erhöhung auf eine Maximalspannung von  $\pm 30$  kV und einen Ausbau auf eine Gesamtleistung von 4 MW. Neben dem PV-Park würde auch ein Windpark (ca. 20 MW) in unmittelbarer Nähe zur Verfügung stehen, wovon eine neu installierte Windturbine für eine DC-Direktanbindung vorgesehen werden kann.

Unabhängig vom Projekt DC Hub Austria wird am Standort ein Prüflabor für Wasserstoffsysteme errichtet sowie weitere Einrichtungen wie etwa ein Plasma-Metallbearbeitungs-Labor und eine Hochspannungs-Kabelprüfanlage geplant. Die Einbindung dieser Labore und sukzessive Umstellung auf eine DC-Versorgung wird in weiteren Phasen angedacht. Eine Finanzierung der Initialen-Phase wird mit Eigenmittel und Infrastruktur-Fördergelder angestrebt. Weitere Phasen sollen durch Förderprogramme und Firmen-Kooperationen finanziert werden.

## Energieforschungsprogramm 2023

Das in diesem Projekt erstellte Konzept soll den Weg von einem DC Hub Austria mit Gleichstrom als Backbone hin zu einem Research Hub Austria weisen. An dem unterschiedliche erneuerbare Energietechnologien im Netzverbund erprobt und betrieben werden können.

Als konkreten nächsten Schritt wird eine Kooperation mit dem angrenzenden Wind- und PV-Parkbetreiber angestrebt und ein Umsetzungsprojekt in einer der nächsten Infrastruktur-Förderausschreibungen eingereicht.

## 1 Einleitung

Mittelspannungs-Gleichstromsysteme (engl.: *Medium Voltage Direct Current*, kurz *MVDC*) gewinnen als technisch und wirtschaftlich tragfähige Alternativen zu herkömmlichen Wechselstromnetzen (AC-Netzen) zunehmend an Bedeutung, insbesondere in Anwendungen, die hohe Effizienz, flexible Leistungsflussregelung sowie die Integration erneuerbarer Energiequellen und leistungselektronikbasierter Infrastrukturen erfordern. MVDC-Systeme bieten wesentliche Vorteile wie reduzierte Übertragungsverluste, erhöhte Netzstabilität und eine reibungslosere Einbindung dezentraler Umrichter-basierter Energiequellen.

Das Austrian Institute of Technology (AIT) führte gemeinsam mit dem Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) der Technischen Universität Graz (TU Graz) forschen an vielfältigen zukunftssträchtigen Technologien, im Speziellen, an der Energieversorgung der Zukunft. In vorangegangenen nationalen und europäischen Forschungsprojekten (MEDUSA DC-Mega-Charger, ADC Pilot Factory, Hyperride et al) wurden Einzeltechnologien erforscht sowie Prototypen und Demonstratoren in kleinem Umfang errichtet.

Um eine Einführung von Schlüsseltechnologien voranzutreiben und dadurch einen maßgeblichen Beitrag zur Energiewende und Ressourcenunabhängigkeit zu ermöglichen, ist es nötig System-Interoperabilität zu gewährleisten sowie Praxiserfahrung zu sammeln und zu vermitteln.

Das AIT und das IHS führten im Rahmen dieses Sondierungsprojekts eine Machbarkeitsstudie zur Entwicklung einer Forschungs- und Demonstrationsanlage für Mittelspannungs-Gleichstromverteilung am AIT-Standort Seibersdorf durch. Eine Vision des Endausbaus ist in Abbildung 1 dargestellt. Der sogenannte **DC Hub Austria** soll eine Plattform für Industrie- und Forschungspartner zur Erprobung von Gleichstrom-Netztechnologien bieten, um wichtige Erfahrungswerte noch vor der Markteinführung zu sammeln.

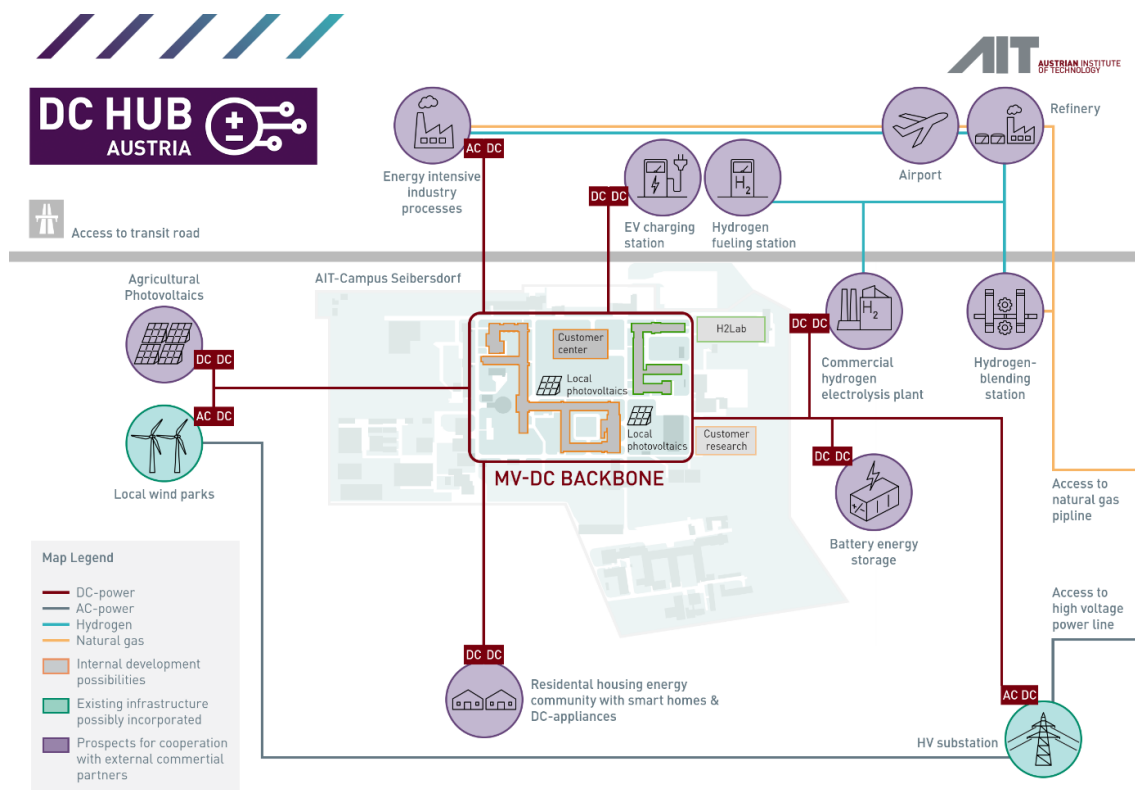


Abbildung 1 - Konzept DC Hub Austria

## 1.1 Fragestellungen

Das Projekt untersuchte folgende Fragestellungen:

1. Welche Einrichtungen und Unternehmen können und wollen an das DC-Verteilnetz angeschlossen werden? (siehe Kapitel 3)
2. Wie sollte eine Forschungs- und Demonstrationsanlage für die Mittelspannungs-Gleichstromverteilung am AIT-Standort Seibersdorf technisch ausgestaltet sein? (siehe Kapitel 4)
3. Wie könnte ein tragfähiges Betreiber- und Nutzungskonzept für die Forschungsanlage aussehen, dass auch anderen Forschungseinrichtungen eine aktive Mitwirkung ermöglicht? (siehe Kapitel 4.3)
4. Mit welchem finanziellen Aufwand ist bei welchen sinnvoll definierbaren Umsetzungsvarianten zu rechnen? (siehe Kapitel 4)
5. Welchen Beitrag kann die Demonstrationsanlage zur Behebung bestehender Netzenspässe in der Region (z. B.: Abtransport von Windenergie) leisten? (siehe Kapitel 5)

## 1.2 Verwendete Methoden und Aufbau der Arbeit

Um die Fragestellungen im Projekt zu beantworten, wurden die technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen am Standort erhoben. Darüber hinaus wurden Sondierungsgespräche mit umliegenden Unternehmen durchgeführt. Auf dieser Basis wurde ein Konzeptplan für eine Umsetzung erstellt. Danach wurden realistische Modellparameter für eine Simulation angenommen und verschiedene Szenarien gerechnet. Parallel dazu wurde eine Online-Umfrage zur Marktreife und technischer Eignung von MVDC durchgeführt.

Abschließend wurden aus den gewonnenen Erkenntnissen ein Fahrplan für die Umsetzung einer Demonstrationsanlage für industrielle Forschung und Entwicklung mit Fokus auf System- und Interoperabilitätstests erstellt.

## 2 Rahmenbedingungen für eine Umsetzung am Standort Seibersdorf

### 2.1 Technologie-Verfügbarkeit

Ergebnisse der durchgeführten Stakeholder-Umfrage (siehe Kapitel 7.1) haben unter anderem gezeigt, dass eine gewisse Zurückhaltung bei der Adoption von neuen Netz-Technologien vorherrscht. Grundlegende Bedenken beim Thema Schutztechnik, Ausfallsicherheit und wirtschaftlicher Betrieb gegenüber AC-System überschatten die technologischen Vorteile. Dies hat zur Folge, dass es derzeit, speziell bei kapitalintensiven Mittelspannungssystemen, kaum Anreize gibt größere Demonstrator-Anlagen zu errichten und zu betreiben. Bei diesen ausgedehnten Systemen, welche teilweise Komponenten-Prototypen beinhalten, sind allein die organisatorischen Hemmnisse ausreichend, um eine Umsetzung zu verhindern. Umgekehrt wird der Innovationsprozess für die DC-Technologie gehemmt, da es keine Möglichkeit gibt, außerhalb von Labor und Simulation, Themen wie Komponenten-Kompatibilität, Systemintegration und Interaktion zu testen. Um diesen Kreis zu durchbrechen, muss Forschungs-Infrastruktur geschaffen werden.

Konkret schlägt AIT und IHS eine Nutzung des AIT-Standorts Seibersdorf für eine Versuchsanlage dieser Art vor.

### 2.2 Eignung des Standorts

Am AIT-Standort in 2444 Seibersdorf, Niederösterreich sind derzeit AIT-Tochterfirmen sowie Drittfirmen, welche unter Anderem in den Bereichen Radiologie, elektrische Hochfrequenztechnik sowie Kernforschung arbeiten, angesiedelt. Das AIT H2Lab wird darüber hinaus im Jahr 2027 eine Testumgebung für Elektrolyseur- und Brennstoffzellentechnik sowie Batteriespeichertechnologien bieten. Der Standort Seibersdorf bietet den notwendigen Platz für einen Aufbau einer ausgedehnten Versuchsanlage. Der Grund ist in Eigenbesitz des AIT und eine technische und organisatorische Basisinfrastruktur, um Forschungs- und Demonstrationsanlagen zu betreiben ist vorhanden. Infrastruktur wie etwa Räume für Personal, zentrale Standortleitwarte und Betriebsfeuerwehr sind am Standort bereits vorhanden. Des Weiteren ist das AIT H2°Lab für eine technische und organisatorische Integration von DC-Systemen bereits planerisch vorbereitet. Ein LVDC-Demonstrator-Netz, entwickelt und gebaut im Projekt ADC Pilot Factory [1] wird hier bereits integriert. Die Möglichkeit ein MVDC-Netz zu verbinden, wird ebenfalls vorbereitet.

Als ehemaliger Standort für einen Versuchskernreaktor sind unterirdische Versorgungskanäle am gesamten Campus-Gebiet vorhanden. Diese Versorgungskanäle sind geeignet (siehe Kapitel 6.2) um mehrere Leitungstrassen für eine Energieverteilung zu verlegen.

Der Standort wird derzeit durch eine 20-kV-AC-Mittelspannungsleitung mit einer Nennleistung von etwa 9 MW aus dem nächstgelegenen Umspannwerk versorgt. Eine PV-Anlage wurde im Jahr 2023 mit 400 kW errichtet, diese versorgt dezentral die AIT-Gebäude am Standort und reduziert den Eigenbedarf der Gebäude.



# Energieforschungsprogramm 2023

Tabelle 1 bis Tabelle 5 zeigen die ungefähren elektrischen und thermischen Leistungswerte der Verbraucher und Erzeuger am Standort Seibersdorf.

*Tabelle 1 - Elektrische Verbrauchsleistungen am Standort Seibersdorf (vereinfacht und anonymisiert)*

|                                                 | Maximale Leistung<br>(MW) | Durchschnittsleistung<br>(MW) |
|-------------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| AIT                                             | 4,00                      | 3,55                          |
| Drittfirmen                                     | 3,00                      | 2,85                          |
| Erweiterung in Bau                              | 2,00                      | 2,00                          |
| <b>Gesamt derzeit</b>                           | <b>9,00</b>               | <b>8,40</b>                   |
| Zubau geplant ohne DC-Hub                       | 7,00                      | 5,00                          |
| <b>Gesamt mit Zubau und geplanten Projekten</b> | <b>16,00</b>              | <b>13,40</b>                  |

*Tabelle 2 - Elektrische Erzeugungsleistungen am Standort Seibersdorf (vereinfacht und anonymisiert)*

|               | Maximale Leistung<br>(MW) | Durchschnittsleistung<br>(MW) |
|---------------|---------------------------|-------------------------------|
| AIT PV-Anlage | 0,40                      | 0,25                          |

*Tabelle 3 - Elektrische Erzeugungsleistung in unmittelbarer Nähe zum Standort Seibersdorf (vereinfacht und anonymisiert)*

|             | Maximale Leistung<br>(MW) | Durchschnittsleistung<br>(MW) |
|-------------|---------------------------|-------------------------------|
| EP-Windpark | 21,00                     | 15,00                         |
| EP PV-Park  | 8,00                      | 5,00                          |

*Tabelle 4 - Thermische Erzeugungsleistung am Standort Seibersdorf*

|                                                     | Maximale Leistung<br>(MW) | Durchschnittsleistung<br>(MW) |
|-----------------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| AIT-Gas-Heizkraftwerk (derzeit)                     | 14,00                     | 7,50                          |
| Dezentrale Wärmepumpen an den Gebäuden<br>(geplant) | 4,00                      | 3,00                          |
| Ersatz-Gas Heizkraftwerk (Verbraucher > 100°C)      | 1,00                      | 0,50                          |

*Tabelle 5 - Thermische Verbrauchsleistung am Standort Seibersdorf*

|             | Maximale Leistung<br>(MW) | Durchschnittsleistung<br>(MW) |
|-------------|---------------------------|-------------------------------|
| AIT-Gebäude | 4,00                      | 3,00                          |
| Drittfirmen | 5,50                      | 4,50                          |

Aus Tabelle 1 bis Tabelle 5 ist ersichtlich, dass die verfügbaren elektrischen Leistungen derzeit noch ausreichen, jedoch bereits mit, im Bau befindlichen Erweiterungen, die Bestands-Versorgung an vertragliche und technische Limit kommt.

Aus Gesprächen mit dem Betreiber des angrenzenden Windparks ging hervor, dass im Zuge von diversen Ausbauprojekten eine Direktversorgung des Standortes denkbar wäre. Diese Versorgung müsste aber mit konventioneller Technik mit einem soliden Geschäftsmodell erfolgen. Dennoch könnte ein gewisser Teil der Versorgung als DC-System ausgeführt und parallel als Demonstrator-Anlage zu Forschungszwecken ausgeführt werden.

Das Areal bietet für Vorhaben dieser Art ausreichend Platz, es befindet sich vollständig im Besitz des AIT und umfasst etwa eine Gesamtfläche von etwa 1.000.000 m<sup>2</sup>. Von dieser Fläche ist etwa die Hälfte verbaut, der Rest ist als landwirtschaftliche Nutzfläche verpachtet. Von der bebauten Fläche wiederum die Hälfte ist direkt unter AIT-Verwaltung, die zweite Hälfte fällt auf die internationale Atomenergiebehörde (IAEA).

Abbildung 2 zeigt den von AIT direkt verwalteten Teil mit den Umrissen der Bestandsanlagen. Die Fläche beträgt etwa 250.000 m<sup>2</sup>, also rund ein Viertel der Gesamtfläche.

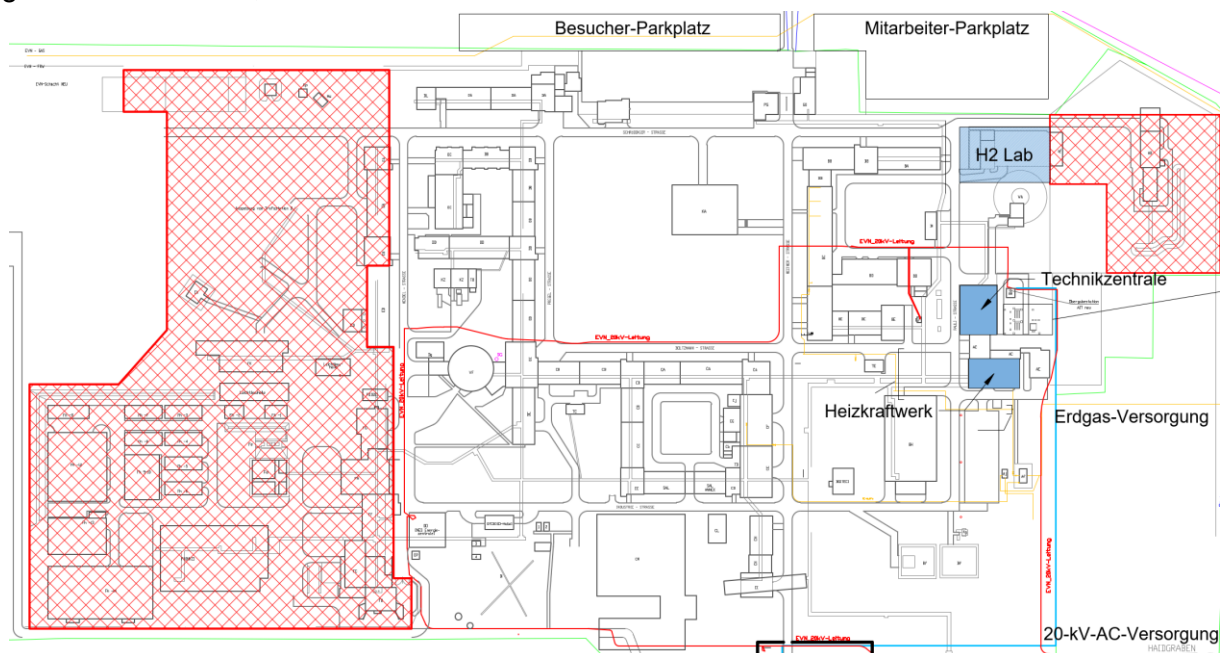


Abbildung 2 - Standort Seibersdorf: Technikplan – Bestandsanlagen

Der Standort besitzt eine AC-Mittelspannungsversorgung, welche ringförmig das Areal umfasst und neue Gebäude dezentral versorgt sowie eine Technikzentrale und ein Heizkraftwerk welche die Wärmeversorgung und Teile der Stromversorgung zentral steuert. All diese Systeme müssen erneuert werden und können in ein Konzept für den DC Hub einbezogen werden.

Abbildung 3 zeigt die bereits genutzten oberirdischen Bereiche des Areals (rot) welche nicht für eine Versuchsanlage herangezogen werden können; Bereiche, welche grundsätzlich frei sind, aber eine Nutzung an Auflagen geknüpft ist (orange); Bereiche, welche für den Zweck der Versuchsanlage mitbenützt werden könnten, aber derzeit eine andere Funktion haben (blau); Und Bereiche, welche für eine Bebauung zur Verfügung stehen (grün);

# Energieforschungsprogramm 2023

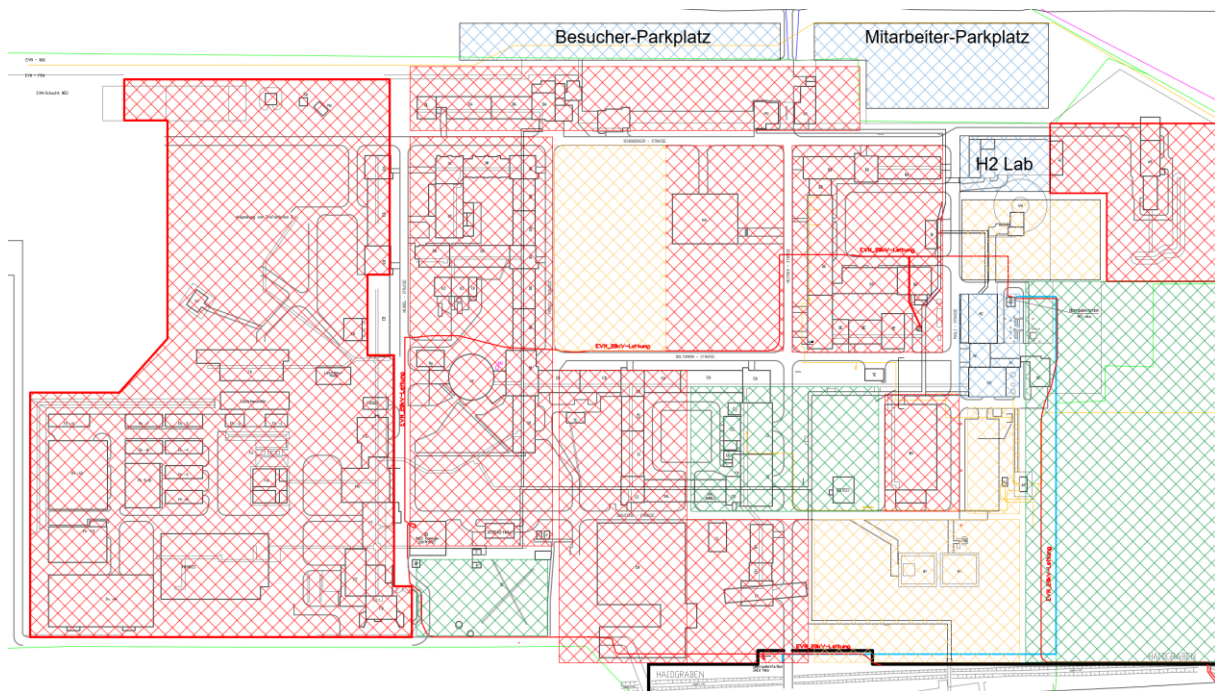


Abbildung 3 - Standort Seibersdorf: Nutzbare oberirdische Fläche (rot – nicht nutzbar, orange – bedingt nutzbar, blau – mitbenutzbar, grün – frei nutzbar)

Die nutzbare oberirdische Fläche (grün, orange und blau) beläuft sich etwa auf 50.000 m<sup>2</sup>. Auf dieser Fläche können prinzipiell noch Versuchsaufbauten und Gebäude errichtet werden, die tatsächliche Umsetzung muss dennoch individuell überprüft werden.

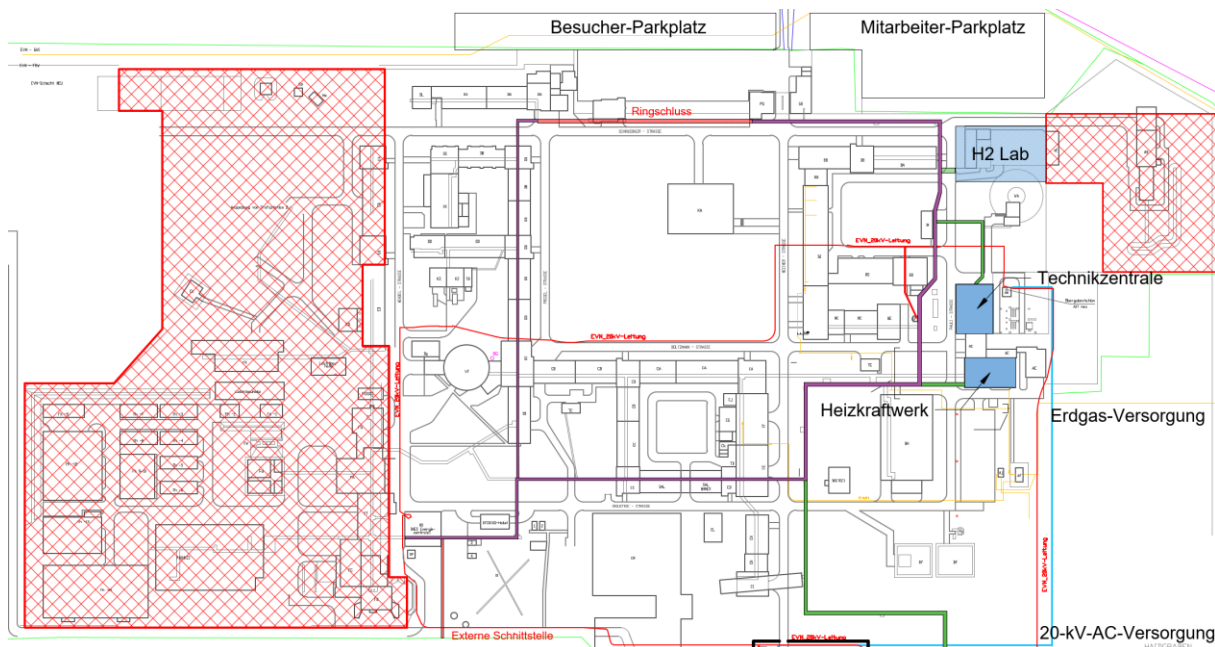


Abbildung 4 - Standort Seibersdorf: Nutzbare Kollektorschächte

Zu den freien oberirdischen Flächen kommt ein ausgedehntes Tunnel-System welches zur Energieverteilung (Elektrizität und Heizenergie) verwendet wird. Diese Kollektor-Gänge sind etwa 2 m breit und 2 m hoch und bieten neben den bestehenden Einbauten noch Platz für zusätzliche Kabel-Systeme.

Abbildung 4 zeigt die für eine MVDC-Versuchsanlage verfügbaren Kollektor-Gänge. Die violett dargestellte Trasse könnte als „Backbone“ unterschiedliche Knotenpunkte am Standort verbinden und ist vollständig aufgeschlossen. Grüne Bereiche stellen Verbindungen dar, die geplant oder vorhanden sind aber für eine Einbindung technisch angepasst werden müssen.

Rote Bereiche müssen vollständig neu errichtet werden; Dazu zählen etwa der Ringschluss und die externe Schnittstelle, welche für die in Kapitel 4.1 beschriebenen Varianten notwendig werden.

Die Rahmenbedingungen stellen gemeinsam mit den Anwendungsfällen im folgenden Kapitel die Basis für das Umsetzungskonzept in Kapitel 4 dar.

## 3 Ziele und Anwendungsfälle der Demonstrator-Anlage

Da ein Vorhaben wie DC Hub Austria hohe Investitionskosten und großen planerischen Aufwand verursacht und darüber hinaus Teile der Technologie noch nicht marktreif sind, wird eine duale Umsetzungs-Strategie verfolgt, welche die folgenden Ziele verfolgt.

- Forschungs- und Prüfinfrastruktur errichten und wirtschaftlich betreiben.
- Den Energie-Autarkiegrad sowie die Nutzung von regionalen erneuerbaren Energiequellen erhöhen.
- Die Energiekosten des Standorts senken.

Um diese Ziele zu erreichen können einerseits Eigenentwicklungen und damit zusammenhängende Forschungsprojekte mit Partnern dazu genutzt werden um Schlüsselkomponenten (Umrichter, Schalter, Elektrolyseur etc.) bis zum Vorserien-Stadium zu bringen. Andererseits soll durch Kooperation mit Geschäftspartnern die Energieversorgung am Standort zukunftssicher umgestaltet werden.

Diese beiden Umsetzungs-Pfade werden von AIT thematisch und organisatorisch abgestimmt und sollen gemeinsam mit Partner-Unternehmen schrittweise umgesetzt werden.

### 3.1 Forschungspfad

Im Forschungspfad wird eine Finanzierung über geförderte Forschungsprojekte angestrebt, der primäre Fokus ist Wissensgewinn und Weiterverbreitung durch Kooperation mit Gewerbe und Industrie.

Die folgenden Anwendungsfälle konnten vorab durch Gespräche mit Stakeholdern und Forschungspartnern sowie einer Marktrecherche identifiziert werden.

#### 3.1.1 Entwicklung der DC-Terminals mit neuartigen Komponenten

AIT-interne Entwicklungen unter anderen aus den Projekt MEDUSA DC-Mega-Charger [2] [3] im Speziellen, ein modularer Feststoff-Transformator (engl.: Solid-State-Transformer, SST) sollen für einen Probetrieb im Feld weiterentwickelt werden. Die SST-Module, in der aktuellen Ausführungsform haben eine Nennleistung von 40kW und transformieren 1,5 kV auf etwa 2,5 kV. Durch parallele Verschaltung am



Eingang und serielle Verschaltung am Ausgang können im Verbund hohe DC-Spannungen erreicht werden. Es muss jedoch die Anlagen-Technik auf diese hohen Spannungen ausgelegt werden. Für den Betrieb an MVDC-Leitungen ist als erste Betriebsspannung etwa 10 kV unipolar vorgesehen. Dies kann durch die Verbindung von 4 bis 5 Modulen erreicht werden. 160 – 200 kW können so transformiert werden. In der Theorie können diese Einheiten beliebig seriell oder parallel geschaltet werden, und so auch höhere „Mittelspannungen“ erreicht werden. Will man etwa 30 kV bipolar (ca. 1 MW) erreichen muss aber die gesamte Schaltungstechnik auf dieses System ausgelegt werden. Isolationsabstände, Teilentladungsverhalten etc. werden dann Teil der Überlegungen auf Anlagenebene, welche wiederum Rückwirkungen auf die Leistungselektronik-Gruppen haben können.

Um also ein DC-Terminal für ein MVDC-Netz zu entwickeln, ist es vorteilhaft, wenn eine minimale Netzkonfiguration (Punkt-zu-Punkt) vorhanden ist. Ein Aufbau einer entsprechenden Konfiguration wird als Basis für alle weiteren Untersuchungen angesehen.

