

---

# WIND4GRID

---

## Schlussbericht zum Teilvorhaben

Netzdienlicher Umrichter für Windkraftanlagen mit integriertem Energiespeicher

### im Verbundprojekt

Netzstabilisierung durch Windkraftanlagen mit integriertem Energiespeicher

Autoren: Dr. Stefan Laudahn, Marc Müller

<p>Zuschussempfänger:</p> <p>FREQCON GmbH</p> <p>27336 Rethem</p>	 <p>Förderkennzeichen:</p> <p>01DH19026B</p>
<p>Vorhabenbezeichnung:</p> <p>Netzstabilisierung durch Windkraftanlagen mit integriertem Energiespeicher</p> <p>Teilvorhaben: Netzdienlicher Umrichter für Windkraftanlagen mit integriertem Energiespeicher</p>	
<p>Laufzeit des Vorhabens / Berichtszeitraum:</p> <p>15.11.2019 bis 31.10.2022</p>	
<p>Datum:</p> <p>03.06.2023</p>	

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Inhaltsverzeichnis

1	Überblick Gesamtvorhaben .....	2
1.1	Ziele Gesamtvorhaben .....	2
1.2	Ergebnisse Gesamtvorhaben .....	2
2	Kurze Darstellung der Aufgabenstellung, der Voraussetzungen, der Planung und des Ablaufs des Teilvorhabens .....	3
2.1	Aufgabenstellung .....	3
2.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	3
2.3	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	4
2.4	Stand der Technik, an den angeknüpft wurde .....	5
2.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	5
3	Eingehende Darstellung der erzielten Ergebnisse und des voraussichtlichen Nutzens...	6
3.1	Grunddaten und Konzeption.....	6
3.2	Entwicklung eines Multi-Source Umrichters mit neuem Energiemanagementsystem (EMS) 6	
3.3	Entwicklung des Batterie-Stacks .....	11
3.4	Systemdienstleistungen .....	13
3.5	Test im skalierten System .....	14
4	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	17
5	Notwendigkeit der Zuwendung .....	17
6	Verwertbarkeit des Ergebnisses und der Erfahrungen.....	18
7	Während der Durchführung des Vorhabens dem Zuwendungsempfänger bekannt gewordenen Fortschritts auf diesem Gebiet bei anderen Stellen .....	18
8	Erfolgte oder geplanten Veröffentlichung des Ergebnisses.....	18
9	Liste der Abbildungen.....	19
10	Verzeichnis der Tabellen .....	19

# 1 Überblick Gesamtvorhaben

## 1.1 Ziele Gesamtvorhaben

Das übergreifende Gesamtziel dieses Verbundvorhabens (2+2-Projekt) besteht in der Entwicklung eines neuartigen Umrichtersystems für eine Windturbine, das aus einem netzseitigen Wechselrichter mit mehreren Energiequellen (Multi-Source), einem integrierten Batteriespeicher und einem Energiemanagementsystem besteht und speziell für instabile Netze und somit zur Netzstabilisierung ausgelegt ist. Dieses Umrichter-Batterie-System ist Teil des Stromerzeugungssystems einer Windturbine, das normalerweise aus einem Generator, einem generatorseitigen Gleichrichter, einem Gleichspannungszwischenkreis und dem netzseitigen Wechselrichter besteht. Mit dem vorgeschlagenen Multi-Source Umrichter wird es möglich sein, ein oder mehrere Energiespeicher, wie Batterien, an den Gleichspannungszwischenkreis anzuschließen. Die Batterie wird in den Turm der Windenergieanlage integriert, sodass kein extra Schutzgehäuse (z. B. Container) erforderlich ist.

Ein Energiespeicher, der mit dem Gleichspannungszwischenkreis des Systems gekoppelt ist, ermöglicht es, in Zeiten mit besonders hoher Stromnachfrage Versorgungsengpässe zu vermeiden, sowie das Netz zu entlasten und insgesamt effizienter auszunutzen (Peak Shaving), darüber hinaus hilft es bei der Erbringung von Netzdienstleistungen zur Stabilisierung des Netzes. Von großer Bedeutung ist auch die Momentanreserve, die normalerweise durch Synchrongeneratoren bereitgestellt wird. Eine Windturbine mit integriertem Energiespeicher kann kurzfristig zusätzliche Leistung liefern, ohne die gesamte Energieproduktion zu reduzieren. Dies nennt sich synthetische Generatormasse (Synthetic Inertia).