### 3.1.2 Entwicklung von Betriebs- und Schutzkonzepten für DC-Netze

Betriebs- und Schutzkonzepte für DC-Systeme sind derzeit im Niederspannungsbereich in Arbeit (ODCA [4]), CurrentOS [5]. Diese Vorstandards basieren auf Erkenntnissen aus LVDC-Demonstrator-Anlagen. Mittelspannungs-DC-Systeme haben über weite Bereiche andere betriebliche und schutztechnische Anforderungen. Darüber hinaus sind, aufgrund der leistungselektronischen Kopplung im Vergleich zu AC völlig andersartige DC-Schutzkonzepte möglich.

Für eine praktische Umsetzung eines effektiven Schutzkonzept ist eine Minimal-Netzkonfiguration (3 Knotenpunkte) nötig. Bis auf wenige Ausnahmen (RWTH Aachen [6], Angle-DC [7]) sind derzeit keine DC-Mittelspannungsnetze in Europa verfügbar, welche Schutzkonzepte mit neuen Umrichter-Technologien in dem notwendigen Umfang testen können.

Die aus Kapitel 3.1.1 verfügbaren Terminals könnten ein 3-Punkt-Basis-Netz zur Erarbeitung von Schutzkonzepten in folgenden Forschungsprojekten bieten.

### 3.1.3 Kabel- und Armaturen-Prüfungen

Die DC-Technologie hat gegenüber der AC-Technologie einen markanten Vorteil. Eine Übertragung mit DC ist wesentlich verlustarmer als mit AC, die Unterschiede sind signifikant (bis zu 5-fach höhere übertragene Leistung gegenüber AC-Leitungen sind möglich, siehe Kapitel 6). Dieser Effizienzgewinn rührt hauptsächlich davon, dass Leitungen bei gleichbleibender Isolation mit höherer Spannung betrieben werden können. D.h. Standard-AC-Kabel können mit 55 kV DC anstatt mit einer Nennspannung von 20 kV AC betrieben werden. Der Rest des Effizienzgewinns erklärt sich durch den Wegfall von Strom-Sättigungseffekten (Skin- bzw. Proximity-Effekt) im Leiter.

Dieser Effizienzgewinn wurde in diesem Maßstab bereits in Labor-Tests (siehe Kapitel 6) mehrfach nachgewiesen. Evaluierungen im Real-Betrieb fehlen aber noch größtenteils. Hier könnten eine physikalische Umsetzung wichtige Beiträge zur Validierung von Modellen und Erstellung von Normen leisten.

## 3.1.4 Interoperabilität von Komponenten im System

Ein operativer Netzbetrieb von DC-Systemen erfordert ein Zusammenspiel von Komponenten und Subsystemen unterschiedlicher Hersteller. Eine Kompatibilität wird in AC-Netzen durch umfassende Normenwerke und Betriebsführungsvorgaben erzielt. Die Vorgaben sind in vielen Fällen nicht direkt auf DC-Netze anwendbar. Das führt zu Normungslücken und zu Einführungs-Hemmnissen von neuen Produkten.

Eine Demonstrator-Anlage könnte Betriebserfahrung für Normungs-Experten und Betriebspersonal bieten. Darüber hinaus können unterschiedliche Systeme auf ihre Interaktion im Betrieb getestet werden.

## 3.1.5 Systemintegration von neuen Energietechnologien

Nachdem in der Demonstrator-Anlage ein Netzbetrieb etabliert wurde (mindestens 3-Knotenpunkte), können systemische Aspekte wie etwa Effizienzgewinn durch Reduktion der Umwandlungsverluste bei Ankopplung von DC-nativen Systemen (Batterie, Elektrolyseur oder Brennstoffzellen) untersucht werden (Stichwort: Sektorkopplung)

## 3.2 Geschäftspfad

Eine Umsetzung eines Projekts dieser Größe erfordert signifikante Investitionen, es müssen also unabhängig von beantragten Forschungsgeldern weitere Geschäftsmodelle in Betracht gezogen werden, welche eine Umsetzung unterstützen. Bei der Umsetzung müssen diese Vorhaben dem Stand der Technik entsprechen, um Rechtssicherheit für einen kommerziellen Betrieb zu gewährleisten. Dies wiederum bedeutet, dass keine Prototypen (wie etwa MVDC-Komponenten) verwendet werden können. Es können jedoch sehr wohl Vorkehrungen für eine temporäre oder nachträglich Integration dieser Technologie getroffen werden (z.B.: Bereitstellen eines DC-Abgriffes im Zwischenkreis des Vollumrichters eines Windgenerators).

Direkte Gespräche mit Interessensvertretern haben die folgenden Kooperationsmöglichkeiten ergeben.

### 3.2.1 Energiegemeinschaft mit regionalem Erzeuger

Wenn eine technische Anbindung des umliegenden Wind- und/oder PV-Parks erreicht werden kann eröffnen sich Möglichkeiten der Direktversorgung des Standorts via Energiegemeinschaft.

Eine Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (GEA) oder lokale Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft (EEG) erscheinen als rechtlich und technisch plausibel umsetzbar. Ein Betrieb ohne Pufferspeicher erscheint aber wirtschaftlich wenig lukrativ.

### 3.2.2 Beteiligung an Netz-Energiespeichersystem

Der Forschungskernreaktor am Standort wurde stillgelegt, damit wurde auch die 110-kV-Anspeisung des Standorts rückgebaut. Die Freileitungs-Trasse ist jedoch noch vorhanden.

Durch eine Kooperation mit dem Wind- und PV-Parkbetreiber könnte dieser Netzknoten wieder reaktiviert werden. Die umliegende Wind- und PV-Energie (~20 MW) könnte so über den Standort direkt an das 110-

kV-Netz angeschlossen werden. Somit würde das, sich an der (Einspeise-)Kapazitätsgrenze befindende, regionale Umspannwerk entlastet. Zudem wäre eine Errichtung eines Batterieenergiespeichersystems zur Netzstützung möglich, welche eine Rentabilität der Netzanbindung signifikant erhöhen würde.

### **3.2.3 Bereitstellung von Wärmeenergie an Drittfirmen**

Derzeit wird die Wärmeenergie für die Gebäudeheizung und thermischen Prozesse zentral durch ein Erdgas-befeuertes Heizkraftwerk (siehe Tabelle 4) erzeugt und über (durch die Kollektor-Gänge) laufendes Nahwärmenetz verteilt. Sowohl das Kraftwerk als auch das Wärmenetz sind veraltet und ineffizient. Zudem wird ein Ausstieg aus Erdgas als Energieträger und eine Umstellung auf erneuerbare Quellen für den gesamten Standort angestrebt.

### **3.2.4 Wasserstoff-Erzeugung und Verbrauch**

Wird am Standort eine Elektrolyse-Anlage errichtet, ermöglicht dies eine Erzeugung von Wasserstoff durch erneuerbare Energieträger. Mit dem H2 Lab wird bereits eine Basis-Infrastruktur für Wasserstoffnutzung bereitgestellt. Eine direkte Nutzung von Wasserstoff am Standort wäre zur Erzeugung von Heiz- und Prozesswärme denkbar.

Eine direkte Wasserstoff-Speicherung am Standort zum saisonalen Ausgleich scheint aufgrund der hohen Kosten von Speicher-Tanks derzeit als wenig lukrativ. Falls eine Umstellung der Erdgas-Hauptleitung teilweise oder vollständig auf Wasserstoff erfolgt, würde sich aber eine Vermarktung bzw. ein Ausgleich durch das Netz anbieten.

### **3.2.5 Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen**

AIT und IHS betreiben Prüfanlagen unter anderem für elektrische Energiesysteme und Komponenten. Eine Reihe von Prüfdienstleistungen wird bereits jetzt für AC- und DC-Technologien angeboten. LV- und MVDC-Prüfinfrastruktur speziell für eine breite Markteinführung ist weder in Österreich noch in Europa breit verfügbar. Wird ein DC-Backbone realisiert, können die DC-Quellen direkt an die Prüfinfrastruktur gebunden werden.

### **3.2.6 Nutzung als Schulungsanlage**

Durch Kooperationen mit Netzbetreibern, Interessensvertretern und Normungsinstituten können Schulungs- und Trainingsprogramme für Installateure und Betriebspersonal angeboten werden. DC-Systeme sind derzeit in ihrer Anwendung örtlich begrenzt bzw. nur in spezialisierten Anwendungen zu finden (DC-Zwischenkreise). Konventionelle AC-Technik überwiegt auch in Lehr- und Ausbildungsprogrammen. Durch dezidierte Trainings-Infrastruktur kann eine Einführung dieser neuen Technologie unterstützt werden.

## 4 Umsetzungskonzept

Die in Kapitel 3 beschriebenen Anwendungsfälle können am Standort behandelt werden, wenn die Infrastruktur dafür umgesetzt wird. Aus den Rahmenbedingungen (Kapitel 2) und den Zielen (Kapitel 3) ergibt sich folgende Vorgehensweise für die bauliche und betriebliche Umsetzung.

Das ambitionierte Ziel alle beschriebenen Forschungsthemen in einer Anlage zu vereinen kann aufgrund der Komplexität nicht in einem Gesamtprojekt umgesetzt werden. Deshalb wird für die Umsetzung eine schrittweise Erweiterung vorgeschlagen und das Projekt in Phasen eingeteilt.

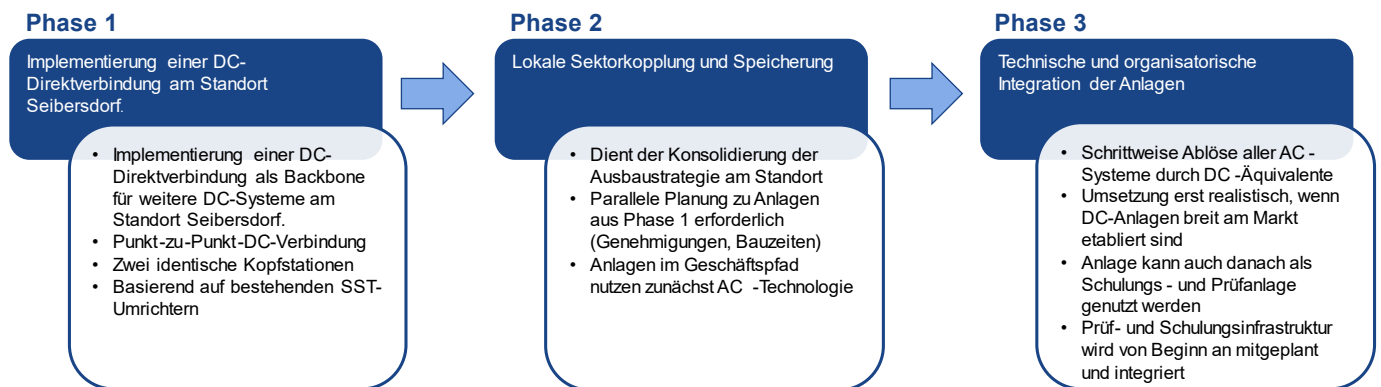


Abbildung 5 - Die schrittweise Umsetzung des Gesamtvorhabens (Phasenplan)

### 4.1 Phase 1: DC-Direktleitung

Als erster Schritt zu einer Realisierung eines DC-Systems am Standort Seibersdorf wird eine DC-Direktverbindung angesehen. Eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung mit zwei identische Kopfstationen, entwickelt auf Basis der vorhandenen SST-Umrichter-Komponenten.

Zwei grundsätzliche Varianten sind denkbar: Die Minimalvariante mit beiden Kopfstationen innerhalb des Standortes und eine Variante bei der eine Kopfstation direkt am Ort des als Quelle genutzten PV-Parks errichtet wird.

Als Senke soll eine im Projekt Medusa DC-Mega-Charger entwickelte LKW-Ladestation genutzt werden. Ein stationäres Batteriespeichersystem dient als Puffer zur Stabilisierung der Energieübertragung.



## 4.1.1 Variante 1: Minimalvariante – Direktleitung am Standort

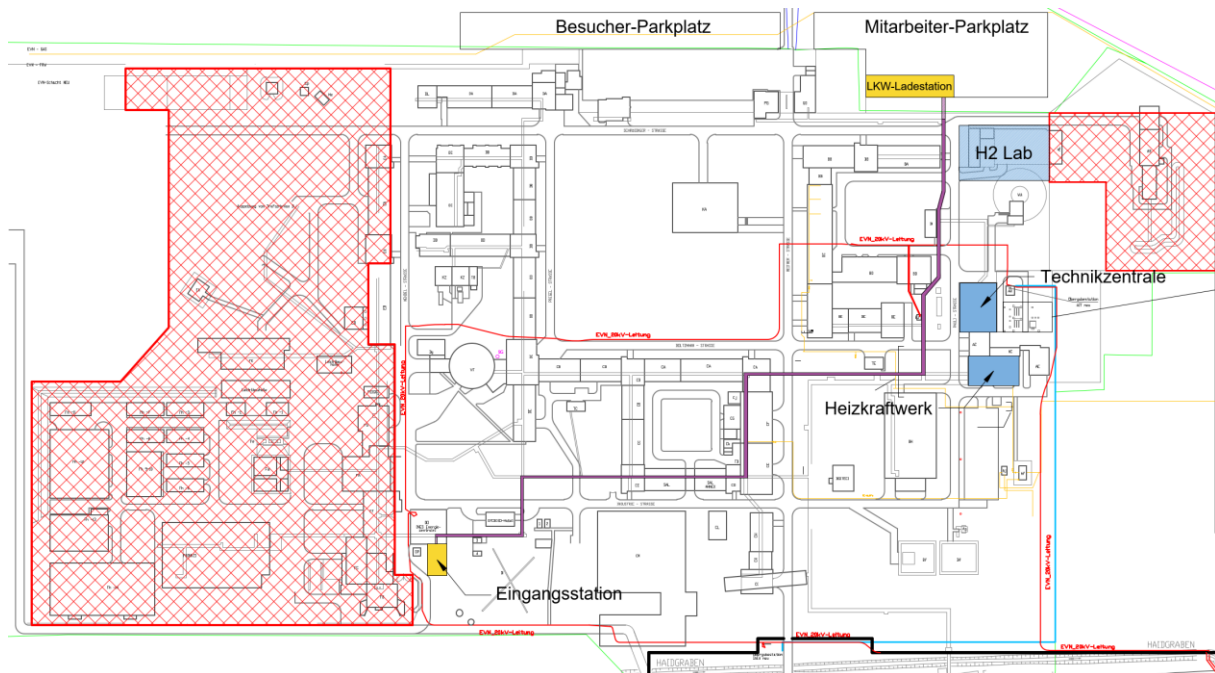


Abbildung 6- Phase 1: Minimalvariante - Direktleitung am Standort

Abbildung 6 zeigt eine mögliche Ausführungsvariante direkt am Standort. Die Kopfstation zur Transformation auf MVDC ist in der Eingangsstation an das AC-Netz-Versorgungsnetz mit einem vorgelagerten AC/DC-Wandler angeschlossen. Das Kabel zur Übertragung wird über die Kollektorgänge zum Mitarbeiter-Parkplatz geleitet. Ladestation und Pufferspeicher befinden sich in einem Container am Parkplatz. Diese Variante kann unabhängig von Forschungsprojekten oder Kooperationen gebaut und betrieben werden und dient rein zur Erprobung der Technologie.

Schätzkosten: 500.000 € (bei Verwendung von bestehenden Komponenten)

Umsetzungsdauer: 1 Jahr (nur für Testbetrieb)

## 4.1.2 Variante 2: Direktleitung zum regionalen PV-Park



Abbildung 7 - Phase 2: Ankopplung an den regionalen PV-Park

## Energieforschungsprogramm 2023

Eine Kooperation mit dem lokalen Wind- und PV-Parkbetreiber würde eine direkte Übertragung von PV-Quelle zur Ladestation als Senke ermöglichen.

In Abbildung 7 ist der mögliche Leitungsverlauf vom PV-Park zum Standort Seibersdorf dargestellt. Die Kopfstation zur Transformation auf MVDC würde von der Eingangsstation direkt zum PV-Park verlegt werden. Somit würde die MVDC-Verbindung etwa 5 km lang werden und typische Leitungslängen im Mittelspannungsnetz besser repräsentieren. Es wäre zudem eine Demonstration eines komplett auf DC-basierenden Übertragungssystems von Quelle zur Senke möglich.

Schätzkosten: 1.000.000 € (bei Verwendung von bestehenden Komponenten)

Umsetzungsdauer: 2 Jahre

### 4.1.3 PKW-Ladepark als weiterer Knotenpunkt zum Ausbau als DC-Netz

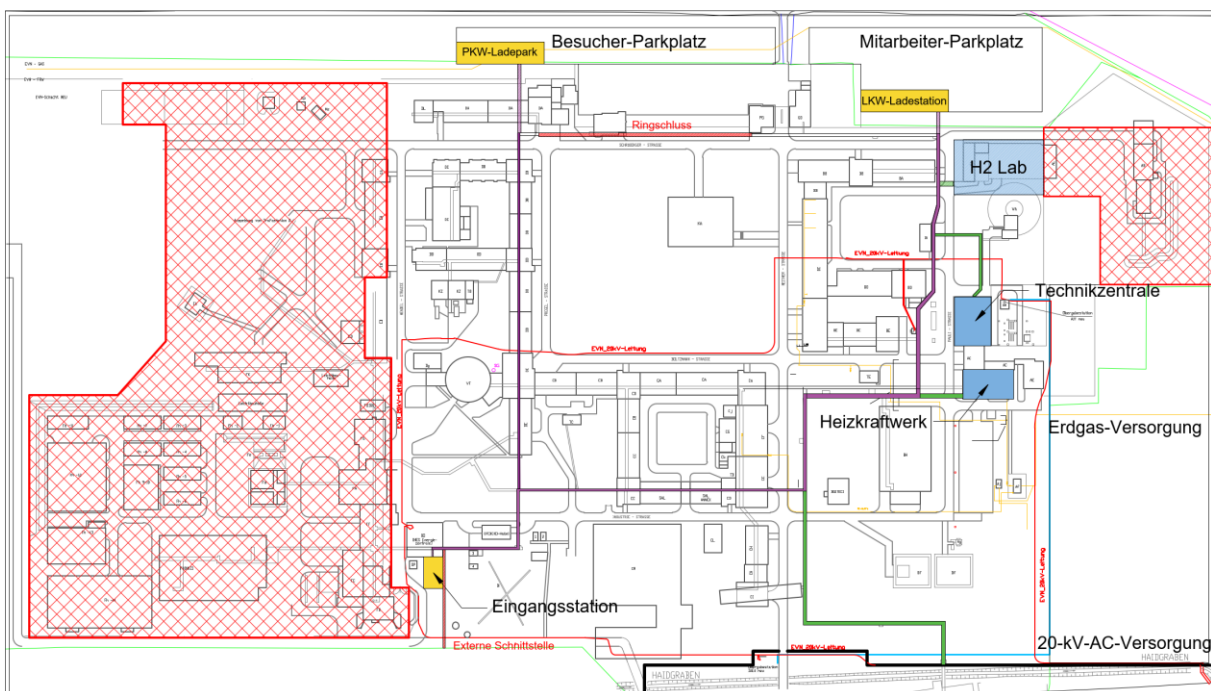


Abbildung 8 - PKW-Ladepark als weiterer Knotenpunkt

Auf dem Weg zu einem DC-Netz könnte ein PKW-Ladepark am Besucher-Parkplatz des Standorts realisiert werden. Aufgrund der Modularität des SST-Systems kann eine gleiche Leistung auf mehrere Ladepunkte aufgeteilt werden, somit sind nur geringe Anpassungen für diesen weiteren Knoten notwendig. Das System kann durch eine Kooperation eines Lade-Dienstleisters auf AC-Basis umgesetzt werden, da der Ladepark öffentlich zugänglich ist. Eine spätere DC-Integration soll hier mitgeplant werden.

Schätzkosten: 1.500.000 € (Auslagerung auf externen Betreiber, AC-Betrieb mit Möglichkeit zur DC-Ankopplung)

Umsetzungsdauer: 6 Monate

## 4.1.4 AC-Netzanbindung als weiterer Knotenpunkt

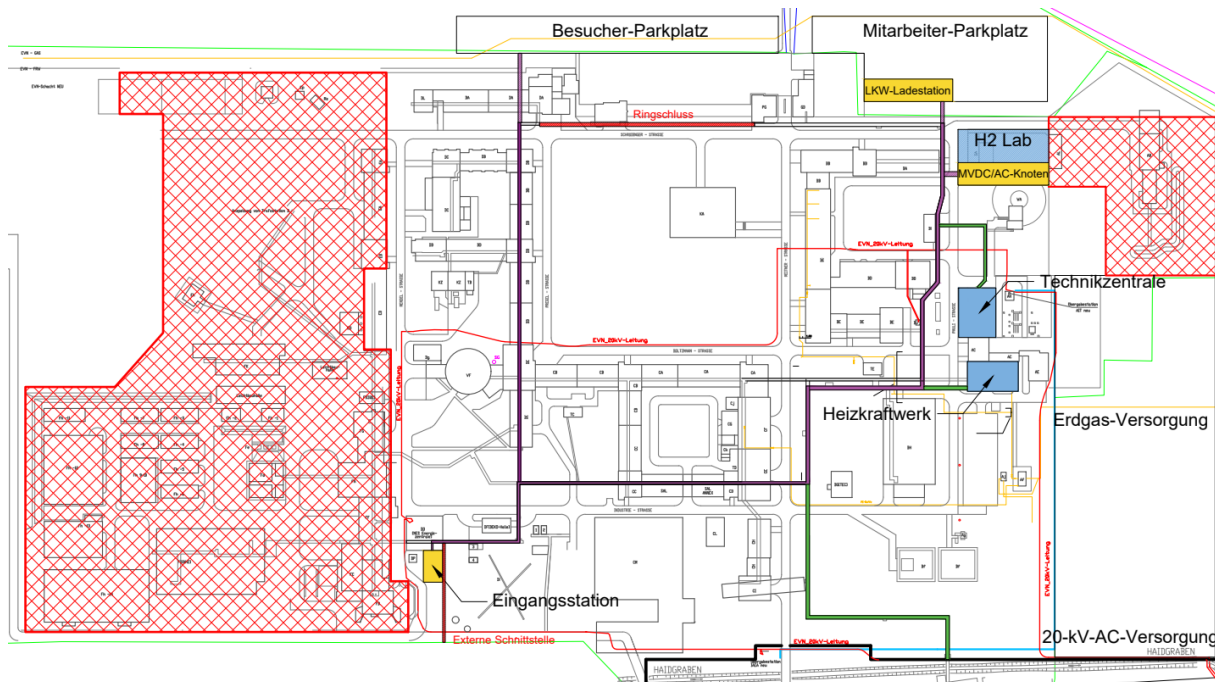


Abbildung 9 - AC-Netzanbindung als weiterer Knotenpunkt

Das H2 Lab besitzt für den Laborbetrieb eine 20-kV-AC-Anspeisung und bietet Platz für weitere Mittelspannungsfelder. Hier könnte ein weiterer MVDC-Knotenpunkt errichtet werden, um das DC-Netz mit dem AC-Netz zu koppeln. Wird auch der Knotenpunkt am PKW-Ladepark umgesetzt, ergibt sich ab diesem Zeitpunkt die Möglichkeit eines DC-Ringschlusses und somit weitere Untersuchungen von Betriebsstrategien von DC-Netzen. Dieser Knotenpunkt wäre eine Möglichkeit ein System eines Forschungspartner zu verwenden und so den Weg zu Integrationstests zu ebnen.

Schätzkosten: 1.000.000 € (Auslagerung auf externen Forschungspartner, SST-System des Partners für Interoperabilitätstests)

Umsetzungsdauer: 2 Jahre

## 4.1.5 LVDC-Demonstrator-Netz als weiterer Knotenpunkt

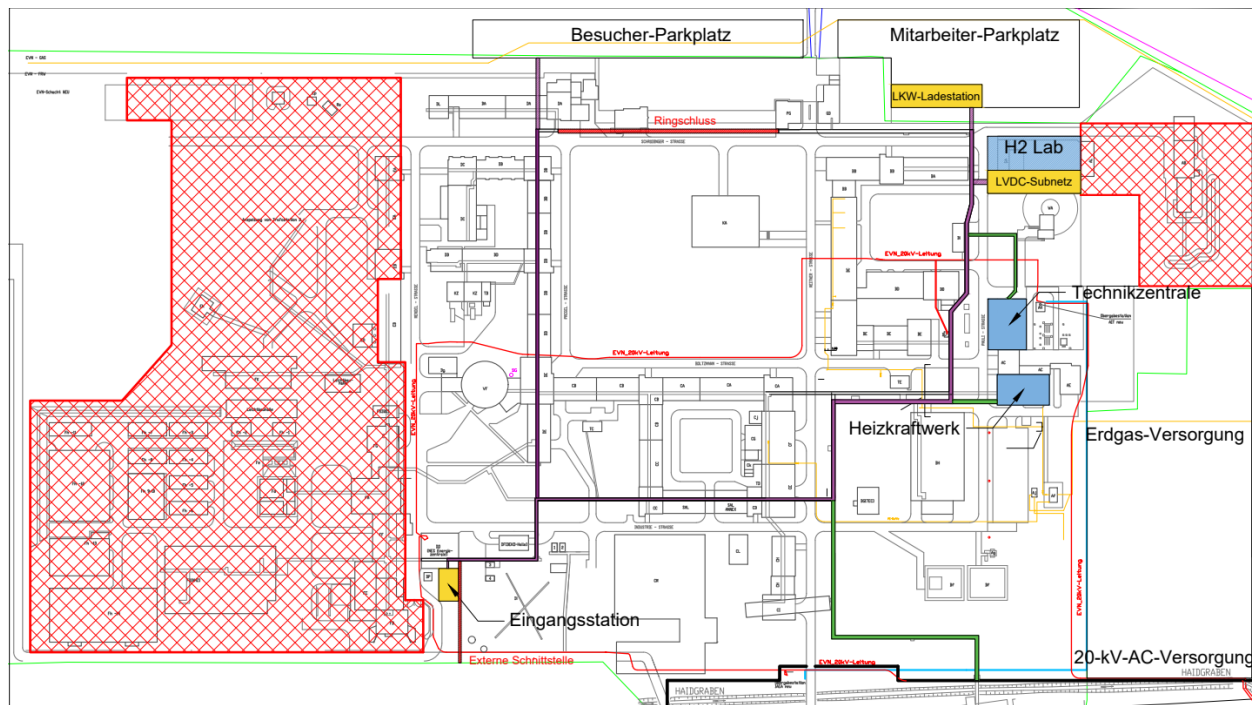


Abbildung 10 - LVDC-Demonstrator-Netz als weiterer Knotenpunkt

Im Projekt ADC Pilot Factory [1] wird ein LVDC-Demonstrator-Netz gebaut (etwa 150 kW). Es ist geplant nach Abschluss des Projekts die Komponenten am Standort Seibersdorf weiter zu verwenden. Dazu bietet sich ebenfalls das H2 Lab mit Platz für MV- und LV-Schaltanlagen an. Das H2 Lab beinhaltet ebenfalls eine Demonstrator-Anlage für Wasserstoff-Elektrolyseure und Brennstoffzellen (ca. 30 kW) mit Anbindung an eine PV-Anlage. Das System basiert derzeit auf AC-Technologie, mit der Integration des LVDC-Demonstrators können die Wasserstoff-Systeme direkt auf DC-Ebene angeschlossen werden. Das LVDC-Netz kann wiederum direkt an das MVDC-Netz angeschlossen werden. Infolgedessen kann auch die Interaktion mit einer lokalen Verteilung erprobt werden.

Schätzkosten: 200.000 € (Komponenten bereits vorhanden und Platz zur Integration eingeplant)

Umsetzungsdauer: 6 Monate

## 4.2 Phase 2: Lokale Sektorkopplung und Speicherung

Diese Phase setzt die Umsetzung von Phase 1 nicht voraus. Vielmehr markiert sie eine Konsolidierung der Ausbaustrategie am Standort. Es ist anzunehmen, dass aufgrund von Genehmigungsprozessen und Bauzeiten diese Anlagen parallel zu Phase 1 geplant werden müssen. Darüber hinaus werden Anlagen im Geschäftspfad auf AC-Technologie zurückgreifen müssen, da sonst eine Umsetzung und vor allem ein rechtssicherer Betrieb erschwert würde. Eine spätere DC-Anbindung soll aber in allen Fällen mitgeplant werden.



## 4.2.1 DC-Direktanbindung an einem oder an mehreren Windturbinen

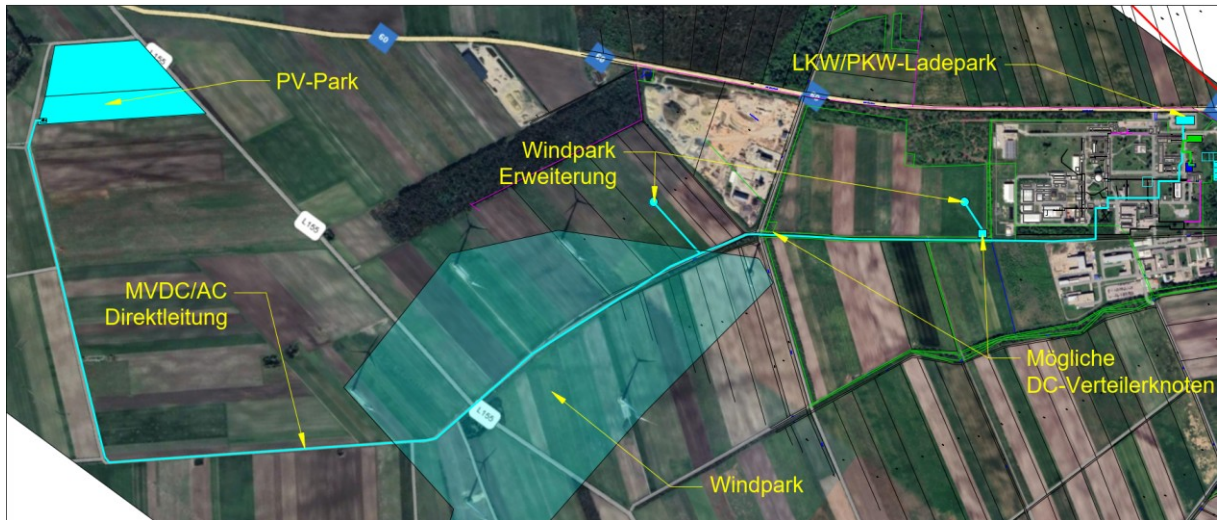


Abbildung 11 - DC-Direktanbindung an einem oder an mehreren Windturbinen

Der angrenzende Windpark soll erweitert werden, unter anderem ist ein Windrad am AIT-Grund geplant. Der Betreiber würde sich bereit erklären, wenn dies vom Hersteller unterstützt wird, einen Umrichter der Windturbine „DC-ready“ auszuführen. D.h. der DC-Zwischenkreis des Generator-Umrichters soll für eine DC-Anbindung zugänglich gemacht werden. Die geplante Windturbine am AIT-Grund scheint dafür am besten geeignet, es könnte eine weitere Station zur Anbindung an das MVDC-Netz in unmittelbarer Nähe errichtet werden. Damit könnte die Leistung im System signifikant erhöht werden (+ 6 MW) und regionale Strukturen getestet werden.

Schätzkosten: 200.000 € (Wenn DC-Anbindung vorbereitet, nur Schutztechnik notwendig)

Umsetzungsdauer: 6 Monate

## 4.2.2 Batteriespeicher als Puffer für PV-Anlage

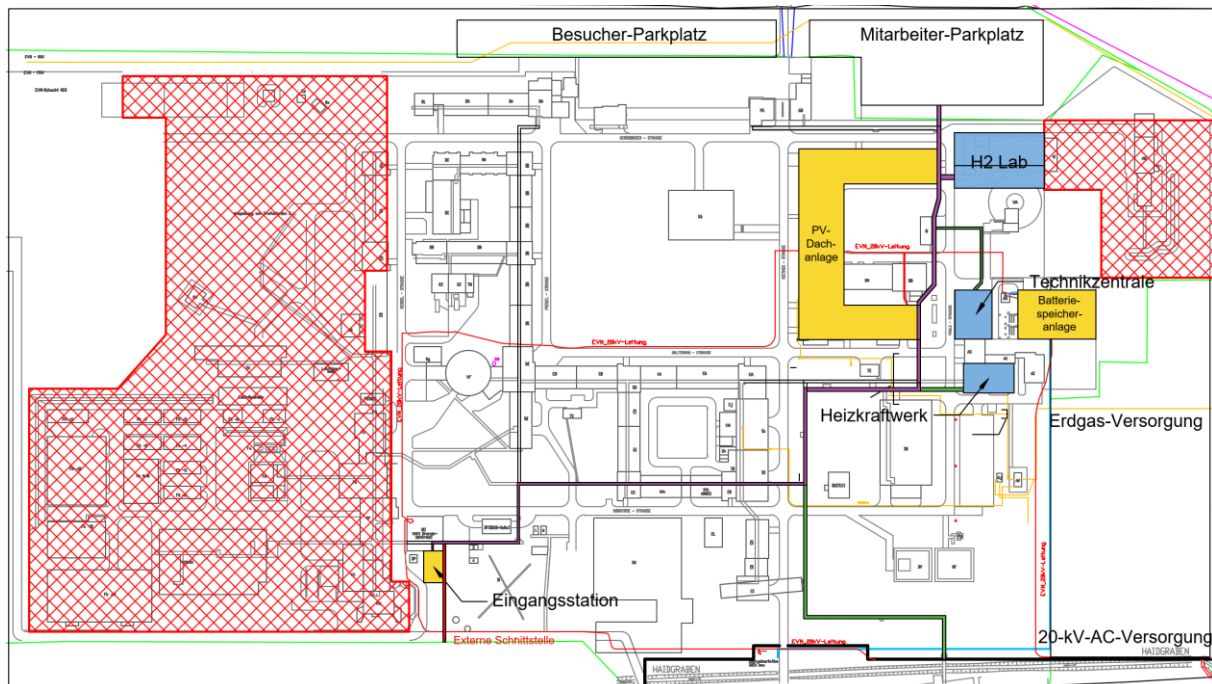


Abbildung 12 - Batteriespeicher als Puffer für PV-Anlage

Derzeit besitzt der Standort eine PV-Anlage (400 kW) verteilt über mehrere Gebäude und dezentral über AC ans Netz angeschlossen. Dies reicht aus, um die mittlere Last der AIT-Verbraucher auszugleichen. Es stünde jedoch viel mehr Dachfläche am Standort für PV zur Verfügung. Aufgrund einer Einspeiselimittierung am Netz wurde aber von einer größeren Anlage abgesehen. Ein Pufferspeicher könnte den Eigennutzungsgrad am Standort erhöhen.

Am Standort würden zudem weit größere Abnehmerleistungen zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 2). Diese sind aber technisch und vertraglich von den AIT-Anlagen getrennt. Eine Energiegemeinschaft mit gemeinsamer Speichernutzung von den Firmen am Standort wäre denkbar um 100 % der Dachfläche für PV zu nutzen.

Schätzkosten: 1.000.000 € (Ohne PV-Erweiterung)

Umsetzungsdauer: 1 Jahr

## 4.2.3 Netzdienlicher Groß-Batteriespeicher

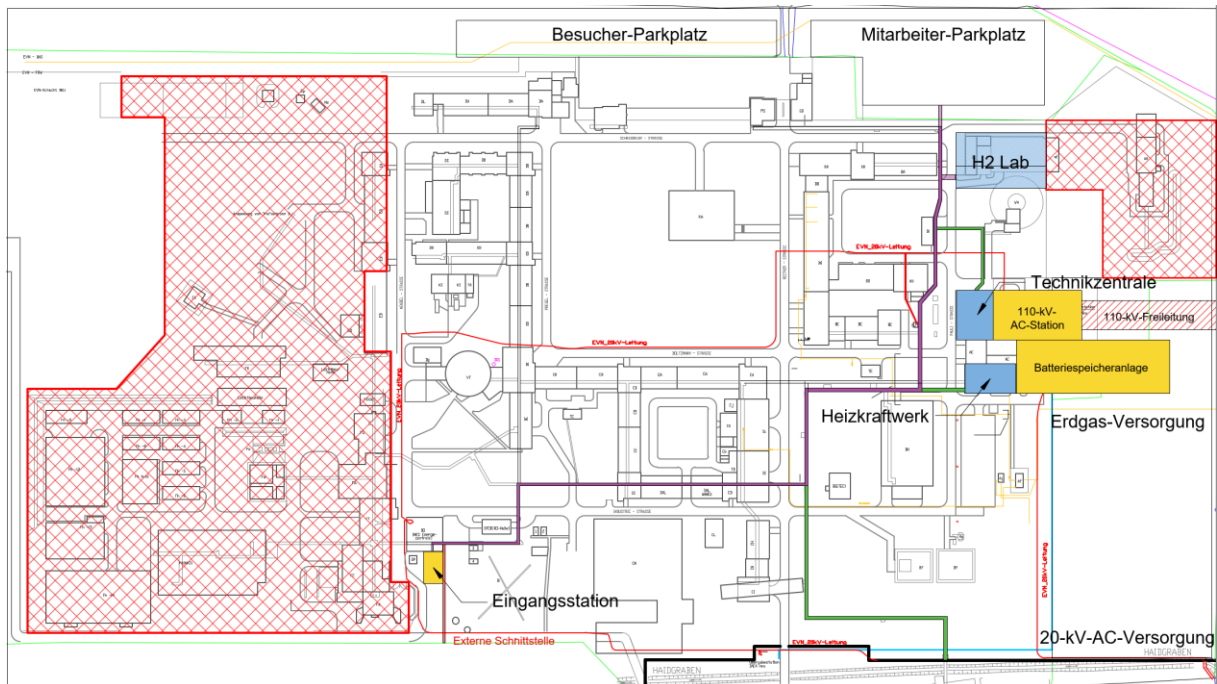


Abbildung 13 - Netzdienlicher Groß-Batteriespeicher

Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, kann einerseits die stillgelegte 110-kV-Anbindung wieder aufgebaut werden, um die lokale Windenergie direkt ans Hochspannungsnetz zu koppeln und somit Engpässe zu umgehen und andererseits eine Batteriespeicheranlage zur Pufferung und Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie für das Netz zu betreiben. Auf der Verbraucherseite kann der MVDC/AC-Verbindungs-Knoten angebunden werden und somit das MVDC-Netz gestützt werden ohne Einschränkungen für den Betrieb am öffentlichen Netz in Kauf nehmen zu müssen. Eine Energiegemeinschaft und Erweiterung der PV-Anlage des Standorts wie in Kapitel 4.2.2 wäre zudem ebenfalls machbar.

Schätzkosten: 25.000.000 € (inkl. 110-kV-Station)

Umsetzungsdauer: 3 Jahre

## 4.2.4 Brennstoffzelle/Elektrolyseur als saisonaler Speicher mit H2-Blending zur Wärmeversorgung

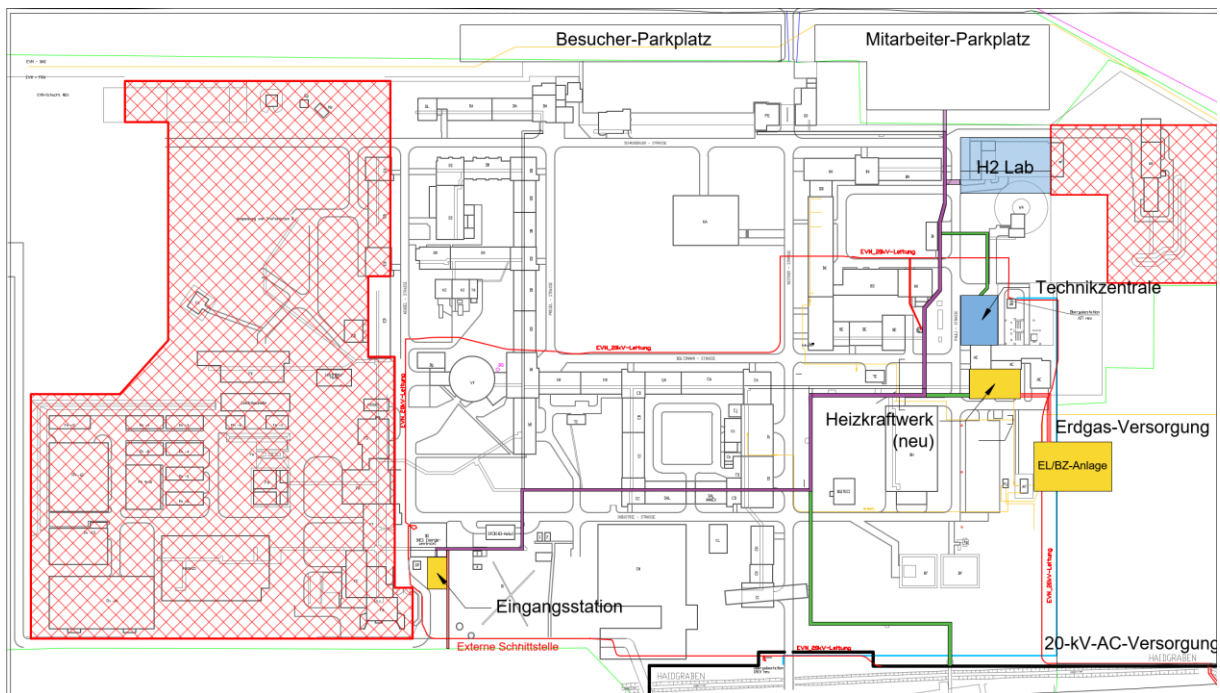


Abbildung 14 - Brennstoffzelle/Elektrolyseur als saisonaler Speicher mit H2-Blending zur Wärmeversorgung

Wie in Kapitel 2 dargestellt, benötigt AIT und am Standort ansässige Drittfirmen signifikante Mengen und Wärmeenergie für Gebäudeheizung und Prozesse. Das Wärmeversorgungssystem am Standort ist veraltet. Eine Erneuerung ist bereits in Planung. Die derzeit wirtschaftlichste Variante sieht eine dezentrale Versorgung durch Niedertemperatur-Wärmepumpen (Tiefensonden) vor. Ein solcher Umbau würde den Energiebedarf auf der elektrischen Seite erheblich erhöhen (ca. + 3 MW elektrisch) und einen Ausbau der AC-Versorgung mit sich ziehen. Zudem ist ein Restbedarf von Prozesswärme ( $> 90^{\circ}\text{C}$  Vorlauftemperatur) ist am Standort vorhanden, dieser kann nicht mit den geplanten Niedertemperatur-Systemen bereitgestellt werden. Eine Ersatzversorgung ist deshalb notwendig. Derzeit ist vorgesehen ein neues kleineres Gasheizsystem anzuschaffen um die Leistung (600 kW thermisch) für Prozesswärme bereitzustellen. Bei der Anschaffung kann berücksichtigt werden, dass das System mit Wasserstoff und Erdgas betrieben werden soll. Damit wäre es möglich mithilfe von Blending den Erdgasverbrauch zu reduzieren und am Ende das Medium vollständig zu substituieren. Parallel dazu kann eine Elektrolyse-Anlage Windenergie in Wasserstoff umwandeln. Ein Wasserstoff-Speicher könnte zudem einen saisonalen Ausgleich sicherstellen (PV und Windenergie im Sommer in Wasserstoff umwandeln, im Winter verheizen).

Schätzkosten: 2.500.000 €

Umsetzungsdauer: 2 Jahre



## 4.2.5 Hochtemperatur-BZ/EL als saisonaler Speicher und Wärmeauskopplung

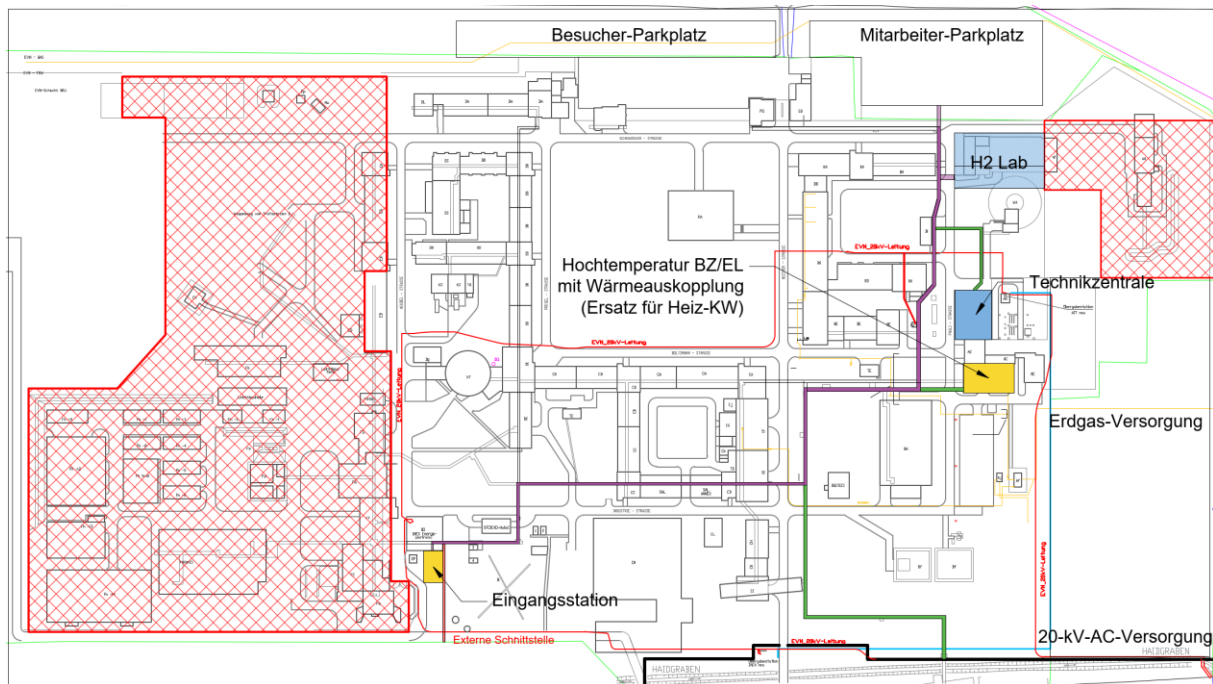


Abbildung 15 - Hochtemperatur-BZ/EL als saisonaler Speicher und Wärmeauskopplung

Ein weitaus eleganterer Ansatz zur Bereitstellung der Hochtemperatur-Restwärme (siehe Kapitel 4.2.4) wäre die Verwendung von Hochtemperatur-Elektrolyseur/Brennstoffzellen-Technologie. Feststoff-Oxid-Systeme (engl.: solid oxide fuel / electrolyser cell, SOFC/SOEC), welche in beiden Modi betrieben und mit Wasserstoff sowie mit Erdgas befeuert werden können würden sich hier besonders eignen. Die Abwärme dieser Systeme fällt etwa bei 600°C an. Eine Ableitung und Nutzung für Prozesse bei 100°C gestaltet sich einfacher als eine Erhöhung von Niedertemperaturwärme (z.B. mit Hochtemperatur-Wärmepumpen). Ein Betrieb dieser Wasserstoff-Systeme könnte wärmegeführt erfolgen, und je nach Bedarf Wasserstoff liefern oder verbrauchen. Entsprechende Systeme sind bereits verfügbar, ein kommerzieller Betrieb muss aber erst geprüft werden. Dementsprechend wird ein Demonstrator mit dem Hersteller von SOF/EC angestrebt. Dieses System soll vorerst für kleine Verbraucher (60 kW) getestet und nach erfolgreichen Probetrieb auf die maximale Größe erweitert werden.

Schätzkosten: 1.500.000 € (nur für Hochtemperatur-Verbraucher, Niedertemperatur durch Wärmepumpen)

Umsetzungsdauer: 4 Jahre (nicht kommerzielle Technik)

## 4.3 Phase 3: Forschungszentrum und Energie-Autarkie

Nachdem die Teilprojekte aus den Phasen 1 und 2 hier zu einem einheitlichen System technisch und organisatorisch zusammengeschlossen werden, können diese schrittweise die AC-Systeme durch DC-Äquivalente ersetzt werden. Es ist davon auszugehen, dass dies erst geschehen kann, wenn DC-Anlagen aus dem derzeitigen Nischendasein breit in Erscheinung treten. Dennoch kann die Anlage auch nach einer breiteren Einführung von DC-Systemen noch als Schulungs- und Prüfanlage genutzt werden. Die

Infrastruktur dafür soll kontinuierlich mitgeplant in die bestehenden Anlagen integriert werden, um später Prüfdienstleistungen bereitstellen zu können.

## 4.3.1 Prüffeld für MVDC-Kabelsysteme

Am Standort Seibersdorf soll zusätzlich zu den Bestrebungen ein DC-Backbone zu errichten Prüfinfrastruktur für Komponenten und Systeme mitgeplant werden.

Eine solche Anlage ist ein Prüffeld für MVDC-Kabelsysteme, diese Anlage soll spezifisch für die Durchführung von Hochspannungsprüfungen an MVDC-Kabelsystemen bis zu einer Betriebsspannung von  $U_{DC} = \pm 50 \text{ kV}$  errichtet werden. Die erforderliche Infrastruktur umfasst Einrichtungen zur Energieeinspeisung und Steuerung, Krananlagen, Sicherheitszäune und Sicherheitseinrichtungen sowie die notwendigen Anschluss- und Versorgungssysteme. Das System kann, wie in Abbildung 16 dargestellt, direkt am DC-Backbone errichtet werden, eine DC-Direktversorgung als „Grundlast“ für Dauerversuche ist denkbar. Um jedoch die notwendigen Prüfleistungen (1,5 MW) zu erreichen, muss das Backbone auf diese Leistung mit zusätzlichen Erzeugerknoten gestärkt werden, entsprechend kann eine Vollumsetzung nur in Phase 3 erreicht werden.

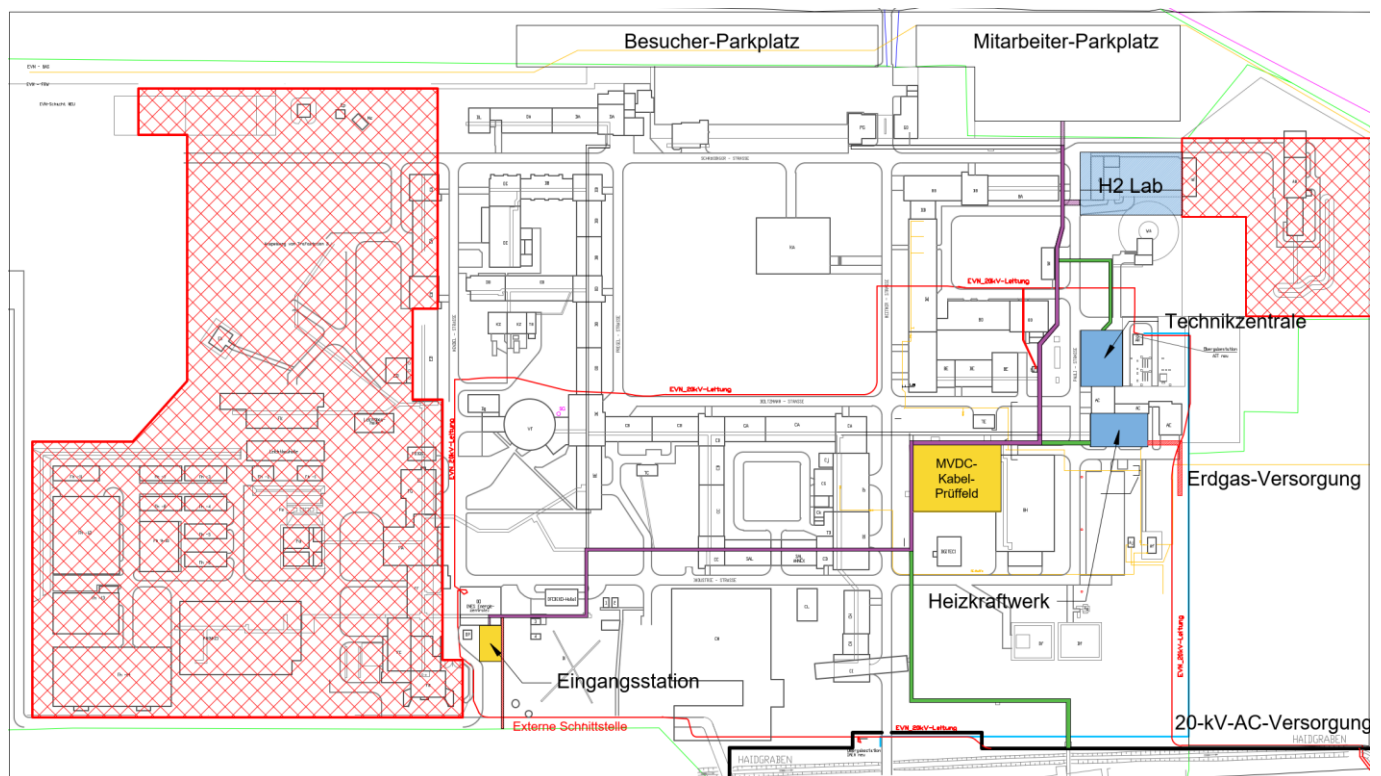


Abbildung 16 - Prüffeld für MVDC-Kabelsysteme

Abbildung 16 zeigt den schematischen Aufbau des DC-Prüflabors mit den wesentlichen Funktionsbereichen. Das Prüflabor umfasst zwei Prüfhallen mit jeweils angrenzenden Freifeldern sowie einen zentralen Bereich, welcher die Schaltwarte, die Einspeisung und die Steuerelektronik enthält. Zwischen den Prüfhallen befindet sich eine Lagerhalle, welche einen Hochspannungsteiler und einen Impulsspannungsgenerator beinhaltet. Jede Prüfhalle ist mit Heizsystemen, den Hochspannungsanlagen sowie Hochspannungsdurchführungen ausgestattet. Das gesamte Prüfgelände, welches zwei

Kabelprüffelder umfasst, weist eine Grundfläche von ca. 30 m x 30 m auf und bietet Platz für die Prüfaufbauten unter Berücksichtigung der Sicherheitsabstände.

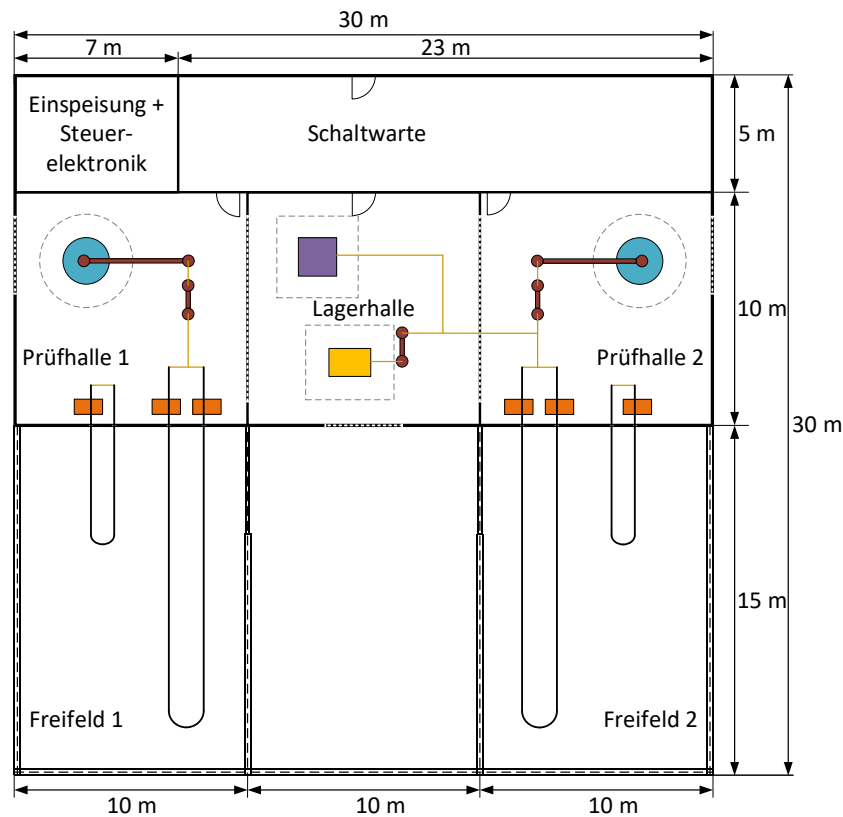


Abbildung 17 - Schematischer Aufbau des DC-Hochspannungsprüflabors

Das Kabelsystem, welches in einem DC-System Anwendung finden soll, muss gleichzeitig einer elektrischen und thermischen Belastung ausgesetzt sein. Zusätzlich müssen Prüfungen durchführbar sein, in denen einer Gleichspannung eine Schaltstoßspannung bzw. Blitzstoßspannung am Prüfling überlagert wird. Im Kabelprüffeld werden daher verschiedene Komponenten benötigt, um die notwendigen DC-Prüfverfahren durchführen zu können:

- DC-Hochspannungsgenerator
- Impulsgenerator
- Universal-Spannungsteiler
- Hochstromprüfsystem
- Zentrale Steuer- und Überwachungseinheiten
- Sperrimpedanz, Schutzwiderstände und Schutzkapazitäten

Die elektrische Versorgung (Gesamtleistung etwa 1,5 MW) soll so konzipiert werden, dass die AC/DC-Umrichter, welche zur Stützung des DC-Backbones notwendig werden, alternativ als Quelle verwendet werden können (Modifikation des SST-Systems). Eine Umstellung auf DC-Versorgung aus dem Backbone wird nach einem Erfolgreichen DC-Netz-Betrieb angestrebt.

## Energieforschungsprogramm 2023

Schätzkosten: 1.500.000 € (bei Bereitstellung von MVDC durch DC-Backbone)

Umsetzungsdauer: 2 Jahre

### 4.3.2 Vollausbauszenario und zukünftige Ausbaumöglichkeiten

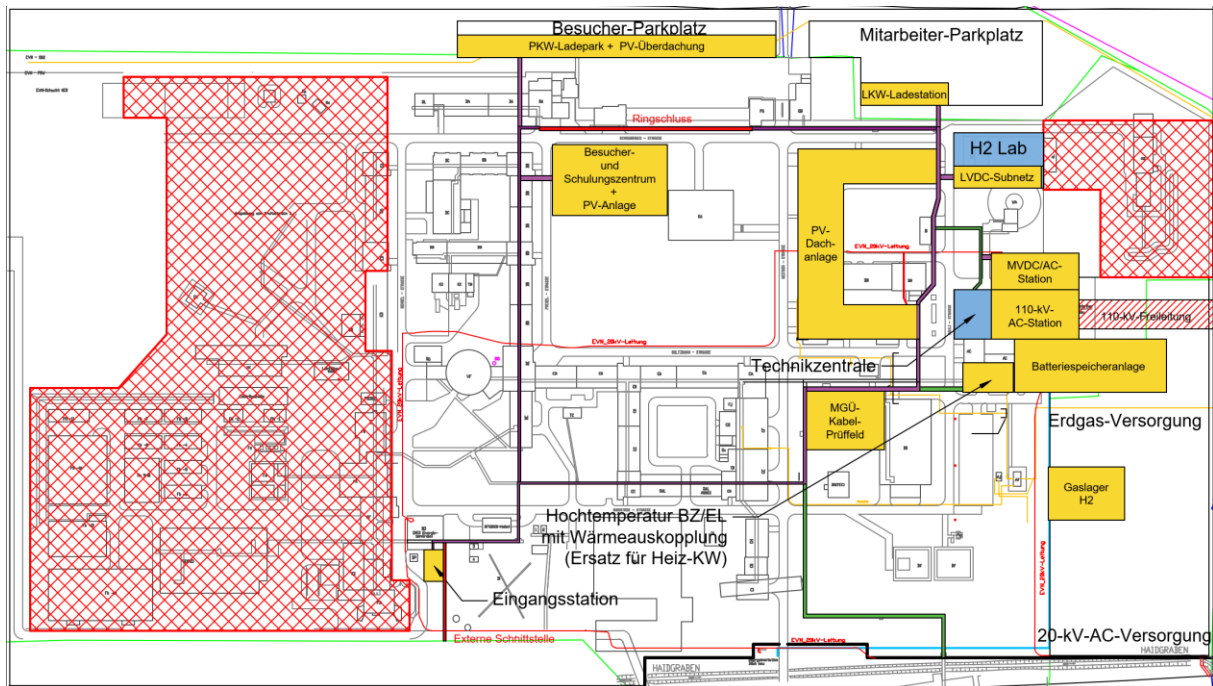


Abbildung 18 - Vollausbauszenario: Research Hub Austria (lokale Ansicht)

Abbildung 18 zeigt das angestrebte Vollausbauszenario. Alle Verbraucher sind hier über DC versorgt und sämtliche Energie bezieht sich zu 100% aus regionalen erneuerbaren Energiequellen. Wasserstoff substituiert Erdgas und dient als saisonaler Ausgleich. Batteriespeicher stellen Kurzzeit-Puffer für elektrische Energie bereit, darüber hinaus stellen sie die Restkapazität für Regenergie im AC-Netz bereit. E-PKWs der Belegschaft und E-LKWs von umliegenden Industriebetrieben können vor Ort geladen werden.