## 1.2 Ergebnisse Gesamtvorhaben

In diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick über wesentliche Ergebnisse im Gesamtverbund gegeben. In Kapitel 3 sind dann Details zum Teilvorhaben der Freqcon GmbH dargestellt.

Im Gesamtprojekt konnte ein schlüssiges Konzept erarbeitet werden um die Windenergie in Tunesien besser ansiedeln und zu mehr Wachstum verhelfen zu können. Ausgehend von einer Untersuchung des tunesischen Netzes und der dort vorherrschenden Windverhältnisse konnte zunächst ein grundlegendes Konzept für die zu erarbeitende Windkraftanlage mit integriertem Batteriespeicher erarbeitet werden. Darauf aufbauend konnte ein Umrichtermodell entwickelt werden welches für die Erstellung von Simulationsmodellen verwendet wurde. Hierbei erfolgte sowohl eine aeroelastische Simulation des Turms und des Generators sowie auch eine elektrische Simulation der Regelung des Systems. Ebenfalls wurde ein EMS entwickelt um die Leistungsflüsse zwischen Netz, Windgenerator und Batteriespeicher kontrollieren zu können. Dieses EMS ist in der Lage Sollwertvorgaben an einem bestimmten Anschluss umsetzen zu können und die verbleibende Leistung auf die beiden verbleibenden Anschlüsse umzusetzen. Dies ermöglicht schnelle Leistungsänderungen und ein flexibles Verhalten im Fehlerfall.

Da die Integration des Batteriespeichers in den Turm einer Windkraftanlage eine besondere Herausforderung darstellt, wurde unter Berücksichtigung der Platzverhältnisse und der erforderlichen Leistung und Kapazität des Batteriesystems ein Batteriekonzept entwickelt, welches sich gut in einen Turm integrieren lässt.

Die Anforderungen an Systemdienstleistungen in Tunesien entsprechen im Wesentlichen dem Stand der Technik der auch in anderen Ländern wie z.B. Deutschland anzutreffen ist. Kleinere Anpassungen in der Umrichterregelung können ohne wesentlichen Entwicklungsaufwand umgesetzt werden, um eine Anpassung an die tunesischen gridcodes vornehmen zu können. Um über die grundsätzlichen heutigen Anforderungen jedoch auch hinaus gehen zu können, wurden erweiterte Systemdienstleistung wie die Erbringung von Momentanreserve in die Regelung implementiert, um auch möglichen zukünftigen erweiterten Anforderungen gerecht werden können. Diese zusätzlichen Eigenschaften können für die Netzintegration in Tunesien äußerst hilfreich sein.

Die entwickelten Regelungen konnten in einem Testsystem angewendet und validiert werden. Die Messergebnisse konnten zumindest die elektrischen Simulationen ausreichend validieren. Eine Validierung der aeroelastischen Simulationen konnte aufgrund eines fehlenden realen Windgenerators leider nicht umgesetzt werden.

Zum Abschluss des Projekts konnte ein Innovationsforum in Tunesien durchgeführt werden, bei dem die Projektergebnisse vor Ort präsentiert werden konnten. Bei diesem Innovationsforum konnte auch ein Memorandum of Understanding für eine Energiepartnerschaft unterzeichnet werden, um zukünftige Windenergieprojekte in Tunesien durchführen zu können.

## **2 Kurze Darstellung der Aufgabenstellung, der Voraussetzungen, der Planung und des Ablaufs des Teilvorhabens**

### **2.1 Aufgabenstellung**

Die Aufgabe von FREQCON – dem Industriepartner aus Deutschland in diesem Verbundvorhaben – besteht in der Auslegung und dem Aufbau eines Multi-Source Umrichters (Quelle 1: Windturbine, Quelle 2: Batterien). Dieser wird als Netzeinspeisenumrichter konzipiert, der in der Lage ist, eine oder mehrere Gleichspannungsquellen (abhängig von der Batteriegröße) und eine Wechselstromquelle in netzkonformen Wechselstrom zu konvertieren.