Auch nach Erreichen dieses Ziels sind Erweiterungen denkbar. Durch eine Kooperation mit regionalen Großverbrauchern (Zementwerk) könnten Schwerlast-E-LKWs für Regionalverkehr genutzt werden. Zudem könnten Carbon Capture and Storage (CCS) Technologien und E-Fuel-Erzeugung mit einer CO<sub>2</sub>-Quelle wie dem Zementwerk realisiert werden.

Eine Umstellung des Werksbusses (bzw. Gemeinde Bus-Routen) auf elektrischen Antrieb bzw. auf Wasserstoff wäre ebenfalls denkbar.

Diese Phase wird abgeschlossen durch die Transition des DC Hubs zu einem vollwertigen Research Hub Austria.

Schätzkosten: 5.000.000 bis 35.000.000 € (je nach Anzahl der umgesetzten Einzelprojekte)

Umsetzungsdauer: mindestens 10 Jahre

## 5 Netzwerksimulationen und Auswirkungen auf das lokale Versorgungsnetz

Die in Kapitel 4 beschriebenen Umsetzungs-Varianten werden im folgenden Kapitel zu einem möglichen Vollausbau-Szenario zusammengefasst und berechnet.

In der Simulationsstudie wurden folgende Fragestellungen untersucht:

- Wie können die gegebenen Bedarfsprofile (Wärme, Strom) der umliegenden Gebäude gedeckt werden?
- Wie kann das System eine möglichst hohe Eigenversorgung (Selbstversorgungsgrad) erreichen?
- Welchen Mehrwert liefern ausgewählte Komponenten und Maßnahmen für das betrachtete System?
- Ob und mit welchen Maßnahmen das Netzlimit von 9 MW eingehalten werden kann.
- Welche Verbesserungspotenziale und Ausbauoptionen sich auf Basis der Simulationsergebnisse erschließen.

Die anschließende Lastflusssimulation dient der Überprüfung, ob in den untersuchten Szenarien Verletzungen der Netzrestriktionen auftreten.

### 5.1 Beschreibung der Szenarien

#### 5.1.1 Szenario 1: Direkte Anbindung über Mittelspannungs-AC-Leitung

Im ersten Szenario sind der Windpark und die PV-Anlage über eine gemeinsame Mittelspannungs-Wechselstromleitung (MVAC) direkt miteinander verbunden. Weitere Erzeugungs- oder Verbrauchskomponenten wurden in diesem Szenario nicht berücksichtigt, um die Wechselwirkungen zwischen den beiden Erzeugungsquellen und dem übergeordneten Netz isoliert zu betrachten.

Das in DigSilent PowerFactory erstellte Modell des Szenarios 1 ist in Abbildung 19 dargestellt und veranschaulicht den grundlegenden Aufbau des Systems. Besonders hervorzuheben ist hierbei die Mittelspannungsleitung 1 (MV-Leitung 1), über die die gesamte erzeugte elektrische Energie in das übergeordnete Netz eingespeist wird. Die Leitung weist eine maximale Übertragungsleistung von 9 MW auf, welche die obere Grenze der möglichen Einspeiseleistung in beiden Szenarien definiert.

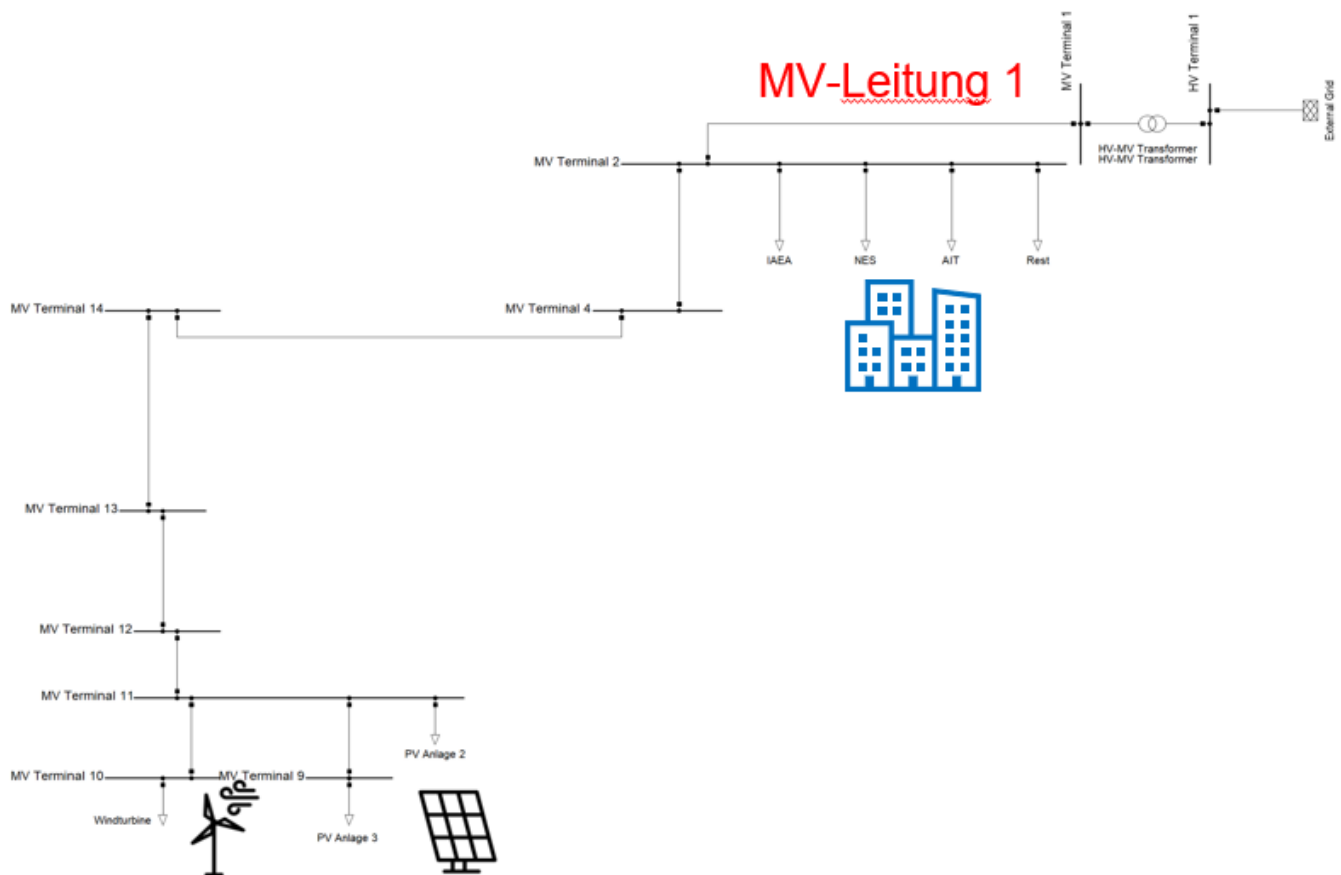


Abbildung 19 - Szenario 1: Direkte Anbindung über Mittelspannungs-AC-Leitung (modelliert in PowerFactory)

## 5.1.2 Szenario 2: Kopplung über Mittelspannungs-DC-Ring mit zusätzlichen Verbrauchern und Speichern

Im zweiten Simulations-Szenario sind der Windpark und die PV-Anlage über eine Mittelspannungs-Gleichstromleitung (MVDC-Leitung) verbunden. Zu diesem Zweck wurde ein DC-Ring modelliert, der im, in Kapitel 4 beschriebenen Kollektorschacht verlegt werden soll. Im Unterschied zu Szenario 1 wurden zudem mehrere zusätzliche Komponenten in das System integriert, um die gezielte lokale Nutzung der Erzeugung und die Reduktion der Einspeiseleistung in das übergeordnete Netz zu untersuchen:

- Fünf PKW-Ladestationen mit einer Spitzenleistung von jeweils 250 kW.
- Eine LKW-Ladestation mit einer maximalen Ladeleistung von bis zu 1 MW.
- Batteriespeicher mit einer Kapazität von 4 MWh und einer Leistung von 2 MW.
- Wasserstofflabor mit einer Spitzenlast bis zu 2 MW.
- Reversible Brennstoffzelle zur Deckung einer thermischen Last von 660 kW. Die daraus resultierende elektrische Leistung ergibt sich aus einem elektrischen Wirkungsgrad von 15 – 25 %.
- Eine zusätzliche Photovoltaikanlage mit 400 kW Spitzenleistung.

Die Kopplung des DC-Systems mit dem bestehenden AC-Netz des Standorts erfolgt über einen AC/DC-Konverter. Für den MVDC-Ring wurden die (in der Simulation) vorhandenen MVAC-Kabel



weiterverwendet und für den Gleichstrombetrieb ausgelegt. Dabei wurde die AC-Spannung von 20 kV auf eine DC-Spannung von  $\pm 20$  kV umgewandelt. Für die fünf PKW-Ladestationen wurden synthetische Lastprofile mit 15-minütiger Auflösung über ein Jahr hinterlegt [8]. Grundlage der Modellierung ist die Annahme, dass pro Tag insgesamt zehn E-PKWs an einer Ladestation geladen werden, wobei die maximale Ladeleistung je Ladepunkt bis zu 250 kW beträgt. Für die E-LKW-Ladestation wurde angenommen, dass pro Tag ein LKW am Standort lädt, mit einer Ladeleistung von bis zu 1 MW und einer Batteriekapazität von 500 kWh. Die weiteren Komponenten (Elektrolyseur und Brennstoffzellen), welche zusätzlich in das System integriert wurden, werden im Kapitel 5.2 erläutert.

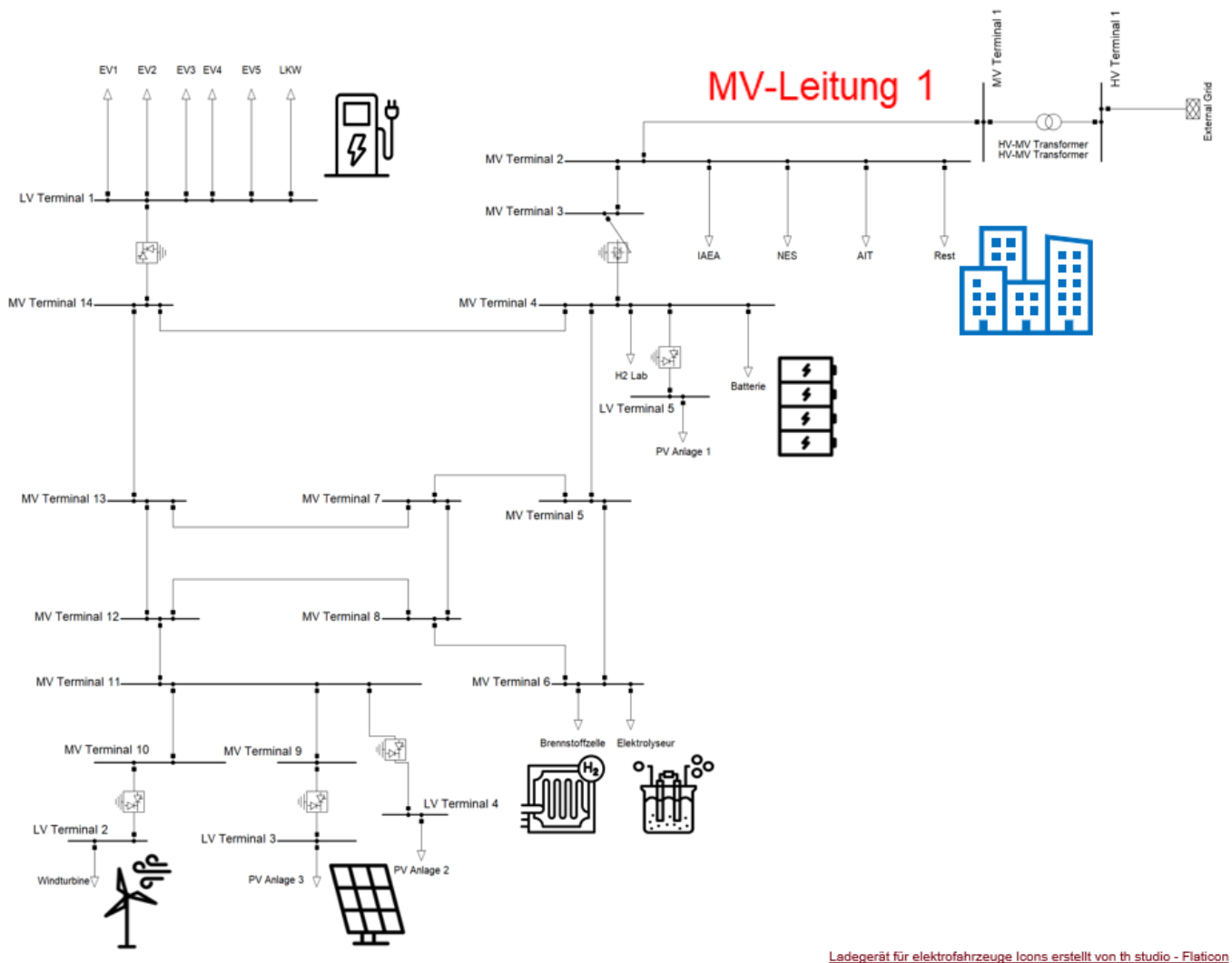


Abbildung 20 - Szenario 2: Kopplung über Mittelspannungs-DC-Ring mit zusätzlichen Verbrauchern und Speichern (modelliert in PowerFactory)

## 5.2 Simulationsumgebung- und Modelle

### 5.2.1 Beschreibung des Simulations-Werkzeugs und der verwendeten Modelle

Diese Studie wurde mit Simulations-Werkzeug TESCA [9] durchgeführt. Es ist ein Werkzeug zur Dimensionierung von Komponenten und Kraftwerken, basierend auf Simulationen über die gesamte Lebensdauer der Komponenten. TESCA ermöglicht die Analyse elektrischer, thermischer und gastechnischer Systeme sowie deren Kombination – sowohl aus technischer als auch aus wirtschaftlicher Perspektive. Es wurde für Simulation und Bewertung verschiedener Anwendungsfälle, wie Optimierung des Eigenverbrauchs, Dimensionierung von Energiegemeinschaften, Energiebilanzierung oder multifunktionale Nutzung verwendet [9]. Folgende existierend technische Komponenten in TESCA waren wurden für die Simulation im Projekt verwendet.

- **Elektrisches Netz:** Modelliert als Quelle oder Senke von elektrischer Leistung je nach Lastfall.
- **Elektrischer- und Wärmebedarf:** Modelliert als eine Randbedingung für die in jedem Simulationszeitschritt zu lösenden Gleichungen.
- **Windturbinen-Leistung:** Vor Beginn des Simulationsdurchlaufs wird die zeitabhängige maximale elektrische Leistungsbereitstellung der Windturbine(n) berechnet. Dabei sind folgende Parameter konfigurierbar:
  - Turbinenhöhe
  - Turbinen-Typ
  - Nennleistung

Zur Berechnung werden Standort- und Wetterdaten des betrachteten Zeitraums herangezogen. Die Windgeschwindigkeit wird auf Nabenhöhe extrapoliert.

Eine eventuelle Abregelung der Leistung erfolgt nicht vorab, sondern wird während der Simulation durch die Algorithmus-Logik bestimmt – in Abhängigkeit von Systemzusammensetzung und Randbedingungen.

### 5.2.2 Elektrische Leistung der Photovoltaik Anlage

Es wird die zeitabhängige maximale elektrische Leistungsbereitstellung der Photovoltaik (PV) Anlage(n) vorab berechnet. Dabei sind folgende Parameter konfigurierbar:

- Typ des Moduls
- Anzahl der Module, nominelle Leistung
- Ausrichtung
- Wechselrichtertyp



Abbildung 21 - Von links nach rechts: schematische Darstellung von Wärme- und elektrischem Bedarf, generierte Wind- und PV Leistung

Zur Berechnung werden Standort- und Wetterdaten des betrachteten Zeitraums herangezogen. Eine eventuelle Abregelung, wie im Falle der PV-Leistung, erfolgt nicht vorab, sondern wird während der Simulation durch die Algorithmus-Logik bestimmt – in Abhängigkeit von Systemzusammensetzung und Randbedingungen.

### 5.2.3 Batteriespeichersystem

Das Batterieenergiespeichersystem (BESS) basiert auf Batteriemodellen, welche in TESCA basierend auf publizierter Literatur [10] [11] [12] [13] [14] entwickelt wurden. Das Modell wird entweder über einen AC/DC- oder DC/DC-Konverter eingebunden. Bei der Simulation fließen sowohl Verluste im Konverter und in der Batterie als auch Alterungseffekte ein – abhängig davon, welcher Sollwert angefahren wird, wie viel Zeit vergeht und wie stark das System zyklisiert wird.

### 5.2.4 Festoxid-Brennstoffzelle und Elektrolyseur

Die Modelle von diesen System-Komponenten wurden im Rahmen dieses Projektes entwickelt und in TESCA eingebettet.

- **Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC):** Wandelt chemische Energie – meist aus Wasserstoff, Erdgas oder Biogas – direkt in elektrische Energie um. Sie arbeitet bei hohen Temperaturen (600–1000 °C), wobei Sauerstoff-Ionen durch einen festen, keramischen Elektrolyten (z. B. Yttrium-stabilisiertes Zirkonium-Oxid, YSZ) wandern. Die Vorteile sind ein hoher elektrischer Wirkungsgrad und Brennstoffflexibilität. Eine sehr wichtige Eigenschaft ist die Möglichkeit der kombinierten Wärme- und Stromerzeugung. Dies wurde im Projekt ausgenutzt in näher betrachtet.
- **Festoxid-Elektrolyseur (SOEC):** Nutzt elektrische Energie, um bei hohen Temperaturen Wasser (und CO<sub>2</sub>) elektrochemisch zu spalten – zu Wasserstoff (bzw. Synthesegas). Der hohe Temperaturbereich erhöht die Effizienz gegenüber Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren (wie PEM oder alkalische Prozesse), da ein Teil der benötigten Prozess-Energie als Wärme zugeführt wird. SOEC-Systeme können oft reversibel betrieben werden, also sowohl als Elektrolyseur (SOEC) als auch als Brennstoffzelle (SOFC). Diese Eigenschaft wurde ebenfalls in der Studie betrachtet und ausgenutzt.

Im Projekt wurde die erfolgreiche Einbettung der Komponenten in die TESCA-Software umgesetzt. Als ionenleitender Festelektrolyt wurde YSZ betrachtet. Die zugrunde liegenden elektrochemischen Modelle sind bereits in renommierten Fachzeitschriften publiziert [15] [16] [17].

Auf Basis der elektrochemischen Zellmodelle erfolgte die Skalierung und Konfiguration auf Systemebene (bis in den MW-Bereich). Dabei werden systemrelevante Eigenschaften berücksichtigt, u. a.:

- Stack-Anzahl und -Konfiguration,
- Balance-of-Plant (BoP),
- Wärmeabfuhr inkl. Wirkungsgradbetrachtung.

Eine zentrale Stärke der im Projekt entwickelten Systemmodelle ist die flexible Betriebsführung von SOEC/SOFC-Systemen über verschiedene Führungsgrößen:

- SOFC: Vorgabe der Wasserstoffzufuhr oder der abzuliefernden elektrischen Leistung
- SOEC: Vorgabe der Wasserstoff-Produktionsrate oder der zuzuführenden elektrischen Energie
- Beide Modi: Vorgabe der benötigten nutzbaren thermischen Leistung

Diese Freiheitsgrade erlauben die regelungstechnische Führung einer (reversiblen) SOFC-/SOEC-Anlage auf unterschiedlichen Ebenen und schaffen damit hohe Flexibilität für die Betrachtung verschiedenster Einsatzszenarien.

Eine Validierung der System Modelle erfolgte auf Basis von publizierten Feldmessdaten [18] [19].

## 5.3 Betrachtete Systemkonfigurationen und Betriebsmodi

In der Studie wurden vier Szenarien betrachtet, um den Mehrwert der jeweiligen Komponenten oder ihre Eigenschaften zu betrachten.

### 5.3.1 Komponentengrößen

In den folgenden Abschnitten werden verschiedene Systemzusammensetzungen untersucht, simuliert und ausgewertet. Für die Studie wurden die folgenden Komponentengrößen und Eigenschaften berücksichtigt:

#### Erzeugung:

- Photovoltaikanlage:
  - Standort: Seibersdorf
  - Nominelle Leistung: 4,8 MW
  - Ausrichtung: Südausrichtung
- Windkraft-Anlage:
  - Anzahl der Turbinen: 3
  - Leistung je Turbine: 3 MW
  - Turbinenmodell: Vestas V126

#### Verbrauch:

Im Rahmen des Projekts wurden sowohl das elektrische als auch das thermische Bedarfsprofil auf Basis von Simulationen erstellt. Das elektrische Bedarfsprofil wurde durch Simulationen mit der Simulationssoftware PowerFactory (siehe Kapitel 5.1) ermittelt, während das thermische Bedarfsprofil auf Simulationen des AIT basiert. Dabei wurden einzelne Gebäude in Seibersdorf mit synthetischen Lastprofilen berücksichtigt.

## Umwandlung und Speicherung:

- Reversibles SOFC-SOEC Modul.
  - Das Modul besitzt eine aktive Fläche von 225,0 cm<sup>2</sup>.
  - Stack-Konfiguration: 350 Zellen pro Stack
  - Anzahl der Stacks im Modul: 10
  - Betriebstemperatur: 750 °C
  - Leitermaterial: Yttrium-stabilisiertes Zirkoniumoxid (YSZ)

- Batteriespeicher System:

Für das Batteriespeichersystem wird ein Modell mit einer nutzbaren Kapazität von 4,8 MWh bei einer Entladetiefe von 5% angenommen. Die Leistung der Batterie beträgt 2 MW. Der Konverter weist eine nominelle Effizienz von 97% auf.

Abbildung 22 zeigt eine grafische Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauch als Grundlage für die Simulation.

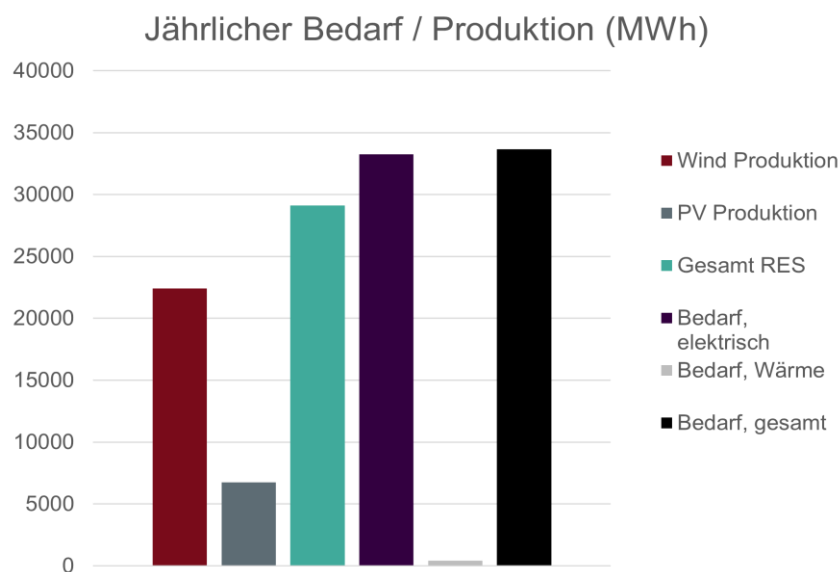


Abbildung 22 - Gegenüberstellung der jährlich von der Photovoltaikanlage (PV) und der Windkraft erzeugten Energie im Vergleich zum Wärmebedarf und elektrischen Energiebedarf

### 5.3.2 Baseline Szenario

In diesem Szenario wird nur das Wärmebedarfsprofil betrachtet. Entsprechend dieser Vorgabe wird das reversible Feststoff-Elektrolyseur/Brennstoffzellmodul betrieben. Die Abwärme soll den Wärmebedarf der Gebäude decken.

Für die Steuerung der SOEC/SOFC-Anlage wird zwischen zwei Betriebsmodi unterschieden, die auf den saisonalen Bedarf abgestimmt sind. Im SOEC-Modus, der für den Sommerbetrieb vorgesehen ist und den Zeitraum vom 15. März bis 15. September abdeckt, wird die benötigte thermische Leistung hauptsächlich durch erneuerbare Energie (Wind und PV) bereitgestellt. Wenn überschüssige Energie vorhanden ist, wird zusätzlich Wasserstoff produziert. Bei einem Fehlen von ausreichend Energie wird der notwendige Strom

vom Netz bezogen, während bei einem Überschuss an Energie der überschüssige Strom ins Netz eingespeist wird.

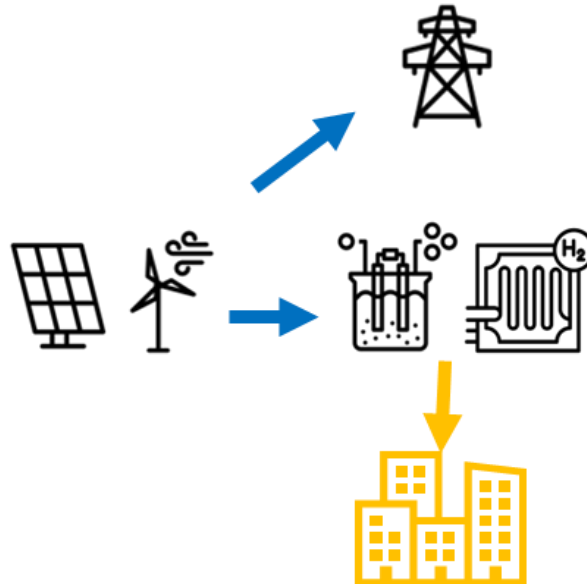


Abbildung 23 - Schematische Darstellung vom Baseline Szenario.

Im SOFC-Modus, der den Winterbetrieb abdeckt (vom 1. Januar bis 15. März sowie vom 15. September bis 31. Dezember), wird der erzeugte Wasserstoff genutzt, um den thermischen Bedarf zu decken. Dabei wird der erzeugte Strom ins Netz eingespeist. Der Fokus liegt darauf, den Wärmebedarf durch die Nutzung von Wasserstoff zu decken.

Durch diese flexible Steuerung der SOEC/SOFC-Anlage wird eine effiziente Anpassung an die saisonalen Anforderungen und den Bedarf der verschiedenen Gebäude gewährleistet.

### 5.3.3 Szenario 1: Elektrischen Bedarf decken

Im SOEC-Modus (Sommerzeit: 15. März – 15. September) wird die verfügbare Leistung zusätzlich zur Deckung des elektrischen Bedarfs genutzt, ähnlich wie im Baseline-Szenario.

Im SOFC-Modus (Winterzeit: 1. Januar – 15. März und 15. September – 31. Dezember) wird ebenfalls die verfügbare Leistung zur Deckung des elektrischen Bedarfs verwendet. Falls jedoch die elektrische



Leistung nicht ausreicht, wird der SOFC aktiviert, um den Bedarf zu decken, sofern dies technisch möglich ist.

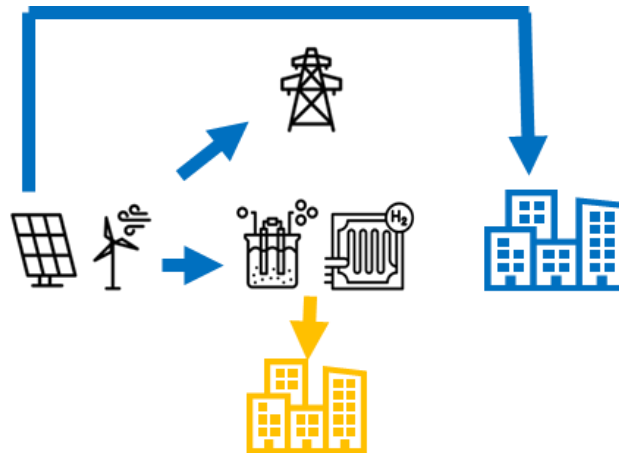


Abbildung 24 - Schematische Darstellung vom Szenario 1.

### 5.3.4 Szenario 2: Mehrwert der Batterie

Dieses Szenario baut auf den vorherigen Szenarien auf und berücksichtigt zusätzlich den Einsatz der Batterie zur Optimierung der Energieversorgung.

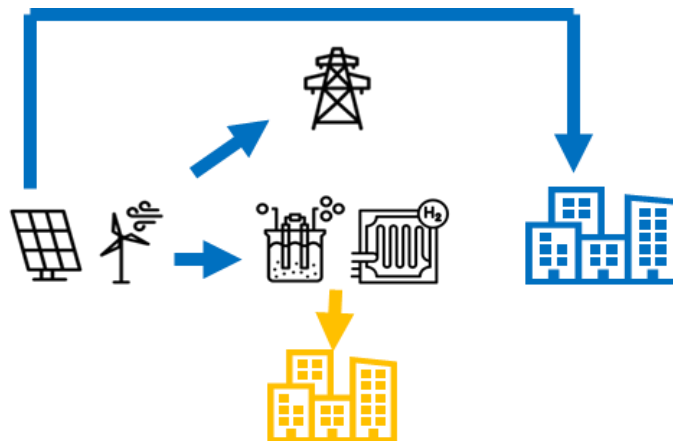


Abbildung 25 - Schematische Darstellung vom Szenario 2-3.

Im SOEC-Modus (Sommerzeit: 15. März – 15. September) wird wie im Szenario 1 die verfügbare Leistung genutzt, um den elektrischen Bedarf zu decken. Überschüssige Leistung wird, wenn möglich, in die Batterie geladen. Sollte der elektrische Bedarf die verfügbare Energie übersteigen, wird die Batterie entladen, um den zusätzlichen Bedarf zu decken.

Im SOFC-Modus (Winterzeit: 1. Januar – 15. März und 15. September – 31. Dezember) wird wie im Szenario 1 auch hier die Leistung zur Deckung des elektrischen Bedarfs verwendet. Wenn die Leistung jedoch nicht ausreicht, wird zuerst versucht, den Bedarf mit der Batterie zu decken, bevor zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden.

## 5.3.5 Szenario 3: Mehrwert der Reversibilität

Im SOEC-Modus (Sommerzeit: 15. März – 15. September) erfolgt die Steuerung analog zum Szenario „Mehrwert der Batterie“.

Im SOFC-Modus (Winterzeit: 1. Januar – 15. März und 15. September – 31. Dezember) wird ebenfalls wie im Szenario 2 verfahren. Wenn jedoch eine hohe Erzeugungs-Leistung zur Verfügung steht und der Batterie-Ladezustand 70% übersteigt, wird der Wärmebedarf mit dem SOEC-Modus gedeckt. Dies hat den Vorteil, dass eine Überlastung des Netzes vermieden wird, während gleichzeitig Wasserstoff für den späteren Bedarf produziert wird. So wird nicht nur die Netzüberlastung reduziert, sondern auch die Produktion von Wasserstoff für zukünftigen Bedarf sichergestellt.

## 5.4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus den Simulationen

### 5.4.1 Netzlimit und Extremwerte

Der elektrische Bedarf stellt den größten Verbraucher dar, was zu einem konstant hohen Strombedarf führt (Vergleich Baseline und Szenario 1).

Beim Bezug elektrischer Leistung aus dem Netz treten keine Überschreitungen der Netzbegrenzung (9 MW) auf, was für alle betrachteten Szenarien gilt. Dies zeigt, dass der Netzbezug problemlos funktioniert und keine Netzüberlastungen verursacht.

Im Einspeisungsmodus ins Netz trägt die Reversibilität zwischen SOEC und SOFC maßgeblich zur Flexibilität und Optimierung bei (vgl. Szenario 3). Wenn überschüssige Leistung vorhanden ist und der Batterie-Ladezustand hoch ist, wird diese Energie effizient genutzt, um Wasserstoff zu produzieren. Dadurch wird eine Überlastung des Netzes vermieden und gleichzeitig eine langfristige Speicherung von Energie durch Wasserstoff ermöglicht.

Im gegebenen Kontext hat die Batterie (siehe Szenario 2) keinen signifikanten Mehrwert. Wenn Leistung verfügbar ist und der Batterie-Ladezustand hoch ist, wird die Batterie praktisch als „nutzbar“ betrachtet. Dies liegt unter anderem an der geringen (wegen Kostenoptimierung) angenommen Leistung der Batterie (2 MW nominell).

Wenn man die Extremwerte betrachtet, zeigt sich, dass die Reversibilität zwischen SOEC und SOFC (Szenario 3) die größte Unterstützung bietet, insbesondere wenn die verfügbare Leistung hoch ist und der Batterie-Ladezustand hoch ist. Im Bezug-Modus, wenn die verfügbare Leistung niedrig ist und die Batterie leer, kann die Batterie in ihrer gegebenen Größe keine ausreichende Unterstützung bieten. In diesem Fall wird die Batterie nicht in der Lage sein, den Bedarf zu decken.

Aus den Simulations-Ausgangsdaten wurden statistische Kennwerte ermittelt und in Abbildung dargestellt. Folgende Zustände werden in den Grafiken referenziert.

- „**no battery**“ entspricht Szenario 1
- „**no-switch-mode**“ entspricht Szenario 2

- „**switch mode**“ entspricht Szenario 3

Insbesondere gibt über die Extremwerte und Anzahl der Netzbegrenzungsüberschreitungen gibt Abbildung 26 eine (visualisierte) Auskunft.

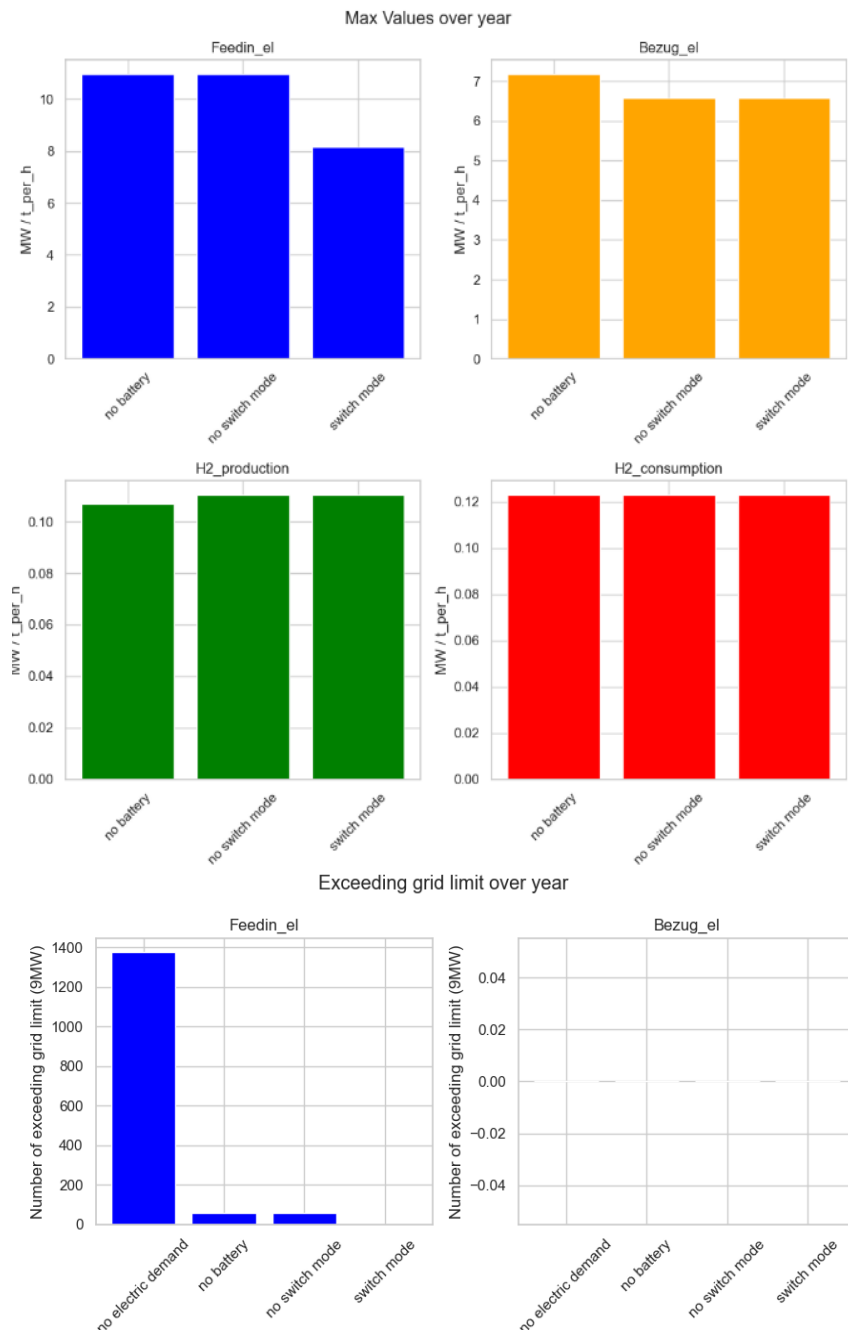


Abbildung 26 - Statistik über die Extremwerte und Anzahl der Netzlimit-Überschreitungen in den jeweiligen Szenarien. Oben: elektrischer Bezug bzw. Einspeisung in das elektrische Netz, Höchstwerte. Mitte: Maximalwerte der Wasserstoffproduktion mittels SOFC (links) und Verbrauch vom SOEC (rechts) um den Strombedarf zu decken. Unten: Anzahl von Zeitschritten, wenn das Netzlimit (9MW) bei der Einspeisung (links) bzw. Bezug (rechts) ohne Abregelung überschritten werden würde. Auf den Graphiken ist der Mehrwert der einzelnen Systemkomponenten bzw. Betriebsmodi ersichtlich.

## 5.4.2 Gesamt Bezugs- und Einspeisewerte

### 5.4.2.1 Elektrische Lastverteilung

In Abbildung 27 ist eine Auswertung über die gesamten Einspeise- und Bezugswerte bzw. ein Vergleich zwischen Szenario 2 und 3 (ohne und mit Reversibilität des SOEC/SOFC-Moduls im Winter) zu finden. Man erkennt eine Reduktion der Ausreißer in den Einspeisewerten. Die Gesamteinspeisung ins Netz bleibt über das Jahr hinweg konstant. Dies gilt für die Szenarien ohne Batterie und ohne Reversibilität. Besonders hervorzuheben ist, dass die Reversibilität zwischen SOEC und SOFC in Szenario 3 eine Optimierung des Überschusses ermöglicht, wodurch das Netz entlastet wird.

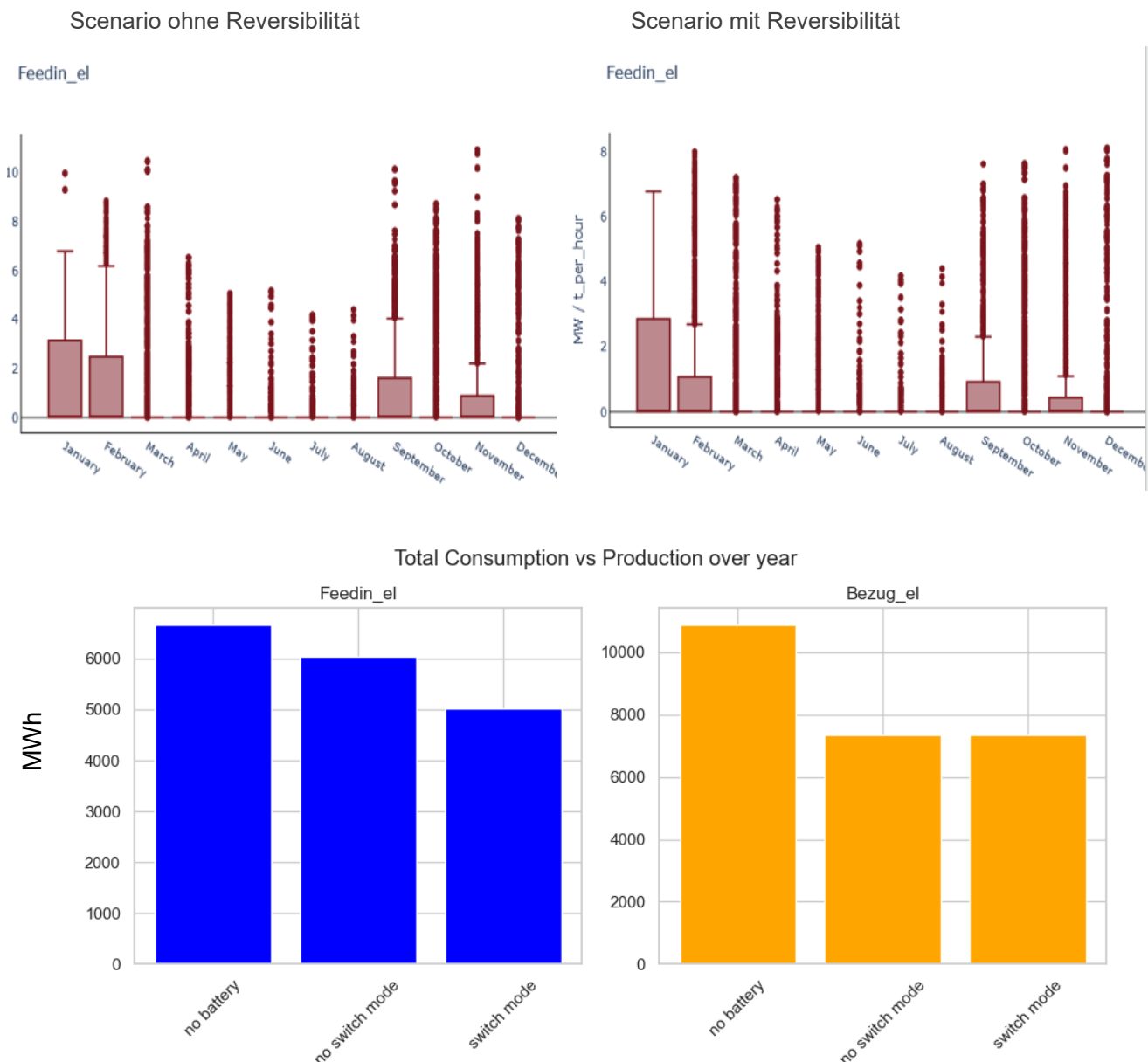


Abbildung 27 - Gesamtwerte der el. Einspeisung und Bezugs über ein Jahr (unten). Rechts: monatliche Boxplots der el. Einspeisung

Bei den Gesamtbezugswerten zeigt sich der Mehrwert der Batterie (Szenario 2). Durch den Ausgleichs- und Zwischenspeicherungseffekt des BESS wird der elektrische Bezug über das Jahr hinweg um etwa 67% des Wertes im Szenario ohne Batterie reduziert.

# Energieforschungsprogramm 2023

Dies zeigt, dass das BESS hilft, die benötigte Bezugsleistung aus dem Netz signifikant zu senken, indem es die überschüssige Leistung speichert und bei Bedarf freigibt.

Die Häufigkeitsverteilung der Bezugswerte zeigt im Szenario mit Batterie eine klare Verschiebung zu kleineren Werten. Dies bedeutet, dass die Batterie den Bezug aus dem Netz reduziert, was zu einer effizienteren Nutzung der verfügbaren Energie führt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass Reversibilität zwischen SOEC und SOFC zur Netzentlastung beiträgt und hilft, überschüssige Energie effizient zu verwerten. Ein BESS bietet dahingegen deutliche Vorteile beim Bezug elektrischer Leistung aus dem Netz, indem sie als Puffer dient.

Die visualisierten Statistiken (Boxplots über die monatlichen Werte und Häufigkeitsverteilung über die jährlichen Werte) sind in Abbildung 28 zu finden.

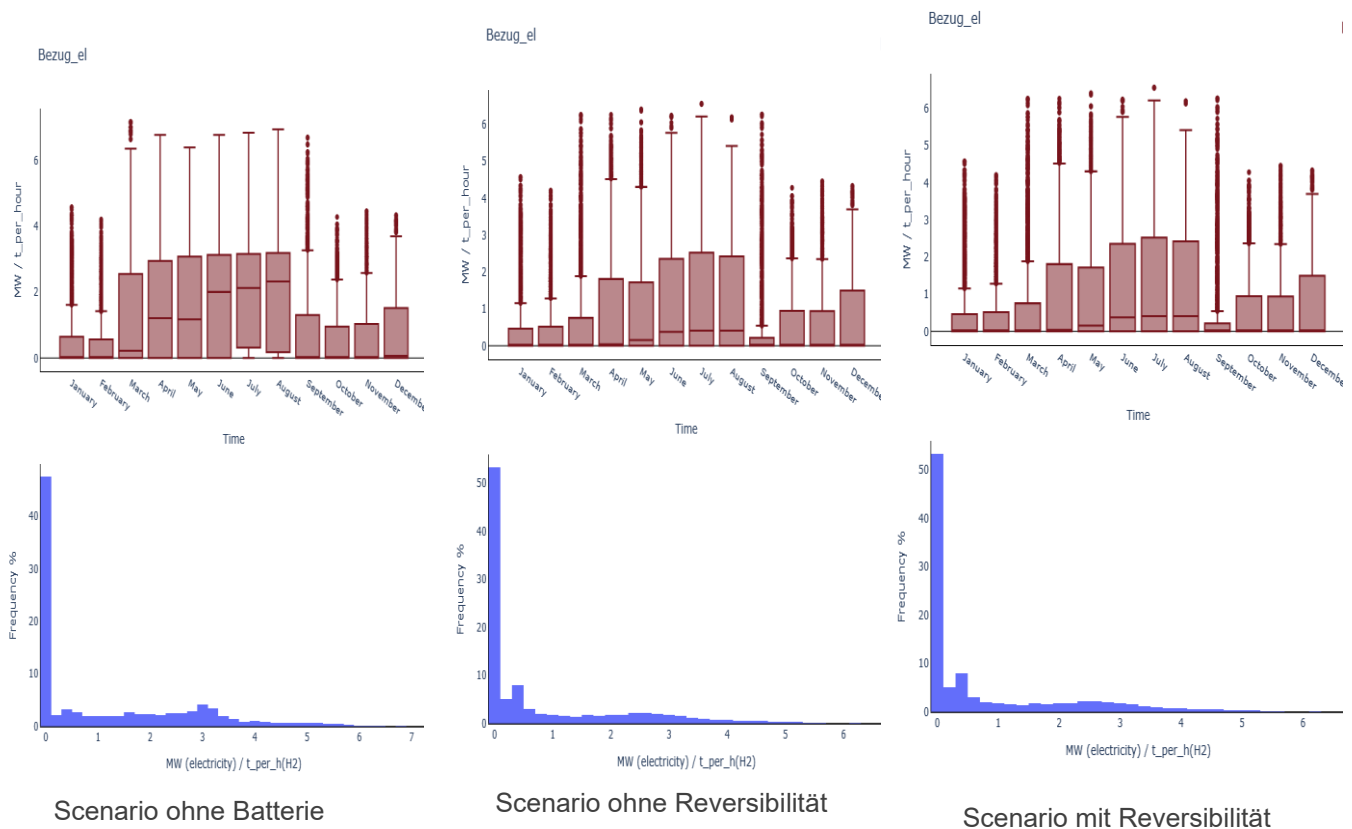


Abbildung 28 - Häufigkeitsverteilung und monatliche Boxplots des el. Bezugs über ein Jahr.

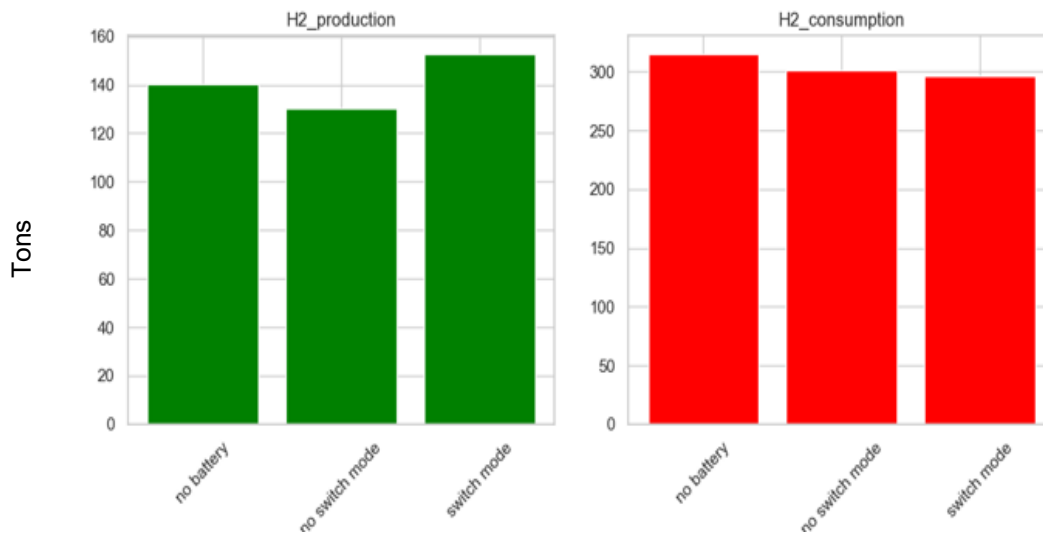


Abbildung 29 - Gesamtwerte der H<sub>2</sub>-Einspeisung und Bezugs über ein Jahr.

### 5.4.2.2 Wasserstoff-Umsatz

Die Reversibilität zwischen SOEC und SOFC spielt eine entscheidende Rolle in der Flexibilität des Systems. Während im SOEC-Modus überschüssige Energie in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert wird, kann im SOFC-Modus diese gespeicherte Energie bei Bedarf zurückgewonnen werden, was den Bedarf an zusätzlichem Netzbezug reduziert. Außerdem wird in gewissen Fällen kein Wasserstoff benötigt, um den elektrischen Bedarf mittels SOFC zu decken. Das resultiert in ein besseres Ausgleichsverhalten sichtbar in Szenario 1 (keine Batterie und keine Reversibilität) bis hin zum Szenario 3 (Batterie und Reversibilität).

### 5.4.2.3 Lastfluss-Simulation

Die dargestellten Szenarien Baseline, 1 bis 3 wurden in diesem Kapitel aus Netzperspektive analysiert. Für Szenario 2 wurde die Betriebsstrategie der Komponenten aus Kapitel 5.3.5 hinterlegt. Dabei wird die Brennstoffzelle im SOEC- sowie im SOFC-Modus betrieben und zusätzlich bei einem hohen Ladestand der Batterie über 70 % die Brennstoffzelle im SOEC-Modus betrieben. Hierfür wurden für ein gesamtes Jahr Lastflusssimulationen in PowerFactory durchgeführt, um die Einhaltung der Netzrestriktionen zu überprüfen. Ein besonderer Fokus liegt auf der MV-Leitung 1, da sie den limitierenden Engpass des Systems darstellt, die zugehörigen Kabel sind für Auslastungen bis 9 MW ausgelegt. Szenario 1 wird als AC-Konfiguration bezeichnet, während das Szenario 2 die Bezeichnung DC-Konfiguration erhält. Abbildung 30 zeigt die Auslastung der MV-Leitung 1 über einen Zeitraum von einem Jahr. Dabei ist zu erkennen, dass in der AC-Konfiguration insgesamt 91-mal eine Auslastung von mehr als 100 % erreicht wird. In der DC-Konfiguration hingegen bleibt die Auslastung stets unterhalb der 100 %-Marke.

Abbildung 31 stellt die Leistung über die MV-Leitung 1 dar, wobei ein Erzeugerpeilsystem zugrunde gelegt wurde. positive Werte zeigen die Einspeisung von Leistung an, während negative Werte den Bezug von Leistung aus dem übergeordneten Netz widerspiegeln. In der AC-Konfiguration wird die 9-MW-Grenze insgesamt 374-mal überschritten. Im Gegensatz wird die 9-MW-Grenze in der DC-Konfiguration zu keinem Zeitpunkt überschritten.



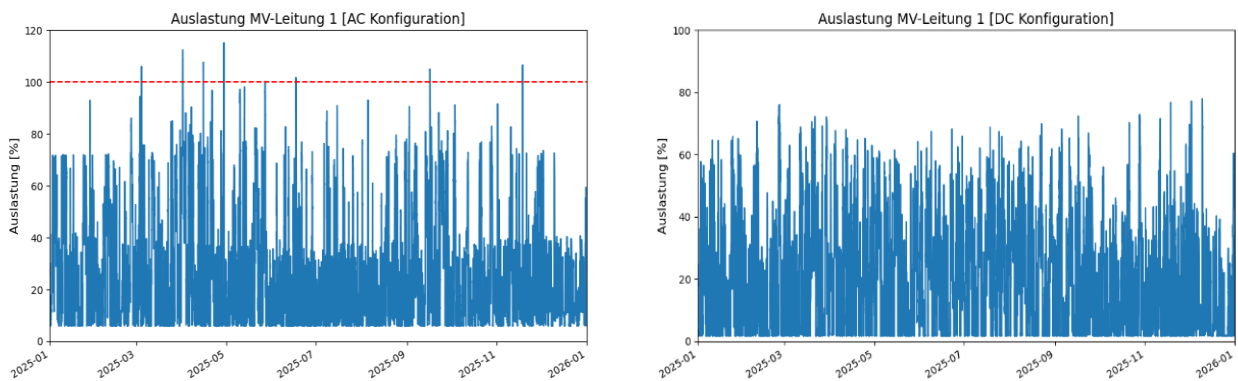


Abbildung 30 - Auslastung der MV-Leitung 1 über den Zeitraum von einem Jahr: links in der AC-Konfiguration und rechts in der DC-Konfiguration

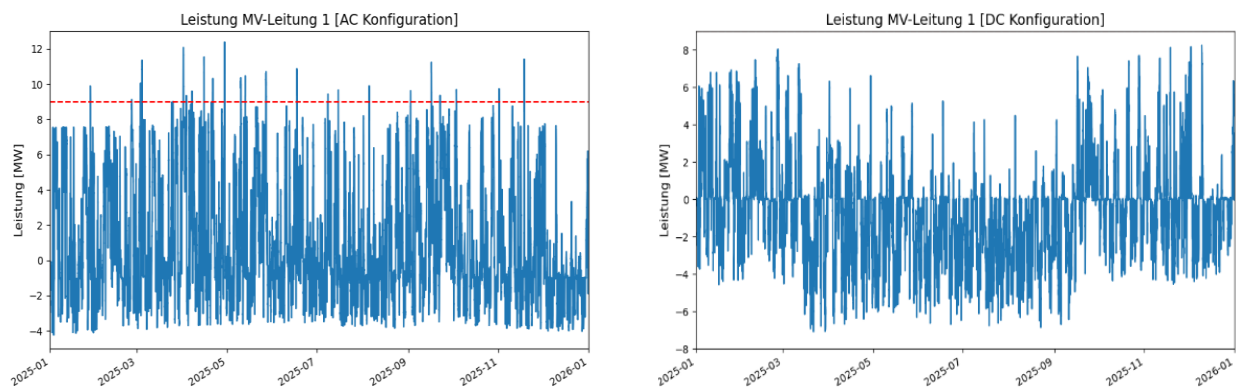


Abbildung 31 - Leistung über die MV-Leitung 1 über den Zeitraum von einem Jahr: links in der AC-Konfiguration und rechts in der DC-Konfiguration

Die Lastflusssimulationen zeigen, dass durch die Integration zusätzlicher Erzeuger und Verbraucher in das Netz, unter Anwendung einer ausgeklügelten Betriebsstrategie, keine Verletzung der Netzrestriktionen auftritt. Für die optimale Dimensionierung der Komponenten sowie die Festlegung einer effizienten Betriebsstrategie sind jedoch weiterführende Untersuchungen erforderlich. Diese erste Simulationsstudie verdeutlicht jedoch bereits das Potenzial, erneuerbare Erzeuger erfolgreich in bestehende Netzinfrastrukturen zu integrieren.

## 5.5 Ausblick und Empfehlungen für eine Weiterentwicklung des Simulationsmodells

### 5.5.1 Sommerbetrieb der SOEC

Wenig Wärmebedarf im Sommer führt zu einer geringeren thermischen Effizienz des SOEC, insbesondere bei kleineren Leistungen. Zwar zeigt der SOEC eine höhere Wasserstoffeffizienz, jedoch wird der Betrieb

bei geringer erneuerbarer Erzeugung und im Vergleich dazu mehr elektrischer Bedarf zu einem Problem. In solchen Fällen ist der Bezug vom Netz notwendig, selbst wenn der Wärmebedarf niedrig ist, da der SOEC ineffizient wird und zusätzlich zu dem (ohnehin nicht gedeckten) elektrischem Bedarf vom Netz bezieht.

### 5.5.2 Winterbetrieb der SOFC

Im Winter, wenn der Wärmebedarf steigt, ist die hohe Auslastung des SOFC von Vorteil, da mehr Wärme benötigt wird und unter hohen Auslastungen die Wärmeeffizienz des Systems steigt. Wenn der SOFC jedoch mit mehr Leistung betrieben wird (um den fehlenden elektrischen Bedarf zu decken), als für den Wärmebedarf erforderlich, entsteht Überschusswärme. Eine Wärmespeicherung könnte hier von Vorteil sein, um die überschüssige Wärme später zu nutzen.

Ein Problem könnte die Degradierung des SOFC bei höheren Leistungen sein. Auch die Kosten für Wasserstoff könnten entscheidend sein, wenn dieser in größeren Mengen gekauft werden muss.

### 5.5.3 Batteriespeichersystem

Die Batterie kommt mit den Größenordnungen von Verbrauch und Erzeugung kaum mit. Sie wird schnell entleert oder vollgeladen und schafft es daher nicht, die notwendigen Leistungen kontinuierlich bereitzustellen. Es stellt sich die Frage, wie genau eine größere Batterie im System den Betrieb optimieren könnte, da der Speicher in Szenarien mit großem Überschuss oder hohem Bedarf als zusätzlicher Puffer dienen könnte.

### 5.5.4 Erzeugung und Verbrauch

Die gesamte Erzeugung liegt sehr nahe am Gesamtverbrauch (siehe Abbildung 22). Dies bedeutet, dass mehr erneuerbare Energie erforderlich sein könnte, um die Systemverluste vollständig zu decken und eventuelle Produktionsengpässe zu vermeiden. Besonders im Sommer könnte mehr Photovoltaik installiert werden, um mehr Wasserstoff zu speichern, der dann im Winter genutzt werden kann.

Die Analyse zeigt, dass ein erhebliches Verbesserungspotential durch Erhöhung der Erzeugung sowie in der Speicheroptimierung besteht. Eine vergrößerte Batterie, ein größerer SOFC und eine optimierte Steuerung des Wasserstoffspeichers könnten zu einer verbesserten Deckung des Eigenbedarfs führen.

Eine weiterführende techno-ökonomische Analyse sollte durchgeführt werden, um mit unterschiedlichen Komponentengrößen und Systemsteuerungsalgorithmen verschiedene Szenarien zu evaluieren. Diese Analyse könnte dann als Grundlage für eine anschließende Kosten-Benefit-Analyse dienen.

Im Rahmen dieses Sondierungs-Projekts wurden die Modelle zur Darstellung der Nutzung und Interaktion von neuen Technologien erstellt. Um Aussagen zur technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit zu treffen, müssen diese Modelle in Folgeprojekten weiter verfeinert und regionale sowie überregionale Strukturen berücksichtigt werden.