Das Konzept des Multi-Source Umrichters wurde von FREQCON bereits in verschiedenen Anwendungen erfolgreich umgesetzt. In diesem geplanten Projekt wird der Fokus auf die Entwicklung eines innovativen Energiemanagementsystem für das System aus Windturbine, Batteriesystem, Multi-Source Umrichter und Energieversorgungsnetz gelegt. Dieses System überwacht und steuert die Energieflüsse zwischen den Systemkomponenten sowie zum/vom Netz.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeiten von FREQCON im Rahmen dieses Projektes besteht in der Weiterentwicklung der Regelungsalgorithmen des netzseitigen Wechselrichters im Hinblick auf die Netzdienlichkeit des Systems. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass das System die aktuellen und zukünftigen Grid Codes in Tunesien erfüllt. Damit wird das System ermächtigt, einen Beitrag zur Stabilisierung des Energieversorgungsnetzes in Tunesien zu leisten.

### **2.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde**

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung veröffentlichte im Bundesanzeiger vom 24.07.2018 u. a. das folgende Schwerpunktthema zur Förderung von Forschungsprojekten mit Tunesien unter der Beteiligung von Wissenschaft und Wirtschaft:

- Anpassung an den Klimawandel:  
Umwelttechnologien, erneuerbare Energien, Ressourceneffizienz

Das 2+2-Projekt WIND4GRID (zwei tunesische und zwei deutsche Projektpartner - jeweils ein Industrieunternehmen sowie eine Forschungseinrichtung) fügte sich sehr gut in diesen Themenkomplex ein, da es der gesellschaftlichen und politischen Forderung nach Ressourceneffizienz bzw. der Reduzierung des Ressourcenverbrauchs im besonderen Maße Rechnung trug, da das entwickelte System einen forcierten Ausbau der regenerativen Energieerzeugung ermöglicht, ohne dabei Stabilitätsprobleme im Netz hervorzurufen.

In Tabelle 1 ist das aus den vier Partnern bestehende Projektkonsortium angegeben. Die Partner ergänzten sich ideal und gewährleisteten mit ihren spezifischen Kompetenzen, dass einerseits der theoretische Erkenntnisgewinn verfolgt werden und andererseits auch ein Schwerpunkt auf die Praxisrelevanz durch die Entwicklung eines konkreten Produktes gelegt werden konnte.

	<b>Projektkoordinator</b> Lehrstuhl Windenergietechnik der Universität Rostock Prof. Dr. rer. nat. habil. Uwe Ritschel
	FREQCON GmbH Dr.-Ing. Stefan Laudahn
	Nationale Ingenieurschule Monastir, Tunesien Dr. Mohamed Sadok Guelouz
	Quadran International, Tunisia Camille Donnadieu

**Tabelle 1: Projektkonsortium**

Das Projekt WIND4GRID wurde zum 15.11.2019 gestartet und nach einer kostenneutralen Verlängerung zum 31.10.2022 abgeschlossen.

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung förderte das Teilvorhaben von Freqcon mit insgesamt 107.416 €.

## 2.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben wird als Verbundvorhaben durchgeführt. Die einzelnen Projektpartner erarbeiten in ihren jeweiligen Teilprojekten in Abstimmung mit den Projektpartnern die Ergebnisse ihrer jeweiligen Teilprojekte. Das Teilvorhaben der Freqcon GmbH folgt dabei grundsätzlich dem in der Vorhabenbeschreibung aufgeführten Arbeitsplan.

Der Arbeitsplan gliedert sich in insgesamt fünf technische Arbeitspakete und zwei zusätzliche Arbeitspakete, die der Organisation des Vorhabens und der Kommunikation der Projektergebnisse dienen.

- Arbeitspaket 1: Grunddaten und Konzeption
- Arbeitspaket 2: Entwicklung eines Multi-Source Umrichters mit neuem Energiemanagementsystem
- Arbeitspaket 3: Entwicklung des Batterie-Stacks

- Arbeitspaket 4: Systemdienstleistungen
- Arbeitspaket 5: Tests im skalierten System
- Arbeitspaket 6: Innovationsforum
- Arbeitspaket 7: Projektmanagement

Im Fokus der Freqcon GmbH stehen insbesondere die Arbeitspakete 2, 4 und 5. In den anderen Arbeitspaketen ist die Freqcon GmbH weitestgehend unterstützend tätig.