### 6 Qualifizierung von MVDC-Kabelsystemen

Der Einsatz von AC-Mittelspannungskabeln für den Betrieb unter Gleichspannung (DC) stellt eine innovative Lösung in der Verteilung und Übertragung elektrischer Energie dar [20] [21] [22] [23]. Um die Eignung von AC-Kabelsystemen für die Mittelspannungsanwendungen für eine Betriebsdauer von mehr als 40 Jahren zu gewährleisten, ist die Durchführung eines Qualifikationsverfahrens für den DC-Betrieb erforderlich.

#### 6.1 Kabel-Präqualifikations-Test

Da zum aktuellen Zeitpunkt kein standardisiertes Qualifikationsverfahren für Mittelspannungs-AC-Kabelsysteme für den DC-Betrieb vorhanden ist, ist ein in der Literatur vorgeschlagenes Qualifikationsverfahren durchgeführt worden [24] [25]. Dieses Qualifikationsverfahren umfasst einen für Mittelspannungs-AC-Kabelsysteme optimierten Präqualifikations-Test (PQ-Test) und Typtest, um Mittelspannungs-AC-Kabelsysteme als DC-Kabelsysteme zu verwenden. Das Qualifikationsverfahren berücksichtigt die Charakteristika von Standard-AC-Kabelsystemen bei Gleichspannungsbeanspruchung sowie die Unterschiede zwischen Hochspannungskabeln und Mittelspannungskabeln [24] [25].

Der PQ-Test umfasst eine Prüfdauer von 60 Tagen und die Prüfdauer des Typtests beträgt 13,5 Tage. Die Prüfungen bestehen aus Gleichspannungsprüfungen mit Lastzyklen, Gleichspannungsprüfungen mit Dauerlast und Gleichspannungsprüfungen, wobei Lastzyklen und Polaritätswechsel simultan durchgeführt werden. Nach dem PQ-Test und Typtest wird das Kabelsystem einer überlagerten Spannungsprüfung unterzogen, in welcher der Gleichspannungsbeanspruchung ein Schaltstoßimpuls bzw. ein Blitzstoßimpuls überlagert wird.

Am IHS der TU Graz wurden diverse Mittelspannungs-AC-VPE-Kabelsysteme hinsichtlich ihrer Verwendbarkeit für den DC-Betrieb geprüft, wobei die mittlere elektrische Beanspruchung mit  $E = 10 \text{ kV/mm}$  gewählt wurde. Die Qualifikation erfolgte für den Einsatz mit LCC-Resonanz-Umrichtern, da die Kabelsysteme nach der erfolgreichen Durchführung dieser Prüfverfahren sowohl bei LCC-Resonanz- als auch bei Spannungszwischenkreis-Umrichtern (engl. Voltage Source Converter, VSC) Anwendung finden können. Die elektrische Beanspruchung entspricht bei den untersuchten 12/20-kV-Kabelsystemen (Leiterquerschnitt von  $A = 150 \text{ mm}^2$ , Isolierwanddicke von  $d = 5,5 \text{ mm}$ ) einer DC-Betriebsspannung von  $U_{DC} = \pm 55 \text{ kV}$  und bei den untersuchten 6/10-kV-Kabelsystemen (Leiterquerschnitt von  $A = 50 \text{ mm}^2$ , Isolierwanddicke von  $d = 3,4 \text{ mm}$ ) einer DC-Betriebsspannung von  $U_{DC} = \pm 35 \text{ kV}$ .

Alle Kabel waren vom Typ NA2XS(F)2Y, stammen jedoch von verschiedenen Herstellern. In den AC-Kabelsystemen waren AC-Garnituren (Muffen und Endverschlüsse) von unterschiedlichen Herstellern enthalten. Die AC-Garnituren beinhalteten unterschiedliche Arten der Feldsteuerung und unterschiedliche Isolierstoffe. Abbildung 32 zeigt eine Qualifikationsprüfung eines AC-Kabelsystems für den Einsatz in einem MVDC-Prüfaufbau im DC-Labor der TU-Graz.



Abbildung 32 - Prüfung eines Mittelspannungs-AC-Kabelsystems für den Einsatz in einem MVDC-System

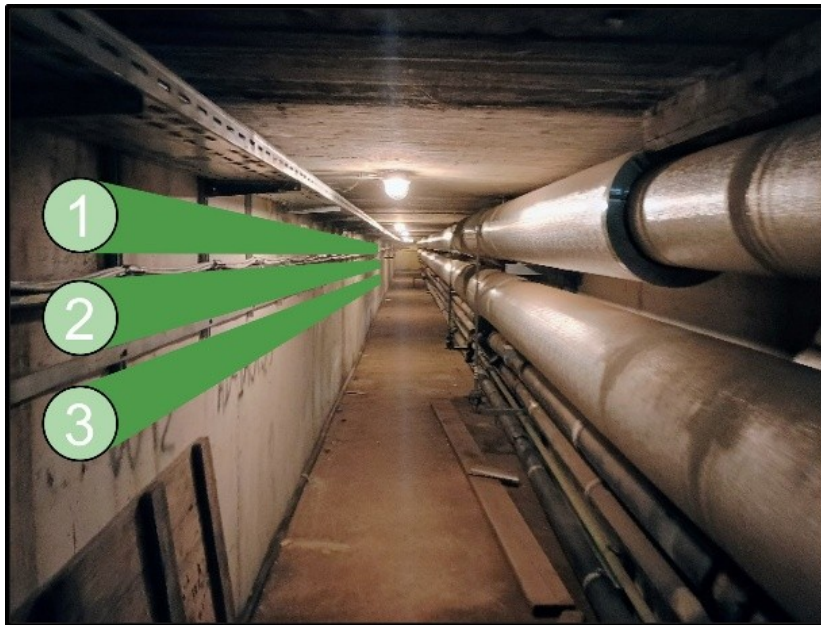
Die untersuchten Kabelsysteme haben den optimierten PQ-Test und Typtest für Mittelspannungs-AC-Kabelsysteme für den Betrieb unter Gleichspannung ohne Auffälligkeiten bestanden. Dies zeigt, dass Standard-AC-Kabelsysteme für die MVDC bis zu  $\pm 50$  kV eingesetzt werden können. Weder bei der Qualifizierung noch bei zusätzlichen Untersuchungen dieser Kabelsysteme traten Durchschläge oder Anomalien in den Isoliermaterialien auf, wodurch die Verwendbarkeit von Standard-Mittelspannungs-AC-Kabelsystemen für die MVDC-Übertragung bestätigt werden kann. Durch die höhere Betriebsspannung sowie das Wegfallen des Skin- und Proximity-Effektes kann mit einem Mittelspannungs-AC-Kabelsystem bei DC-Beanspruchung eine bis zu fünffache Übertragungskapazität erreicht werden [26] [27]. Die geprüften AC-Kabelsysteme können für die DC-Übertragungsstrecken, welche im DC Hub Austria angewendet werden sollen, genutzt werden. Falls AC-Kabelsysteme anderer Hersteller zum Einsatz kommen, muss das entsprechende AC-Kabelsystem für den Einsatz bei DC geprüft werden.

### 6.2 Kabelauslegung, Magnetfeldberechnung und Temperatur im Kollektorgang

Auf Basis der bestandenen Qualifikationsverfahren erfolgte die Wahl der DC-Kabelsysteme, welche im DC Hub Austria Anwendung finden sollen. Hierzu wurde eine vereinfachte Lastflussrechnung durchgeführt, bei der eine maximale Energieerzeugung von 28 MW und ein maximaler Energieverbrauch von 10 MW angenommen wurde. Im Gegensatz zu den Last-Szenarien in Kapitel 5 handelt es sich hier bewusst um ein „Worst-Case“-Szenario um die maximalen Kapazitäten des Kabelübertragungssystems abzumessen. Bei der Wahl eines  $\pm 50$ -kV-Kabelsystems stellt sich ein maximaler Betriebsstrom von 250 A ein, wobei bei einem  $\pm 35$ -kV-Kabelsystems ein maximaler Betriebsstrom von 370 A erreicht wird. Für die nachfolgenden Betrachtungen wurde ein  $\pm 35$ -kV-Kabelsystem gewählt, welches mit Standard 12/20-kV-AC-Kabeln ausgeführt wird. Durch den maximalen Betriebsstrom ergibt sich die Wahl eines Leiterquerschnittes von  $A = 240 \text{ mm}^2$  für das MVDC-Kabelsystem. Das beschriebene MVDC-Kabelsystem

wurde für die Simulationen zur Bestimmung der Temperatur- und Magnetfeldverteilung im Kollektorgang herangezogen.

Um das Magnetfeld und die Temperatur, im für die Kabelverlegung vorgesehenen Kollektorgang, zu bestimmen, wurde das Simulationsprogramm „Cableizer“ der Firma Bravoos verwendet. Es wurde die Verlegung von drei 12/20-kV-AC-Kabelsystemen unter DC-Beanspruchung angenommen (siehe Abbildung 33). Zwei der Kabelsysteme dienen der Übertragung der Energie am Standort. Eines der Kabelsysteme dient als Testkabelstrecke, welches für zukünftige Forschungsprojekte genutzt werden kann.



*Abbildung 33 - Angenommene Verlegung der Kabelsysteme im Kollektorgang*



Abbildung 34 zeigt die Anordnung der Kabelsysteme im Kollektorgang sowie die zugehörigen Abmessungen.

Die Temperatur und die magnetische Flussdichte wurden am Punkt M (siehe Abbildung 34) ermittelt. Zusätzlich wurde die magnetische Flussdichte an der Erdoberfläche bestimmt.

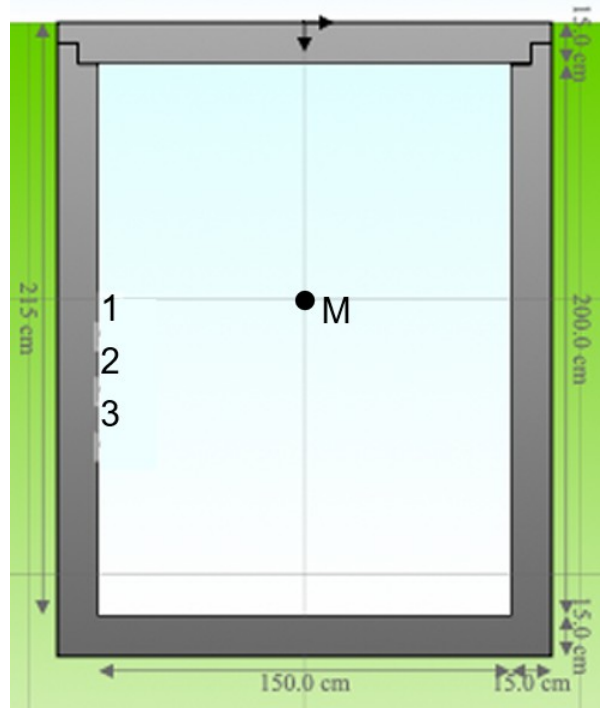


Abbildung 34 - Skizze des Kollektorgangs im Programm Cableizer mit den zugehörigen Abmessungen

Abbildung 34 zeigt die Temperaturverteilung und das resultierende Magnetfeld, wenn die Kabelsysteme eine Manteltemperatur von 50 °C erreichen. Der Strom pro Kabelsystem beträgt ca. 290 A. Es ist ersichtlich, dass der Kollektorgang eine Temperatur von 38 °C erreicht. In diesem Betriebszustand kann der Kollektorgang für z. B. Wartungsarbeiten betreten werden. Das Magnetfeld weist eine maximale Höhe von 50  $\mu\text{T}$  in der unmittelbaren Nähe der Kabelsysteme auf, was laut den Referenzwerten der International Commission for Non-ionising Radiation (ICNIRP) [28] unkritisch ist.

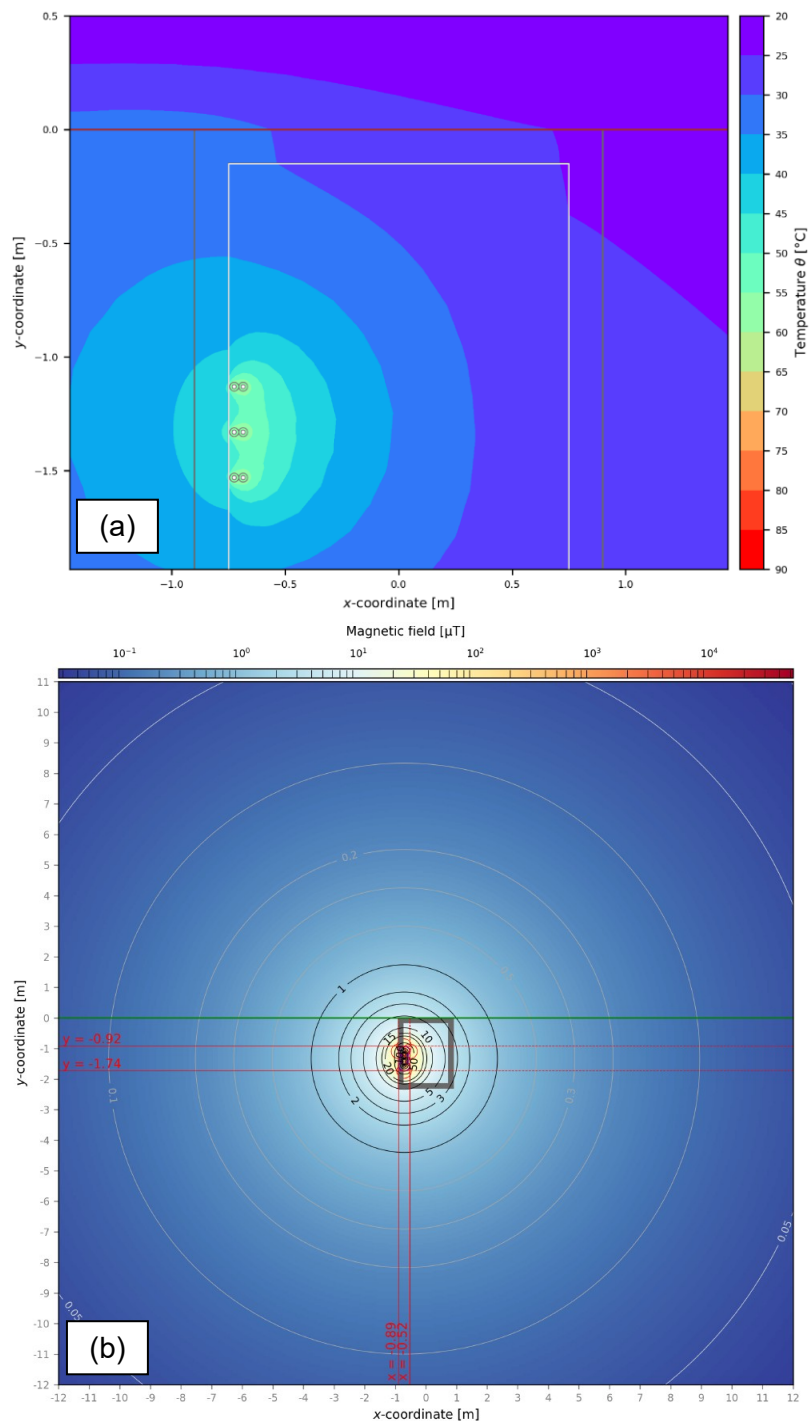


Abbildung 35 - Temperatur (a) und Magnetfeld (b) im Kollektorgang bei einer Manteltemperatur von 50 °C

Abbildung 35 zeigt die Temperaturverteilung sowie das Magnetfeld, wenn eine Innenleitertemperatur von 90 °C in den Kabelsystemen erreicht wird. Der Strom pro Kabelsystem beträgt ca. 510 A. Es ist ersichtlich, dass der Kollektorgang eine Temperatur von ca. 50°C aufweist. Bei dieser Auslastung der Kabelsysteme ist der Kollektorgang aufgrund der Wärmeentwicklung nicht mehr bedenkenlos für Personal begehbar. Die Erwärmung des Kollektorgangs muss somit bei der Dimensionierung der Kabelsysteme beachtet werden und stellt einen limitierenden Faktor für die übertragbare Energie über das DC-Kabelsystem dar. Um die Temperatur im Kollektorgang zu reduzieren, kann neben der Wahl von zwei Kabelsystemen zur Übertragung der Energie zusätzlich der Leiterquerschnitt der Kabelsysteme angehoben werden. Dies hat



zur Folge, dass der Kollektorgang geringere Temperaturen erreicht. Das auftretende Magnetfeld weist trotz der maximalen Auslastung der Kabelsysteme keine unzulässige Höhe laut der ICNIRP in der Nähe des Kabelsystems auf.

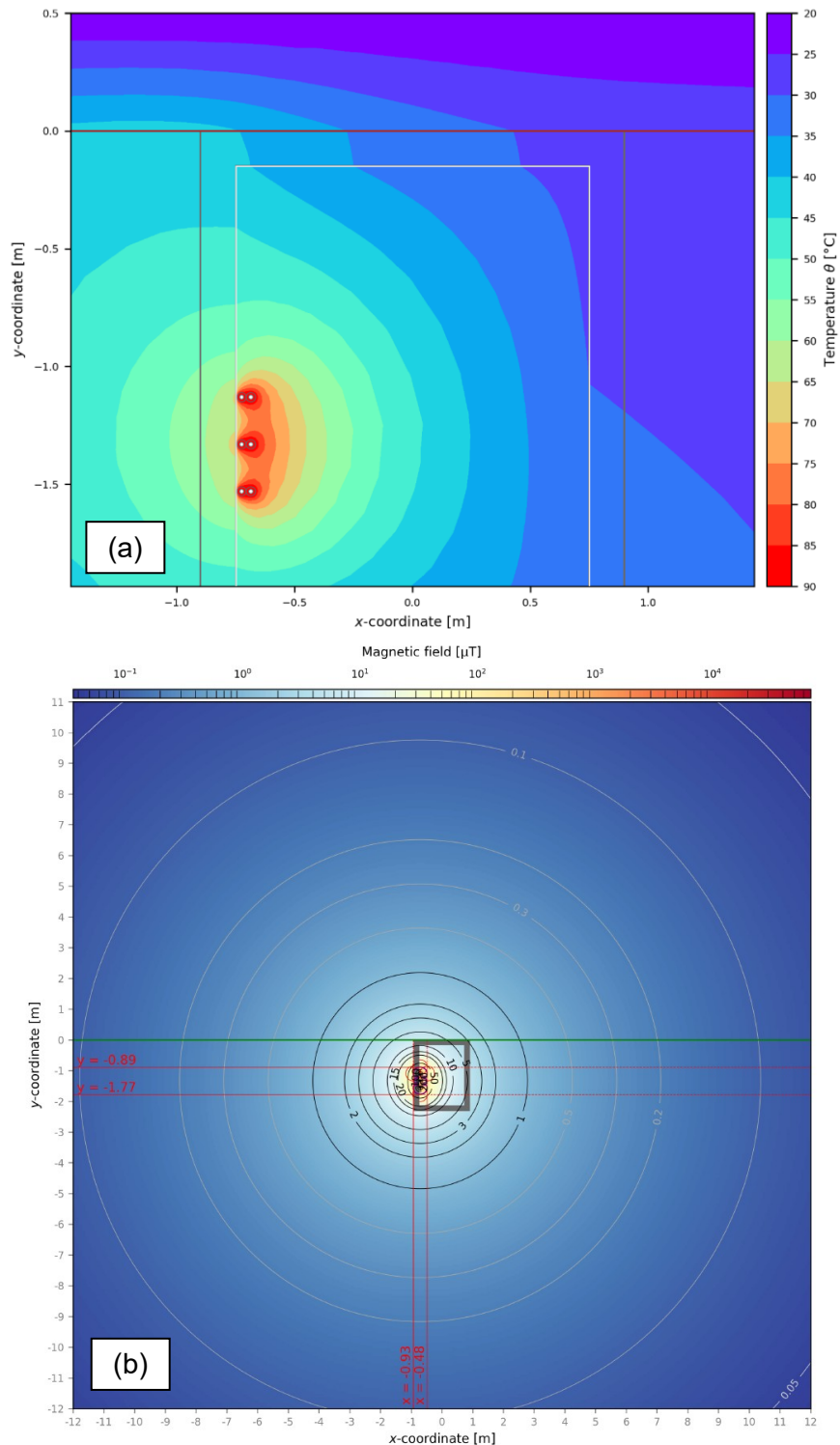


Abbildung 36 -Temperatur (a) und Magnetfeld (b) im Kollektorgang bei einer Innenleitertemperatur von 90 °C

Abbildung 36 zeigt die Ergebnisse der Temperaturen und Magnetfelder, welche bei verschiedenen Auslastungszuständen sowie Betriebsfällen im bzw. an der Erdoberfläche über dem Kollektorgang auftreten. Hierbei werden die Temperatur und das Magnetfeld im Punkt M, ca. in der Mitte des Kollektorgangs, sowie das maximale Magnetfeld an der Erdoberfläche über dem Kabelsystem im Kollektorgang dargestellt.

*Tabelle 6 - Temperaturen und Magnetfelder im Kollektorgang bzw. an der Erdoberfläche*

| In Betrieb befindliche Kabelsysteme | Leiter-temperatur   | Mantel-temperatur   | Leiter-strom  | Temperatur          | Magnetische Flussdichte | Maximale magnetische Flussdichte an der Oberfläche |
|-------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------|---------------------|-------------------------|----------------------------------------------------|
|                                     | $\vartheta_c$ in °C | $\vartheta_e$ in °C | $I_{DC}$ in A | $\vartheta_M$ in °C | $B_M$ in $\mu T$        | $B$ in $\mu T$                                     |
| 1, 2, 3                             | 32                  | 30                  | 215           | 20                  | 8                       | 3                                                  |
| 1, 2, 3                             | 59                  | 50                  | 388           | 38                  | 15                      | 4                                                  |
| 1, 2, 3                             | 90                  | 73                  | 512           | 47                  | 20                      | 7                                                  |
| 1, 2                                | 33                  | 30                  | 225           | 20                  | 8                       | 2                                                  |
| 1, 2                                | 60                  | 50                  | 411           | 36                  | 13                      | 4                                                  |
| 1, 2                                | 90                  | 71                  | 535           | 44                  | 15                      | 6                                                  |
| 1                                   | 33                  | 30                  | 237           | 23                  | 5                       | 2                                                  |
| 1                                   | 61                  | 50                  | 437           | 26                  | 9                       | 3                                                  |
| 1                                   | 90                  | 69                  | 561           | 37                  | 15                      | 4                                                  |

Die gezeigten Simulationen stellen ein „Worst-Case“-Szenario dar, da die Kabelsysteme in den vorliegenden Simulationen dauerhaft ausgelastet sind. Im Betrieb muss zusätzlich der Gleichzeitigkeitsfaktor in den Berechnungen und Betrachtungen berücksichtigt werden, da die Verbraucher und Erzeuger eine Abhängigkeit von externen Faktoren, wie den Wind- und Wetterbedingungen aufweisen.

Anhand dieses Modells kann in Zukunft eine Auslegung der einzelnen Umsetzungsszenarien auf technische Eignung überprüft werden. Detailliertere Studien dazu werden in den zukünftigen Projekten angedacht.

## 7 Disseminationsaktivitäten

### 7.1 Stakeholder-Umfrage

Im Rahmen des Projekts wurde eine Stakeholder-Umfrage durchgeführt, um von wichtigen Interessengruppen, darunter Verteilnetzbetreiber (VNB), Energieversorger, Gerätehersteller, Forschungseinrichtungen und Industrie, Erkenntnisse über die technischen und strategischen Auswirkungen des Einsatzes von MVDC in Österreich und Europa zu gewinnen.

Das Hauptziel der Umfrage war es, einen umfassenden Überblick zu generieren, um:

- Realistische Anwendungsfälle und Anforderungen für die MVDC-Forschungs- und Demonstrationsanlage zu identifizieren.
- Die Auswahl geeigneter Technologien, Betriebsmodelle und potenzieller Kooperationspartner zu steuern.
- Zu laufenden nationalen und europäischen Initiativen zur Standardisierung und Risikominimierung von Gleichstromnetztechnologien beizutragen.
- Das Verständnis für Gleichstromanwendungen zu verbessern.

Die gesammelten Daten wurden qualitativ analysiert, um die Bedürfnisse der Interessengruppen, die technischen Erwartungen und die wahrgenommenen Herausforderungen im Zusammenhang mit der MVDC-Integration zu ermitteln. Die Ergebnisse dienen als Grundlage für die Gestaltung des technischen Konzepts des DC Hub Austria, als Leitfaden für Strategien zur Einbindung von Interessengruppen und als Beitrag zu einer breiteren Diskussion über die MVDC-Implementierung im Rahmen der Energiewende in Österreich und Europa.

#### 7.1.1 Anwendungsbereich und Methodik

Der Fragebogen war in drei Hauptabschnitte gegliedert, um systematisch Erkenntnisse von verschiedenen Interessengruppen zu sammeln. Abschnitt 1 befasst sich mit allgemeinen Fragen, um ein gemeinsames Verständnis aller Teilnehmer herzustellen. Abschnitt 2 konzentriert sich auf spezifische Fragen der Interessengruppen und ist in fünf separate Abschnitte unterteilt, um detaillierte, rollenspezifische Perspektiven zu erfassen. Abschnitt 3 enthält Fragen, die sich speziell auf den DC-Hub Austria beziehen und darauf abzielen, das Engagement der Interessengruppen zu bewerten. Ein Überblick über die Methodik ist in Abbildung 37 dargestellt.

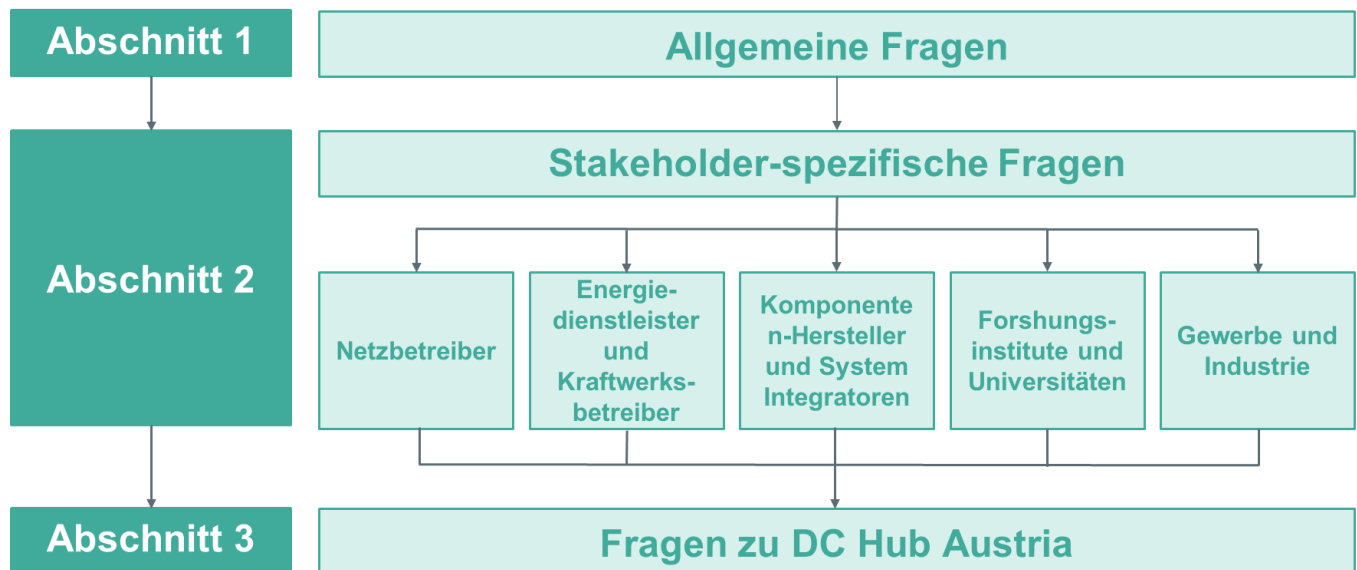


Abbildung 37 - Überblick über die für die Umfrage verwendete Methodik

Dieser Bericht behandelt nur eine Auswahl der wichtigsten Fragen aus der vollständigen Umfrage und konzentriert sich auf die relevantesten Themen, die aussagekräftige Einblicke in die Perspektiven der Interessengruppen und Branchentrends bieten. Diese Fragen wurden ausgewählt, um die Bereiche hervorzuheben, die für die Zukunft der MVDC-Technologien, technologische Reife, Marktpotenzial und organisatorische Fähigkeiten von größter strategischer Bedeutung sind.

## 7.1.2 Ausgewählte Ergebnisse

### 7.1.2.1 Überblick über die demografische Zusammensetzung der Befragten

Dieser Abschnitt bietet einen Überblick über die Umfrageteilnehmer, um die nachfolgenden Ergebnisse in Kontext zu setzen. Er gibt einen Überblick über die Verteilung der organisatorischen Rollen unter den Teilnehmern und hebt die dominierenden Interessengruppen hervor. Der Fragebogen wurde an 52 Teilnehmer in der Region Österreich/Deutschland verteilt, wobei 12 Antworten eingingen, was einer Rücklaufquote von 23 % entspricht. Um einen Kontext zu den organisatorischen Rollen der Befragten zu schaffen, wurden die Teilnehmer gebeten, die Rolle (Abbildung 38) auszuwählen, die ihrer aktuellen Position entspricht.

Was ist Ihre Rolle in Ihrem Unternehmen? (Mehrfachnennungen möglich)

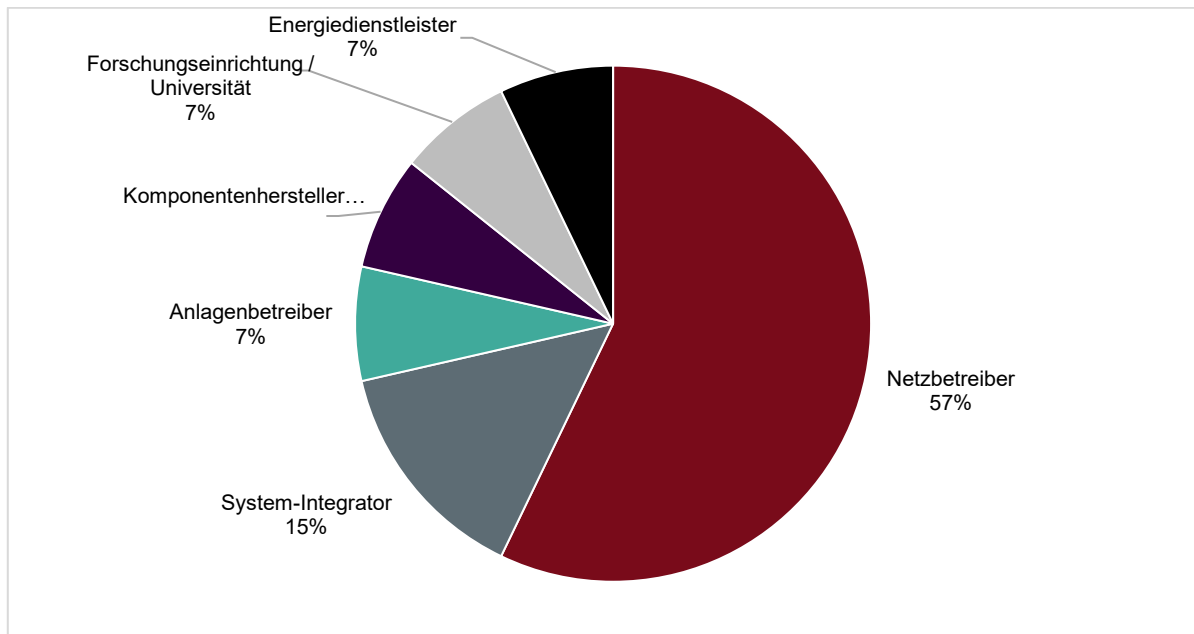


Abbildung 38 - Überblick über die Rollen der Teilnehmer in ihrer Organisation

Wie zu sehen ist, identifizierte sich die Mehrheit der Teilnehmer (ca. 57 %) mit der Rolle des Verteilernetzbetreibers innerhalb ihrer Organisation. Dies deutet darauf hin, dass Netzbetreiber die dominierende Interessengruppe in der Umfrage waren und die Ergebnisse der Umfrage daher in erster Linie von den Perspektiven dieses Sektors geprägt sind. Andere Rollen, wie Systemintegratoren, Anlagenbetreiber und Forschungseinrichtungen, sind in viel geringerem Umfang vertreten und bieten eine begrenzte, aber ergänzende Sichtweise innerhalb Österreichs und Deutschlands.

## 7.1.2.2 Anwendungen für MVDC und seine potenziellen Vorteile gegenüber MVAC

In diesem Abschnitt werden die Ansichten der Stakeholder zu den vielversprechendsten Anwendungsbereichen für die MVDC-Technologie untersucht und deren wahrgenommene Vorteile mit denen herkömmlicher MVAC-Systeme verglichen.

Abbildung 39 zeigt die vielversprechendsten Anwendungsbereiche für die MVDC-Technologie basierend auf den Umfrageergebnissen. Wie zu sehen ist, liegt die Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge an erster Stelle und wurde von den meisten Befragten ausgewählt (9 Stimmen). Dicht dahinter folgen industrielle Gleichstromnetze, die Integration von Windkraftanlagen und die Integration von Speichern (jeweils 7–8 Stimmen). Rechenzentren, Fahrzeugbordnetze und die Integration von Photovoltaikanlagen folgen mit mäßigem Interesse (4–5 Stimmen), während andere Anwendungen nur minimale Beachtung fanden.

Welche MVDC-Anwendungsbereiche sind Ihrer Meinung nach am vielversprechendsten?  
(Mehrfachauswahl möglich)

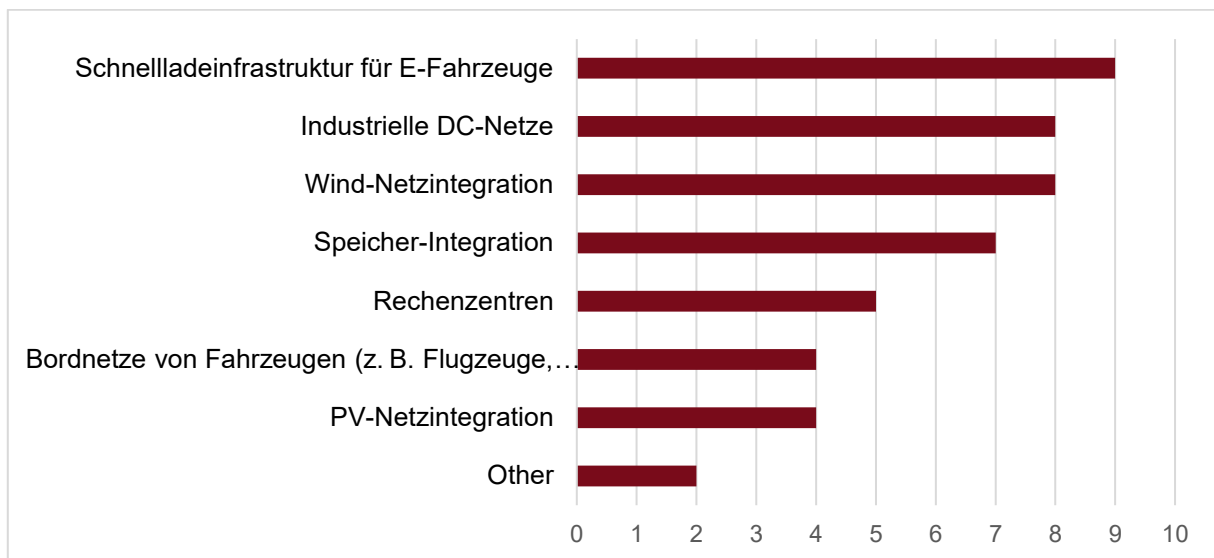


Abbildung 39 - Überblick über die vielversprechendsten Anwendungen für MVDC

Angesichts des fortschreitenden Wandels im Energiesystem (z. B. Dezentralisierung, zunehmender Einsatz von Leistungselektronik und erneuerbaren Energien): Wie beurteilen Sie die potenziellen Vorteile von MVDC im Vergleich zu MVAC?

Bei der Betrachtung der potenziellen Vorteile der MVDC-Technologie im Vergleich zu MVAC zeigen die Ergebnisse, dass die Meinungen zur MVDC-Technologie nach wie vor geteilt sind (siehe Abbildung 40). Fast die Hälfte (ca. 45 %) erkennt zwar potenzielle Vorteile, diese werden jedoch größtenteils auf bestimmte Anwendungsfälle oder Anwendungen zurückgeführt. Ein vergleichbarer Anteil (44 %) der Befragten hält herkömmliche MVAC-Systeme für stabiler und ausgereifter für die aktuellen betrieblichen Anforderungen. In anderen Fällen sieht ein kleiner Anteil der Befragten (11 %) derzeit keine wesentlichen Unterschiede zwischen den beiden Technologien.

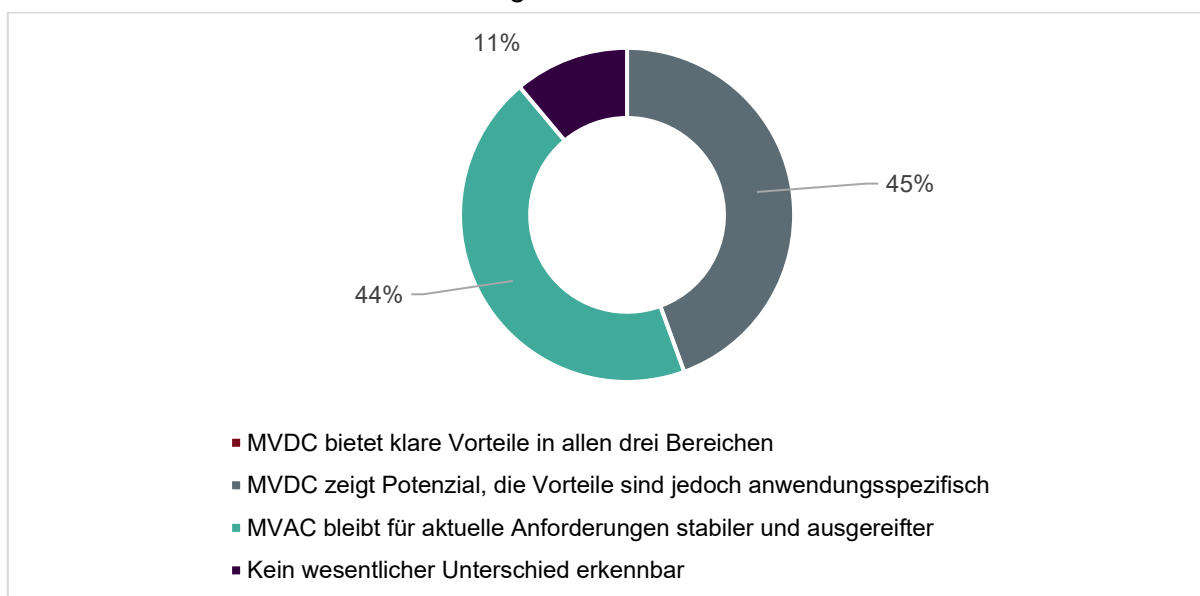


Abbildung 40 - Überblick über die Perspektiven der Interessengruppen zu den potenziellen Vorteilen der MVDC-Technologie im Vergleich zu MVAC



Welchen zusätzlichen technischen Vorteil müsste ein MVDC-System gegenüber einem MVAC-System bieten, um für die Integration in Ihre bestehende Infrastruktur in Betracht gezogen zu werden? (Freitext)

Bei der Überlegung, ob eine Integration in die bestehende Infrastruktur möglich wäre, betonten die Befragten außerdem, dass MVDC-Systeme nur dann in Betracht gezogen würden, wenn sie gegenüber MVAC-Systemen erhebliche Vorteile bieten. Dazu gehören deutlich niedrigere Gesamtkosten, sowohl in Bezug auf CAPEX als auch OPEX, bei gleichzeitiger technischer Zuverlässigkeit, einschließlich der Berücksichtigung modularer Systeme und wartungsarmer Komponenten. Darüber hinaus wurde hervorgehoben, dass das System auch verbesserte Steuerungsfunktionen bieten sollte, wie z. B. die Möglichkeit, Wirk- und Blindleistung (in allen vier Quadranten) zu steuern, um den Lastfluss und die Spannungsstabilität (im AC-Netzverbund) zu unterstützen. Schließlich wiesen die Befragten darauf hin, dass praxiserprobte Ergebnisse unerlässlich sind, um potenzielle Vorteile zu validieren und ein breiteres Vertrauen in die MVDC-Integration aufzubauen. Eine Übersicht über diese Ergebnisse ist Abbildung 41 zusammengefasst.



Abbildung 41 - Potenzial für die Integration von MVDC in die bestehende Netzinfrastruktur

### 7.1.2.3 Aktuelle Herausforderungen von MVDC

Dieser Abschnitt fasst die wichtigsten technischen und betrieblichen Herausforderungen zusammen, die von den Befragten im Zusammenhang mit der Implementierung von MVDC-Systemen genannt wurden.

Welche technischen Herausforderungen sehen Sie konkret für Ihre Organisation bei der Einführung von MVDC?

Die Ergebnisse zeigen (siehe Abbildung 42), dass die größten technischen Herausforderungen für Unternehmen bei der Einführung von MVDC-Systemen in der Entwicklung wirksamer Schutzkonzepte für Gleichstromnetze liegen. Auch die Interoperabilität zwischen Komponenten verschiedener Hersteller wird als großes Problem angesehen. Weitere Bedenken betreffen den erhöhten Schulungsbedarf für das Personal, zusätzliche Wartungs- und Überwachungswerkzeuge sowie Schutzmaßnahmen. Dies deutet darauf hin, dass Betriebskompetenz und Systemzuverlässigkeit im Netzbetrieb – wie zu erwarten – oberste Priorität haben. Darüber hinaus wurden Aspekte wie Isolationskoordination, Laststeuerung und Stromqualität als weniger wichtig eingestuft.

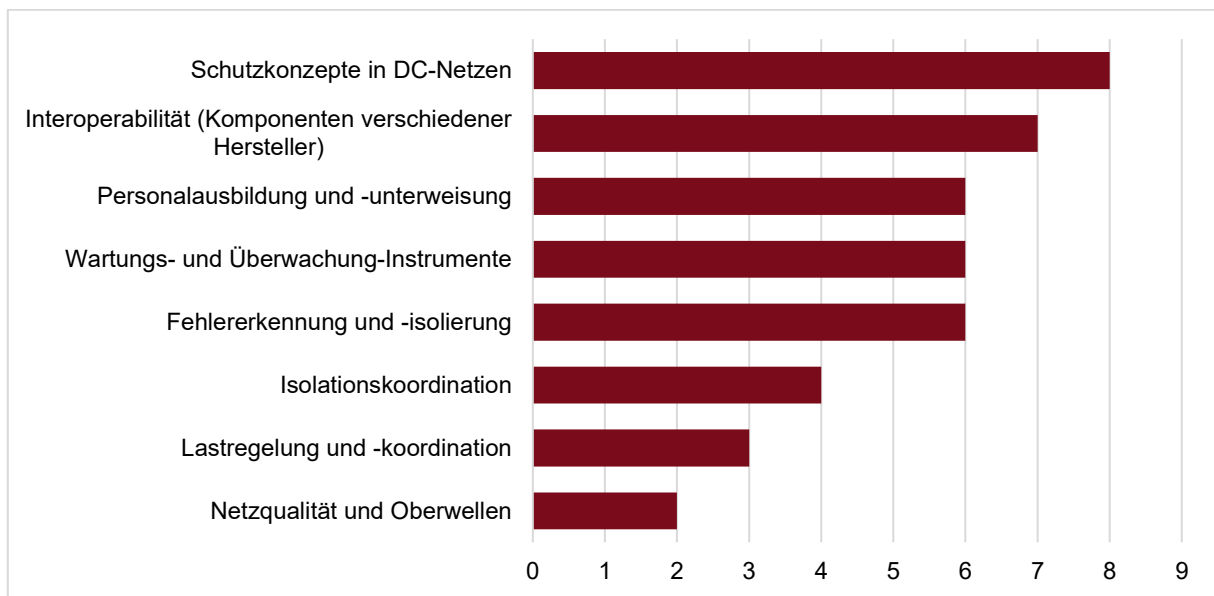


Abbildung 42 - Überblick über die wichtigsten technischen Herausforderungen für Unternehmen bei der Betrachtung von MVDC-Systemen

Was sind aus Ihrer Sicht die größten Herausforderungen bei der technischen Umsetzung von MVDC-Systemen? (Freitext)

Die Befragten betonten, dass die Integration von MVDC-Systemen zwar machbar ist, jedoch durch die Verfügbarkeit kompatibler Komponenten und die hohen Infrastrukturkosten eingeschränkt wird. Darüber hinaus wurde erwähnt, dass fortschrittliche Gleichstromschalttechnologie zum Schutz vor Fehlerströmen und Elektrokorrosion beitragen würde und dass intelligente Schutz- und Steuerungsgeräte im Bedarfsfall eine schnellere Reaktion als herkömmliche Methoden ermöglichen würden. Die Fehlerklärung bleibt jedoch weiterhin eine Herausforderung, insbesondere in verzweigten Netzen. Es wurde weiter betont, dass für eine breite Einführung von MVDC die Interoperabilität von entscheidender Bedeutung ist und dass standardisierte Schnittstellen, Steuerungssysteme und Schutzkonzepte erforderlich sind. Derzeit befinden sich formale Standards noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass Lösungen nur auf Prototypenebene existieren, was darauf hindeutet, dass weitere Entwicklungen, Tests und Standardisierungen erforderlich sind, bevor eine breite Einführung in Betracht gezogen werden kann. Demonstrationsprojekte wurden als entscheidend für die Stärkung des Vertrauens der Kunden in Gleichstromtechnologien identifiziert, insbesondere da die derzeitigen Kosten diejenigen von Wechselstromlösungen weit übersteigen. Schließlich wurde auch die Sicherheit des Personals und die Akzeptanz der Nutzer als wichtige Aspekte genannt.

#### 7.1.2.4 Organisatorisches Know-how und Kapazitätsaufbau

In diesem Abschnitt werden der aktuelle Stand der Technik, sowie das Interesse und die Bereitschaft von Organisationen sich mit MVDC-Technologien zu befassen untersucht.

Da MVDC-Systeme spezielles technisches Know-how und operatives Know-how erfordern, glauben Sie, dass derzeit genügend Fachwissen und Interesse in Ihrer Organisation vorhanden ist, um sich aktiv an MVDC-Systemen zu beteiligen?

Aus den Antworten geht hervor, dass die Mehrheit (78 %) der Befragten der Meinung ist, dass ihre Organisationen derzeit nicht über das erforderliche interne Fachwissen oder Interesse an MVDC-Systemen verfügen. Darüber hinaus gaben 11 % an, sowohl Interesse als auch ausreichendes internes Fachwissen zu haben, während ebenfalls 11 % Interesse bekundeten, aber einen Mangel an internem Know-how einräumten, was darauf hindeutet, dass nach Schließung der Wissenslücken Potenzial für eine zukünftige Entwicklung besteht.

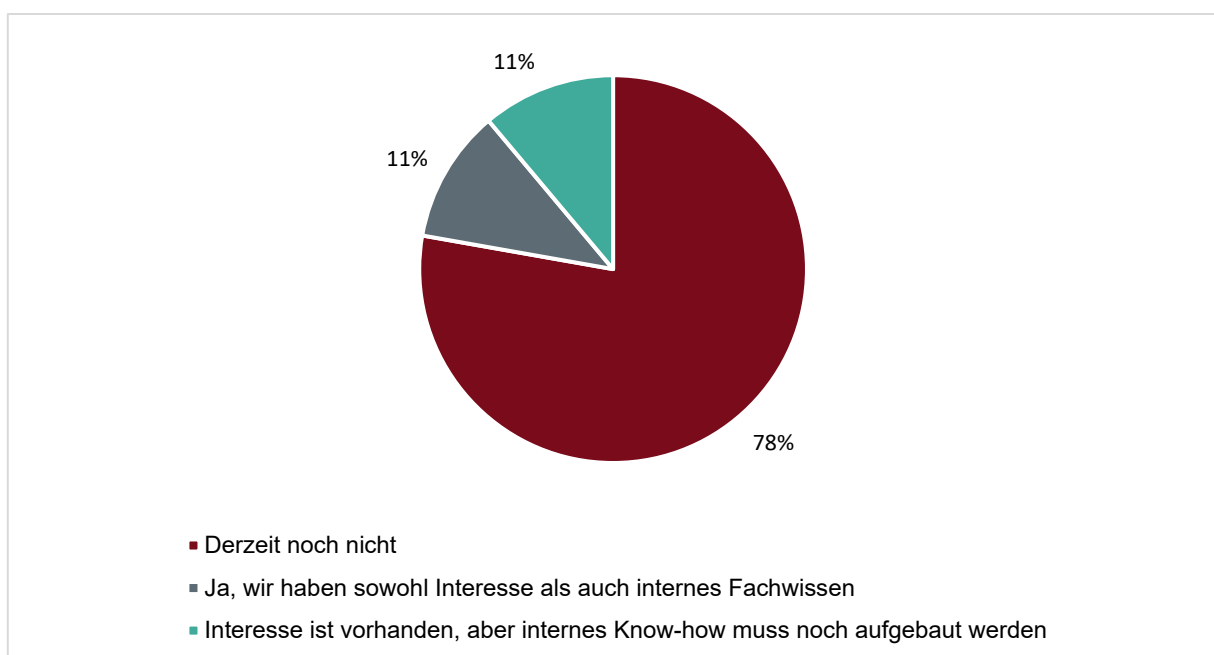


Abbildung 43 - Überblick über organisatorische Bereitschaft, Interesse und Expertise

Wie plant Ihr Unternehmen, potenzielle Herausforderungen im Zusammenhang mit den Fähigkeiten von Fachkräften und der Kapazität der Arbeitskräfte anzugehen? (Freitext)

Die Entwicklung von Fachwissen kann durch die Teilnahme an Forschungs- und Pilotprojekten erreicht werden, wobei bei Bedarf die erforderlichen Schulungen angeboten werden sollten. Die Befragten betonten außerdem, dass es zunehmend Herausforderungen im Zusammenhang mit der Digitalisierung und Automatisierung gibt, denen durch die Stärkung der Belegschaft mit entsprechenden Fähigkeiten bei Bedarf begegnet werden kann. Arbeitgeber müssen aktiv sein und interne Schulungs- und Entwicklungsprogramme anbieten, um ein qualifiziertes und motiviertes Team zu erhalten. Die Befragten wiesen auch darauf hin, dass eine rechtzeitige Nachfolgeplanung und frühzeitige Rekrutierung erforderlich sind, um sicherzustellen, dass der Wissenstransfer vor dem Ausscheiden der Mitarbeiter in den Ruhestand erfolgt.

## 7.1.2.5 Geschäftsmodelle für Skalierbarkeit von MVDC

Dieser Abschnitt befasst sich mit den Faktoren, die die kommerzielle Skalierbarkeit von MVDC-Systemen beeinflussen. Er skizziert die Sichtweisen der Interessengruppen zu den technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und marktbezogenen Bedingungen, die erfüllt sein müssen, um tragfähige Geschäftsmodelle und eine Marktakzeptanz zu ermöglichen.

Was muss Ihrer Meinung nach aus Sicht des Geschäftsmodells passieren, damit MVDC kommerziell rentabel und skalierbar wird? (Freitext)

Die Antworten zeigen, dass die kommerzielle Skalierbarkeit von MVDC von einer Kombination aus technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und marktbezogenen Faktoren abhängt. In technologischer Hinsicht sind sich die Befragten einig, dass Einfachheit, Robustheit und nahtlose Integration in die bestehende AC-Infrastruktur von entscheidender Bedeutung sind. Dies deutet auch darauf hin, dass eine ausreichende Verfügbarkeit von Geräteherstellern erforderlich ist, um Wettbewerb und Zuverlässigkeit zu fördern. Aus wirtschaftlicher Sicht muss sichergestellt werden, dass es ausreichend überzeugende Geschäftsmodelle gibt, um Investitionen in eine noch nicht ausgereifte Technologie zu rechtfertigen. In diesem Zusammenhang wurde betont, dass die Senkung der Kosten, insbesondere für Umrichter, und die Gesamteffizienz des Systems von großer Bedeutung sind. Standardisierung und Normen (welche derzeit fehlen oder nur begrenzt vorhanden sind) wurden als wesentlicher Faktor hervorgehoben, um Vertrauen aufzubauen, wahrgenommene Risiken zu verringern und die Marktakzeptanz zu fördern. Aus regulatorischer Sicht und im Hinblick auf Anreizstrukturen wurde festgestellt, dass Netzbetreiber in Bezug auf Geschäftsmodelle häufig durch gesetzliche Vorschriften eingeschränkt sind. Schließlich werden praktische Demonstrationsprojekte oder Modellregionen als entscheidend für den Nachweis der Vorteile von MVDC angesehen. Dies ist für die Förderung der Akzeptanz und Skalierung der Technologie von wesentlicher Bedeutung.

|                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|-----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Technologisch</b>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Umrichter müssen kleiner, kostengünstiger und effizienter werden.</li><li>• Integration erfordert einfache, robuste und wirtschaftliche Lösungen für bestehende AC-Systeme.</li><li>• Langfristig kann sich ein hybrides AC-/DC-System entwickeln, in dem DC bei Vorteilhaftigkeit AC teilweise ablöst.</li></ul> |
| <b>Wirtschaftlich</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Klare Kosten- und Effizienzvorteile sind entscheidend, um die Akzeptanz einer noch nicht vollständig ausgereiften Technologie zu sichern.</li><li>• Die Kosten für DC-Systeme müssen im Vergleich zu AC deutlich reduziert werden.</li></ul>                                                                      |
| <b>Regulatorisch</b>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Netzbetreiber sind in ihrem Geschäftsmodell stark durch gesetzliche Vorgaben gebunden.</li><li>• Fehlende Standards für MVDC erschweren Vertrauen und Markteinführung.</li></ul>                                                                                                                                  |
| <b>Markt/Kunden</b>   | <ul style="list-style-type: none"><li>• Vertrauen in die Technologie sowie eine größere Hersteller- und Gerätevielfalt sind zentrale Faktoren.</li><li>• Konkreter Bedarf sowie erste Modellregionen sind notwendig, um den Nutzen praktisch zu demonstrieren</li></ul>                                                                                   |

Abbildung 44 - Zusammenfassung der technologischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und marktbezogenen Aspekte, die für die Entwicklung von MVDC-Geschäftsmodellen erforderlich sind

## 7.1.2.6 Ausblick

Dieser Abschnitt gibt einen Ausblick auf die zu erwartenden Technologieparameter und die Relevanz der MVDC-Technologie in den kommenden Jahren.

Welche DC-Nennspannungsebenen und Betriebsarten sind in Zukunft am relevantesten?  
(Mehrfachauswahl möglich).

Die Ergebnisse, wie in Abbildung 45 dargestellt, zeigen, dass Spannungspegel zwischen 21 und 30 kV sowie über 50 kV in Zukunft voraussichtlich am relevantesten sein werden. Mittlere Spannungsniveaus (21–30 kV) dürften für industrielle und Verteilungsanwendungen wichtig sein, während höhere Spannungen (> 50 kV) wahrscheinlich eine Schlüsselrolle bei der großtechnischen Stromübertragung und der Integration erneuerbarer Energien spielen werden. Niedrigere Spannungsbereiche werden von den Befragten als weniger bedeutend angesehen.

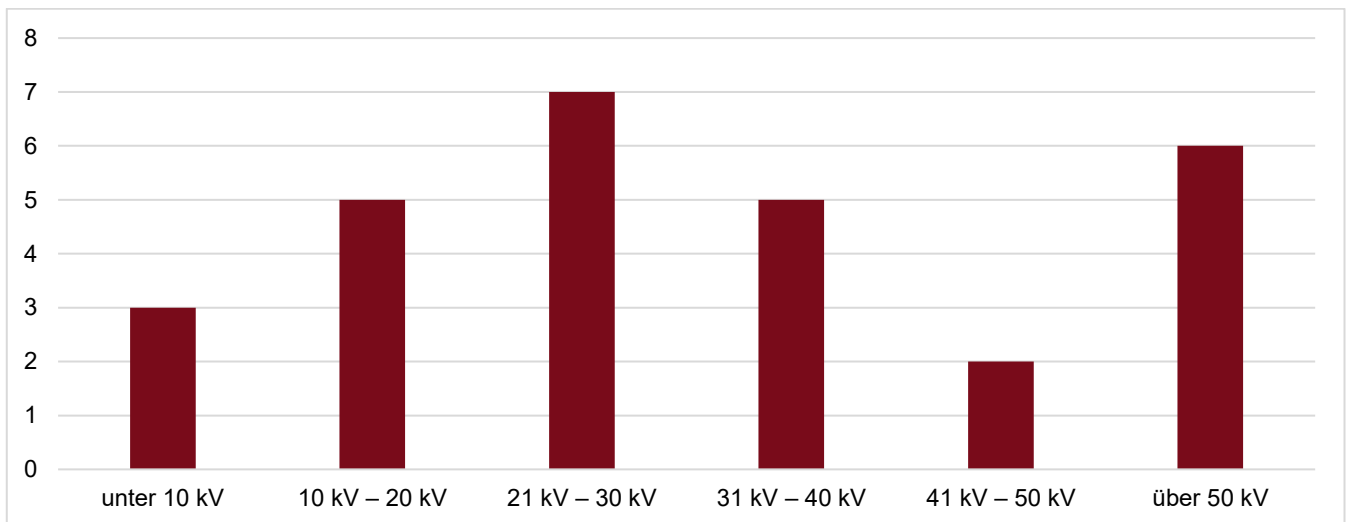


Abbildung 45 - Überblick über die zu erwartenden Spannungsbereiche für zukünftige DC-Technologien

Abbildung 46 zeigt, dass der bipolare Gleichstrombetrieb eindeutig bevorzugt wird und den Großteil der Antworten ausmacht, während unipolare Systeme nur einen geringen Anteil ausmachen. Dies deutet darauf hin, dass zukünftige Gleichstromsysteme überwiegend bipolare Konfigurationen verwenden werden, wahrscheinlich aufgrund ihrer Vorteile in Bezug auf Effizienz, Redundanz und Spannungsausgleich für Anwendungen mit mittlerer und hoher Leistung.

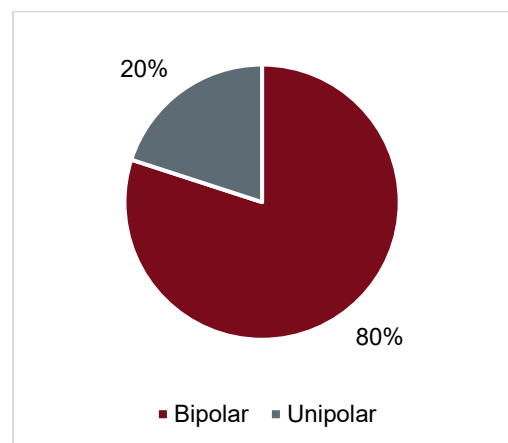


Abbildung 46 - Übersicht über die erwartete DC-Betriebsart

Wie relevant wird MVDC Ihrer Meinung nach in den nächsten 5-10 Jahren sein?

Basierend auf den Ergebnissen der Befragten (siehe Abbildung 47) sind die Aussichten für die MVDC-Technologie nicht sehr vielversprechend. Die Mehrheit der Befragten ist der Meinung, dass die MVDC-Technologie in den nächsten zehn Jahren keine oder nur eine geringe strategische Bedeutung haben

wird. Ein kleiner Teil der Befragten hält die Technologie für mäßig relevant (Skala 2-4), während ein Befragter die Technologie für sehr relevant hält.

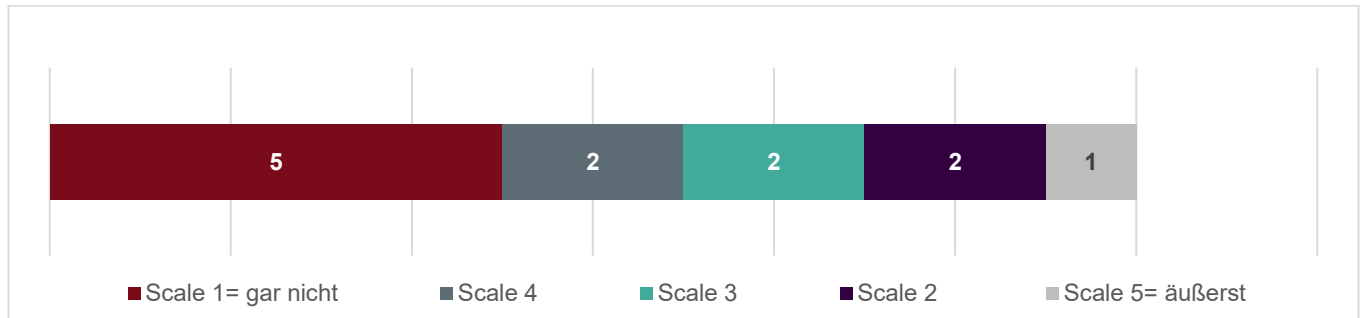


Abbildung 47 - Überblick über die Relevanz von MVDC in den nächsten 5-10 Jahren

Planen Sie aktuell die Einführung von MVDC oder betreiben Sie bereits MVDC-Infrastruktur in Ihrem Verteilnetz? (ja/nein)

Die Ergebnisse in Abbildung 48 zeigen, dass alle Befragten und/oder ihre Organisationen derzeit weder an der Implementierung einer MVDC-Infrastruktur in Verteilungsnetzen beteiligt sind noch dies planen. Dies unterstreicht, dass sich die MVDC-Technologie noch in einem sehr frühen Stadium der Einführung befindet und in naher Zukunft keine aktiven Implementierungs-Bemühungen zu erwarten sind.

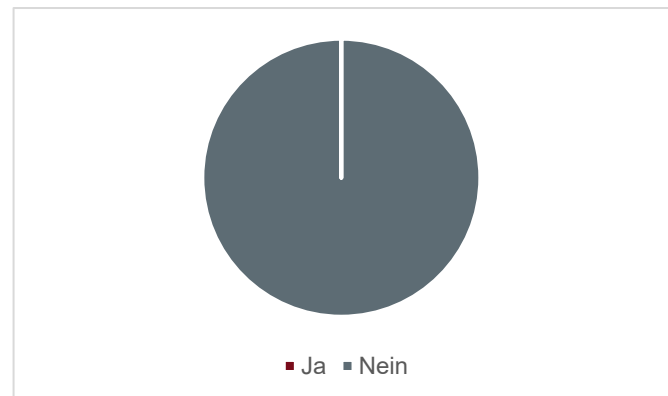


Abbildung 48 - Zukunft mit der Integration von MVDC-Technologien beschäftigen

### 7.1.2.7 Zusammenfassung

Die Umfrage wurde konzipiert, um Erkenntnisse von wichtigen Interessengruppen aus dem gesamten Energiesektor über die Entwicklung, Einführung und Kommerzialisierung von MVDC-Technologien zu sammeln. Ziel war es, tiefere Einblicke in ihr derzeitiges Engagement, ihre Bereitschaft und ihre Erwartungen in Bezug auf MVDC-Systeme zu gewinnen, wobei der Schwerpunkt auf Themen wie technologische Reife, Interoperabilität, Herausforderungen, Standardisierungsbedarf, Personal- und Qualifikationsanforderungen sowie potenzielle Anwendungsfälle lag.

Die Ergebnisse zeigen, dass die MVDC-Technologie (innerhalb Österreichs) noch als in einem frühen Reifestadium befindlich wahrgenommen wird. Obwohl das Potenzial dieser Technologie allgemein bekannt ist, insbesondere für Anwendungen wie Schnellladeinfrastruktur, industrielle Gleichstromnetze und die Integration erneuerbarer Energien, bleiben viele Interessenvertreter weiterhin vorsichtig. Zu den wichtigsten identifizierten Hindernissen zählen mangelnde Standardisierung, hohe Investitionskosten und technische Unsicherheiten in Bezug auf Schutz und Fehlermanagement.

In Bezug auf die technische Entwicklung betonen die Befragten die Notwendigkeit weiterer bewährter Praxisergebnisse, um die Anwendungsfälle zu validieren. Darüber hinaus wurden modulare und skalierbare Systemdesigns sowie eine verbesserte Interoperabilität zwischen Komponenten verschiedener Hersteller hervorgehoben. Demonstrationsprojekte wurden wiederholt als entscheidend für die Validierung der Leistungsfähigkeit der Technologie, die Verringerung der Risikowahrnehmung und die Stärkung des Vertrauens der Nutzer hervorgehoben.

Aus organisatorischer und personeller Sicht gaben die Befragten an, dass ihren Organisationen derzeit sowohl das Fachwissen als auch das unmittelbare Interesse an der Umsetzung von MVDC fehlen. Es besteht jedoch Einigkeit darüber, dass Kapazitäten durch Pilotprojekte, Forschungsk Kooperationen und Schulungsprogramme aufgebaut werden müssen, insbesondere da die Digitalisierung und Automatisierung den Netzbetrieb weiterhin verändern.

In Bezug auf Geschäftsmodelle und Skalierbarkeit betonten die Interessengruppen, dass eine großflächige Einführung von MVDC von klaren wirtschaftlichen Anreizen, reduzierten Umrichter-Kosten und stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen wird. Ein starker Schwerpunkt lag auf der Vereinfachung der Systemintegration, der Gewährleistung von Robustheit und Zuverlässigkeit sowie der Förderung des Wettbewerbs durch eine breitere Lieferantenbasis.

Schließlich bleiben die Aussichten für die MVDC-Technologie konservativ. Während Mittelspannungsbereiche (21–30 kV) und bipolare Konfigurationen als technisch vielversprechend angesehen werden, erwarten die meisten Unternehmen nicht, dass MVDC in den nächsten zehn Jahren eine wichtige Rolle spielen wird.

## 7.2 Stakeholder-Workshop

Ein DC-Hub-Stakeholder-Workshop fand am 29. September 2025 in einem hybriden Format statt, sowohl online als auch vor Ort in Wien, zu dem alle relevanten Stakeholder eingeladen waren. Während des Workshops wurden die Projektergebnisse präsentiert, darunter ein Überblick über das Projekt, die Ergebnisse der Umfrage sowie die Resultate der Simulationen. Zudem wurden das Technische Konzept und die Umsetzungsvarianten vorgestellt, gefolgt von einer interaktiven Diskussion zum Austausch von Feedback und Perspektiven.

Die wichtigsten Ergebnisse des Workshops umfassten:

- Identifikation von Chancen, Herausforderungen und offenen Fragestellungen
- Sammlung von Anregungen und Empfehlungen für die weiteren Projektphasen
- Die Wichtigkeit zur nationalen und internationalen Vernetzung in wissenschaftlichen Arbeitsgruppen sowie in Normengremien

Angesprochene Diskussionspunkte deckten sich größtenteils mit den Ansichten erhoben in der Stakeholder-Umfrage und wurden von den Anwesenden unisono bestätigt.



## 8 Zusammenfassung der Ergebnisse und nächste Schritte

Zusammenfassend können die grundlegenden Fragestellungen des Projekts wie folgt beantwortet werden:

### 1. Welche Einrichtungen und Unternehmen können und wollen an das DC-Verteilnetz angeschlossen werden?

Aus Gesprächen mit umliegenden und regionalen Unternehmen geht eine prinzipielle Bereitschaft zur Kooperation im Bereich DC hervor. Der Betreiber des umliegenden Windparks hat sich zu einem Beitrag am DC-Backbone bereiterklärt sofern auch die Energieversorgung des Standorts zumindest teilweise übernommen werden kann. Geschäftsmodelle wie Energiegemeinschaften und Beteiligung an Großspeichersystemen sind möglich. Ein weiteres externes Unternehmen hat Interesse an einer Beteiligung an der Verbraucherseite gezeigt. Eine direkte Kopplung via Leitung oder ein Beitrag zur LKW-Ladeinfrastruktur wurden diskutiert. Erstere Möglichkeit wurde jedoch aus rechtlichen und wirtschaftlichen Grundsatzproblemen verworfen. Die Versorgung von den am Standort ansässigen Drittfirmen stellt geringere Hindernisse dar und wird primär angestrebt.

### 2. Wie sollte eine Forschungs- und Demonstrationsanlage für die Mittelspannungs-Gleichstrom-Verteilung am AIT-Standort Seibersdorf technisch ausgestaltet sein?

Als minimale funktionierende Einheit wird eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung über eine Kabelstrecke verlegt im Kollektor-System des Standorts angesehen. Die Kopfstationen können mit AIT-Eigenentwicklungen aufgebaut werden. Für die weitere Entwicklungen der Komponenten und einem Anlagenmodell reicht die Minimalvariante am lokal am Standort aus, eine Kopplung an den umliegenden PV-Park wird jedoch angestrebt. Das System ist modular erweiterbar, aus praktischen Gründen wird eine erste MVDC-Systemkonfiguration mit einer Spannung von 10 kV unipolar bei etwa 200 kW Übertragungsleistung angestrebt. Die nächste Stufe ist 30 kV bipolar bei einer Leistung von 1 MW. Das Limit der Spannung wird durch die Isolationsfestigkeit der Anlagentechnik festgelegt, bis zu 50 kV bipolar werden hier angestrebt. Die maximale verfügbare Leistung (in der Variante mit Direktverbindung an den umliegenden PV-Park) ist 4 MW. Um DC-Technik zu demonstrieren und Betriebserfahrung zu sammeln ist eine Erweiterung auf mindestens 3 Netzknoten notwendig. Dazu gibt es am Standort derzeit und zukünftig die Möglichkeit unter anderem einer MVDC/AC-Kopplung, einer Kopplung an eine thermische Erzeugungsanlage, an einen Batteriespeicher und einen Ladepark.

### 3. Welchen Beitrag kann die Demonstrationsanlage zur Behebung bestehender Netzeengpässe in der Region (z. B.: Abtransport von Windenergie) leisten?

Durch Gespräche mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber ging hervor, dass die Versorgungsleistung für den Standort und die Einspeisekapazität in der Region an ihre Grenzen stößt. Die Demonstrationsanlage kann in den unterschiedlichen Ausbaustufen mit variierender Effektivität zur Reduktion der Netzeengpässe beitragen indem einerseits regionale Einspeiseleistung via Direktleitung am Standort verbraucht werden kann, ohne die Kapazität des naheliegenden Umspannwerks zu beanspruchen. In der ersten Ausbau-Phase ist die transportierte Leistung (200 kW – 1 MW) eher gering und wird zudem nur im Test- und Demonstrationsbetrieb abgerufen, entsprechen gering werden die Auswirkungen sein. Es besteht jedoch das Potential die gesamte elektrische und thermische

Versorgung des Standorts Seibersdorf direkt an die Energieerzeugungsanlagen in unmittelbarer Nähe zu koppeln und die Restkapazität via 110-kV-Anbindung zu vermarkten. Dies kann in Form eines Kooperationsmodell als hybrides Kraftwerk und/oder Energiegemeinschaft erfolgen. So könnten die etwa 30 MW der umliegenden bestehenden und geplanten Wind- und PV-Parks um die prognostizierte Leistung (etwa 15 MW) an Verbrauch am Standort reduziert werden. Das System wäre, bedingt durch rechtliche und technische Einschränkungen mit AC-Technik aufgebaut. Standort-Intern und an Teilstrecken der Zuleitung (DC-Backbone) kann die AC-Verbindung nach Erreichen der Marktreife durch DC-Technik ersetzt werden.

#### **4. Wie könnte ein tragfähiges Betreiber- und Nutzungskonzept für die Forschungsanlage aussehen, dass auch anderen Forschungseinrichtungen eine aktive Mitwirkung ermöglicht?**

Eine Errichtung von dieser kapitalintensiven Infrastruktur kann nicht allein aus Eigenmitteln und/oder Fördergeldern erzielt werden. Vielmehr muss eine Strategie zum schrittweisen Aufbau in Kooperation mit Partnern erarbeitet werden. Es wird ein dualer Ansatz mit zwei grundlegenden Pfaden (welche sich auf technischer Ebene kreuzen können) verfolgt. Der Forschungspfad und der Geschäftspfad. Im Forschungspfad werden neue Technologien und Konzepte, welche für die Energieversorgung am Standort in Frage kommen entwickelt, erprobt und geprüft. Im Geschäftspfad werden aktuell tragfähige technische und wirtschaftliche Lösungen (z.B. ein netzdienliches Batterieenergiespeichersystem basierend auf konventioneller Technik) umgesetzt, um dann je nach Reifegrad im nächsten Innovationszyklus auf die neue Technik umstellen zu können.

#### **5. Mit welchem finanziellen Aufwand ist bei welchen sinnvoll definierbaren Umsetzungsvarianten zu rechnen?**

Im Zuge des Projekts konnten nur grobe Schätzwerte erhoben werden, da eine technische Ausführung im notwendigen Detailgrad zu diesem Zeitpunkt machbar war. Die Einzel-Schätzungen befinden sich bei den Umsetzungskonzepten in Kapitel 4.

Ein Vollausbau des Standorts zu einem Research Hub Austria wird mit einer Gesamtinvestition von 35.000.000 € nach etwa 10 Jahren beziffert. Der weitaus größte Teil (25.000.000 €) fällt aber auf das Netz-Batterieenergiespeichersystem, welches das lukrativste Geschäftsmodell in sich birgt und das Potential hat Teile der Forschungsinfrastruktur mitzufinanzieren.

Um die Fragestellungen in diesem Projekt zu beantworten wurde eine Stakeholder-Umfrage sowie direkte Gespräche mit regionalen Unternehmen durchgeführt, auf deren Basis Ziele und Anwendungsfälle für eine technische Umsetzung abgeleitet wurden. Eine Umsetzung wird in Phasen angestrebt. Als erstes Umsetzungsziel dient eine MVDC-Direktverbindung, welche in der Minimalausführung am Standort errichtet wird, bei einer Kooperation mit dem anliegenden Wind- und PV-Parkbetreiber auch durch einen geplanten PV-Park versorgt werden kann. Die Direktverbindung sollte danach um einen weiteren Knotenpunkt erweitert werden und ein erstes „echtes“ MVDC-Netz bilden. Im Anschluss können erste Interoperabilitätstests durchgeführt und Betriebskonzepte entwickelt werden.

Die konkreten nächsten Schritte auf dem Weg zur Umsetzung sind:

## Energieforschungsprogramm 2023

- Beantragung eines geförderten Forschungsprojekts, um Simulationen und technische Konzepte zu verfeinern und auf regionale bzw. überregionale Ebene zu heben.
- Vereinbaren eines Fahrplans zur Kooperation mit dem naheliegenden Windparkbetreiber
- Bilden eines Konsortiums für die Umsetzung am Standort (unabhängig von den Förderprojekten)
- Erstellen eines Erneuerungs- und Ausbauplans für den Standort Seibersdorf

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] NEFI, „Austrian DC Pilot Factory,“ [Online]. Available: <https://www.nefi.at/de/projekt/austrian-dc-pilot-factory>. [Zugriff am 11 12 2025].
- [2] „MEDUSA Project,“ [Online]. Available: <https://www.medusa-project.at/>.
- [3] „DC Megacharger,“ [Online]. Available: <https://www.dc-megacharger.com/>.
- [4] „Open DC Alliance,“ [Online]. Available: <https://odca.zvei.org/>. [Zugriff am 15 12 2025].
- [5] „Defining Standards for Direct Current Microgrids,“ [Online]. Available: <https://currentos.org/>. [Zugriff am 15 12 2025].
- [6] „DC-Systeme,“ [Online]. Available: <https://www.iaew.rwth-aachen.de/cms/IAEW/Forschung/Hochspannungstechnologie/~dxoiv/DC-Systeme/>. [Zugriff am 15 12 2025].
- [7] „Angle-DC,“ SP Energy Networks, [Online]. Available: [https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/angle\\_dc.aspx](https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/angle_dc.aspx). [Zugriff am 15 12 2025].
- [8] D. Stahleder, S. Übermasser, D. Reihs, S. Ledinger und F. Lehfuss, „Electric Vehicle Car Park Charging Simultaneity and Grid Connection Power Requirement Analysis,“ IEEE, virtual conference, 2021.
- [9] AIT Austrian Institute of Technology GmbH, „TESCA - Techno-Economic System and Component Analysis,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.ait.ac.at/tesca-energy/>.
- [10] H. Popp, „Einfluss von Vehicle to Grid Applikationen auf die Alterung von Lithium-Ionen Batterien,“ Universität für Bodenkultur Wien, Vienna.
- [11] P. Reisz, „Development of an electric vehicle and battery pack simulator,“ 2024.
- [12] P. Reisz, K. Maggauer, F. Haojie, T. Jamatia und V. Pechancova, „Scalability and performance study of an innovative battery based on electric-circuit models,“ in *25th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*.
- [13] P. A. Reisz, B. Eschelmüller, D. Stahleder und S. Ledinger, „Efficient Parametrization of Electric Circuit-Based Battery Models: A Novel Approach Using Adaptive Polynomial Fitting,“ p. 1–7, 2024.
- [14] M. Naumann, F. B. Spingler und A. Jossen, „Analysis and modeling of cycle aging of a commercial LiFePO<sub>4</sub>/graphite cell,“ *Journal of Power Sources*, Bd. 451, p. 227666, 2020.
- [15] N. M. Sammes und Z. Cai, „Ionic conductivity of ceria/yttria stabilized zirconia electrolyte materials,“ *Solid State Ionics*, Bd. 100, Nr. 1, p. 39–44, 1997.
- [16] V. Menon, V. M. Janardhanan und O. Deutschmann, „A mathematical model to analyze solid oxide electrolyzer cells (SOECs) for hydrogen production,“ *Chemical Engineering Science*, Bd. 110, p. 83–93, 2014.
- [17] M. Ni, M. K. Leung und D. Y. Leung, „Parametric study of solid oxide fuel cell performance,“ *Energy Conversion and Management*, Bd. 48, Nr. 5, p. 1525–1535, 2007.
- [18] M. Ni, „Modeling and parametric simulations of solid oxide fuel cells with methane carbon dioxide reforming,“ *Energy Conversion and Management*, Bd. 70, p. 116–129, 2013.

- [19] T. Fukumoto, N. Endo, K. Natsukoshi, Y. Tachikawa, G. F. Harrington, S. M. Lyth, J. Matsuda und K. Sasaki, „Exchange current density of reversible solid oxide cell electrodes,“ *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 47, Nr. 37, p. 16626–16639, 2022.
- [20] IEC White Paper, „Medium voltage DC (MVDC) grids for an all-electric society,“ 2025.
- [21] Österreichs Energie, „Brennpunkt Netze,“ [Online]. Available: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeit-en/detail-seite/brennpunkt-netze>. [Zugriff am 29 06 2025].
- [22] CIGRE WG C6.31, „Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study,“ CIGRE TB 793, 2020.
- [23] Schichler, Ratheiser, Lapthorn, Nalindi, „Impact of MVDC Cables on the Energy Transition,“ in *CIGRE Symposium*, Trondheim, Norwegen, 2025.
- [24] S. Ratheiser, „Review of IEC 62895 regarding Electrical Type Tests on extruded MVDC Cable Systems,“ in *Jicable HVDC*, Lüttich, Belgien, 2021.
- [25] Ratheiser, „Feasibility of MVAC Cable Systems for MVDC/HVDC,“ Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2025.
- [26] Ratheiser, Buchner, Schichler, „Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelstrecken bei Verwendung von extrudierten AC-Mittelspannungskabeln,“ VDE Hochspannungstechnik, Online, 2020.
- [27] Schichler, Kupzog, Ratheiser, Mayr, „DC Hub Austria - Sondierung für einen Gleichstromtechnik-Inkubator in Österreich,“ Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, Österreich, 2025.
- [28] International Commission on, „Guidelines for Limiting Exposure to Time-Varying Electric, Magnetic, and Electromagnetic Fields (up to 300 GHz),“ 1998. [Online]. Available: <https://www.icnirp.org/cms/upload/publications/ICNIRPemfgdlger.pdf>. [Zugriff am 15 12 2025].

---

## ANHANG

---

### ABBILDUNGSVERZEICHNIS

|                                                                                                                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1 - Konzept DC Hub Austria.....                                                                                                                                           | 10 |
| Abbildung 2 - Standort Seibersdorf: Technikplan – Bestandsanlagen.....                                                                                                              | 14 |
| Abbildung 3 - Standort Seibersdorf: Nutzbare oberirdische Fläche (rot – nicht nutzbar, orange – bedingt nutzbar, blau – mitbenutzbar, grün – frei nutzbar) .....                    | 15 |
| Abbildung 4 - Standort Seibersdorf: Nutzbare Kollektorschächte.....                                                                                                                 | 15 |
| Abbildung 5 - Die schrittweise Umsetzung des Gesamtvorhabens (Phasenplan) .....                                                                                                     | 20 |
| Abbildung 6- Phase 1: Minimalvariante - Direktleitung am Standort.....                                                                                                              | 21 |
| Abbildung 7 - Phase 2: Ankopplung an den regionalen PV-Park .....                                                                                                                   | 21 |
| Abbildung 8 - PKW-Ladepark als weiterer Knotenpunkt .....                                                                                                                           | 22 |
| Abbildung 9 - AC-Netzanbindung als weiterer Knotenpunkt.....                                                                                                                        | 23 |
| Abbildung 10 - LVDC-Demonstrator-Netz als weiterer Knotenpunkt .....                                                                                                                | 24 |
| Abbildung 11 - DC-Direktanbindung an einem oder an mehreren Windturbinen .....                                                                                                      | 25 |
| Abbildung 12 - Batteriespeicher als Puffer für PV-Anlage .....                                                                                                                      | 26 |
| Abbildung 13 - Netzdienlicher Groß-Batteriespeicher .....                                                                                                                           | 27 |
| Abbildung 14 - Brennstoffzelle/Elektrolyseur als saisonaler Speicher mit H <sub>2</sub> -Blending zur Wärmeversorgung.....                                                          | 28 |
| Abbildung 15 - Hochtemperatur-BZ/EL als saisonaler Speicher und Wärmeauskopplung .....                                                                                              | 29 |
| Abbildung 16 - Prüffeld für MVDC-Kabelsysteme .....                                                                                                                                 | 30 |
| Abbildung 17 - Schematischer Aufbau des DC-Hochspannungsprüflabors.....                                                                                                             | 31 |
| Abbildung 18 - Vollausbauszenario: Research Hub Austria (lokale Ansicht).....                                                                                                       | 32 |
| Abbildung 19 - Szenario 1: Direkte Anbindung über Mittelspannungs-AC-Leitung (modelliert in PowerFactory).....                                                                      | 34 |
| Abbildung 20 - Szenario 2: Kopplung über Mittelspannungs-DC-Ring mit zusätzlichen Verbrauchern und Speichern (modelliert in PowerFactory) .....                                     | 35 |
| Abbildung 21 - Von links nach rechts: schematische Darstellung von Wärme- und elektrischem Bedarf, generierte Wind- und PV Leistung .....                                           | 36 |
| Abbildung 22 - Gegenüberstellung der jährlich von der Photovoltaikanlage (PV) und der Windkraft erzeugten Energie im Vergleich zum Wärmebedarf und elektrischen Energiebedarf ..... | 39 |
| Abbildung 23 - Schematische Darstellung vom Baseline Szenario. ....                                                                                                                 | 40 |
| Abbildung 24 - Schematische Darstellung vom Szenario 1.....                                                                                                                         | 41 |
| Abbildung 25 - Schematische Darstellung vom Szenario 2-3.....                                                                                                                       | 41 |

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 26 - Statistik über die Extremwerte und Anzahl der Netzlimit-Überschreitungen in den jeweiligen Szenarien. Oben: elektrischer Bezug bzw. Einspeisung in das elektrische Netz, Höchstwerte. Mitte: Maximalwerte der Wasserstoffproduktion mittels SOFC (links) und Verbrauch vom SOEC (rechts) um den Strombedarf zu decken. Unten: Anzahl von Zeitschritten, wenn das Netzlimit (9MW) bei der Einspeisung (links) bzw. Bezug (rechts) ohne Abregelung überschritten werden würde. Auf den Graphiken ist der Mehrwert der einzelnen Systemkomponenten bzw. Betriebsmodi ersichtlich..... | 43 |
| Abbildung 27 - Gesamtwerte der el. Einspeisung und Bezugs über ein Jahr (unten). Rechts: monatliche Boxplots der el. Einspeisung .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 44 |
| Abbildung 28 - Häufigkeitsverteilung und monatliche Boxplots des el. Bezugs über ein Jahr. ....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 45 |
| Abbildung 29 - Gesamtwerte der H <sub>2</sub> -Einspeisung und Bezugs über ein Jahr. ....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 46 |
| Abbildung 30 - Auslastung der MV-Leitung 1 über den Zeitraum von einem Jahr: links in der AC-Konfiguration und rechts in der DC-Konfiguration .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 47 |
| Abbildung 31 - Leistung über die MV-Leitung 1 über den Zeitraum von einem Jahr: links in der AC-Konfiguration und rechts in der DC-Konfiguration .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 47 |
| Abbildung 32 - Prüfung eines Mittelspannungs-AC-Kabelsystems für den Einsatz in einem MVDC-System .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 50 |
| Abbildung 33 - Angenommene Verlegung der Kabelsysteme im Kollektorgang .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 51 |
| Abbildung 34 - Skizze des Kollektorgangs im Programm Cableizer mit den zugehörigen Abmessungen                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 52 |
| Abbildung 35 - Temperatur (a) und Magnetfeld (b) im Kollektorgang bei einer Manteltemperatur von 50 °C .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 53 |
| Abbildung 36 -Temperatur (a) und Magnetfeld (b) im Kollektorgang bei einer Innenleitertemperatur von 90 °C .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 54 |
| Abbildung 37 - Überblick über die für die Umfrage verwendete Methodik .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 57 |
| Abbildung 38 - Überblick über die Rollen der Teilnehmer in ihrer Organisation .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 58 |
| Abbildung 39 - Überblick über die vielversprechendsten Anwendungen für MVDC .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 59 |
| Abbildung 40 - Überblick über die Perspektiven der Interessengruppen zu den potenziellen Vorteilen der MVDC-Technologie im Vergleich zu MVAC .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 59 |
| Abbildung 41 - Potenzial für die Integration von MVDC in die bestehende Netzinfrastruktur.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 60 |
| Abbildung 42 - Überblick über die wichtigsten technischen Herausforderungen für Unternehmen bei der Betrachtung von MVDC-Systemen.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | 61 |
| Abbildung 43 - Überblick über organisatorische Bereitschaft, Interesse und Expertise .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 62 |
| Abbildung 44 - Zusammenfassung der technologischen, wirtschaftlichen, regulatorischen und marktbezogenen Aspekte, die für die Entwicklung von MVDC-Geschäftsmodellen erforderlich sind .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 63 |
| Abbildung 45 - Überblick über die zu erwartenden Spannungsbereiche für zukünftige DC-Technologien .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 64 |
| Abbildung 46 - Übersicht über die erwartete DC-Betriebsart.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 64 |
| Abbildung 47 - Überblick über die Relevanz von MVDC in den nächsten 5-10 Jahren .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 65 |
| Abbildung 49 - Zukunft mit der Integration von MVDC-Technologien beschäftigen.....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 65 |



## TABELLENVERZEICHNIS

|                                                                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 1 - Elektrische Verbrauchsleistungen am Standort Seibersdorf (vereinfacht und anonymisiert) .                         | 13 |
| Tabelle 2 - Elektrische Erzeugungsleistungen am Standort Seibersdorf (vereinfacht und anonymisiert)                           | 13 |
| Tabelle 3 - Elektrische Erzeugungsleistung in unmittelbarer Nähe zum Standort Seibersdorf (vereinfacht und anonymisiert)..... | 13 |
| Tabelle 4 - Thermische Erzeugungsleistung am Standort Seibersdorf.....                                                        | 13 |
| Tabelle 5 - Thermische Verbrauchsleistung am Standort Seibersdorf .....                                                       | 13 |
| Tabelle 6 - Temperaturen und Magnetfelder im Kollektorgang bzw. an der Erdoberfläche .....                                    | 55 |

## PUBLIKATIONEN, STUDENTISCHE ARBEITEN UND DISSEMINATIONEN

Im Zuge des Projektes wurden folgende Publikationen und Disseminationen durchgeführt:

- Schichler, Kupzog, Ratheiser, Mayr: „DC Hub Austria - Sondierung für einen Gleichstromtechnik-Inkubator in Österreich“, Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, Österreich, 2025.
- Schichler, Ratheiser, Laphorn, Nalindi: „Impact of MVDC Cables on the Energy Transition“, CIGRE Symposium, Report 1435, Trondheim, Norwegen, 2025.
- Homepage IHS: „<https://www.tugraz.at/institute/hspt/aktuelles/dc-hub-austria>“, online, 2024.
- Kupzog: „Research DC-Technology in Austria“, Keynote, OVE-DC Initiative: DC Day in cooperation with Technology Platform Smart Grids Austria, Wien, Österreich, 2025.
- Mayr: „DC Hub Austria“, CIRED, Genf, Schweiz, 2025.
- Ratheiser: „MVDC: A Key Technology for Energy Transition“, CIGRE NGN Webinar, online, 2025.
- Ratheiser, Schichler: „Mittelspannungs-Gleichstromübertragung als Lösung für die Energiewende“, OVE-Energietechnik-Tagung, Kufstein, Österreich, 2025.

Das Projekt hatte am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz Einfluss auf zwei Masterarbeiten und eine Doktorarbeit:

- Herrmüller M.: „Untersuchungen an Mittelspannungskabeln für die Anwendung bei Gleichspannung“, Masterarbeit, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2025.
- Magnes M.: „Untersuchungen zur Alterung von extrudierten AC-VPE-Mittelspannungskabeln unter Gleichspannungsbeanspruchung“, Masterarbeit, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2025.
- Ratheiser P.: „Feasibility of MVAC Cable Systems for MVDC/HVDC“, Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2025