Die Zusammenarbeit im Konsortium erfolgte grundlegend in einer 2 + 2 Konstellation, wobei die beiden deutschen Partner LWET und Freqcon sowie die beiden tunesischen Partner Quadran International und die Nationale Ingenieurschule Monastir eine engere Abstimmung zueinander hatten. In regelmäßigen Abständen wurden Gesamtprojekttreffen durchgeführt, um auch eine enge Abstimmung des Gesamtkonsortiums sicher zu stellen.

Das Projekt wurde aufgrund Einschränkungen durch die Corona-Pandemie im Ablauf beeinträchtigt und musste daher kostenneutral verlängert werden. Aufgrund der Corona-Pandemie wurden die Projekttreffen und bilateralen Abstimmungen weitestgehend remote durchgeführt.

## 2.4 Stand der Technik, an den angeknüpft wurde

Die starken Fluktuationen sowie die Unsicherheit bei der Langfristprognose des Wind- und Solarangebots machen einen Energiespeicher für ein regeneratives Erzeugungssystem, das netzdienliche Aufgaben von konventionellen Kraftwerken übernehmen soll, unabdingbar.

Nach derzeitigem Stand der Technik werden erneuerbare Energiesysteme üblicherweise ohne zugehörige Batteriespeicher installiert. Zwar sind sowohl Windkraftanlagen als auch Batteriespeichersysteme bereits als Stand der Technik anzusehen, jedoch werden diese Systeme üblicherweise vollständig getrennt voneinander installiert und betrieben. Eine netzdienliche Kombination beider Systeme findet nicht statt.

Neben der Energiespeicherung ist auch die Stabilisierung der Energieversorgungsnetze ein sehr aktuelles Thema mit zahlreichen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Bislang sorgten die großen Synchrongeneratoren in konventionellen Kraftwerken durch ihre direkte Netzkopplung für die Stabilität der Netze. Mit dem zunehmenden Ausbau dezentral einspeisender regenerativer Erzeugungsanlagen (Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerke etc.) können die Netze nur noch stabil gehalten werden, wenn die Erzeugungsanlagen definierte Anforderungen an die Netzdienlichkeit erfüllen – sie müssen Netzdienstleistungen bereitstellen.

Viele Systemdienstleistungen können bereits durch erneuerbare Energiesysteme abgedeckt werden. Einzig die Momentanreserve wird bisher nicht durch erneuerbare Energien erbracht, da wechselrichterbasierte Erzeugungsanlagen diese nicht intrinsisch erbringen, sondern diese durch explizite Regelungsverfahren „erlernen“ müssen.

## 2.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projektes wurde sehr gut und intensiv mit den Verbundpartnern zusammengearbeitet. Darüber hinaus wurde in diesem Teilvorhaben keine Unterbeauftragung an Dritte vergeben.

### 3 Eingehende Darstellung der erzielten Ergebnisse und des voraussichtlichen Nutzens

#### 3.1 Grunddaten und Konzeption

Hauptaufgabe dieses Arbeitspaketes ist es, ein geeignetes Batteriekonzept für die Applikation auszuwählen. Hierbei sind insbesondere die Kosten, die Lebensdauer und der Platzbedarf im Turm der Windkraftanlage zu beachten.

Grundlage für die Auslegung sind eine Standort- und Netzanalyse, welche seitens der Projektpartner durchgeführt worden ist. Tunesien hat, insbesondere in den Küstenregionen, ein großes Potential für Windenergie. Für das Vorhaben wurde die Region Sidi Daoud zur Auswertung der lokalen Windgegebenheiten herangezogen, da in dieser Region ausreichend genaue Messdaten über mehrere Jahre vorliegen.

Die mittlere Windgeschwindigkeit schwankt zwischen 11,5 und 12,5 m/s. Darüber hinaus kann die Höchstgeschwindigkeit 27 m/s erreichen. Diese Fakten beweisen, dass der Standort Sidi Daoud ein starkes Windpotenzial hat.

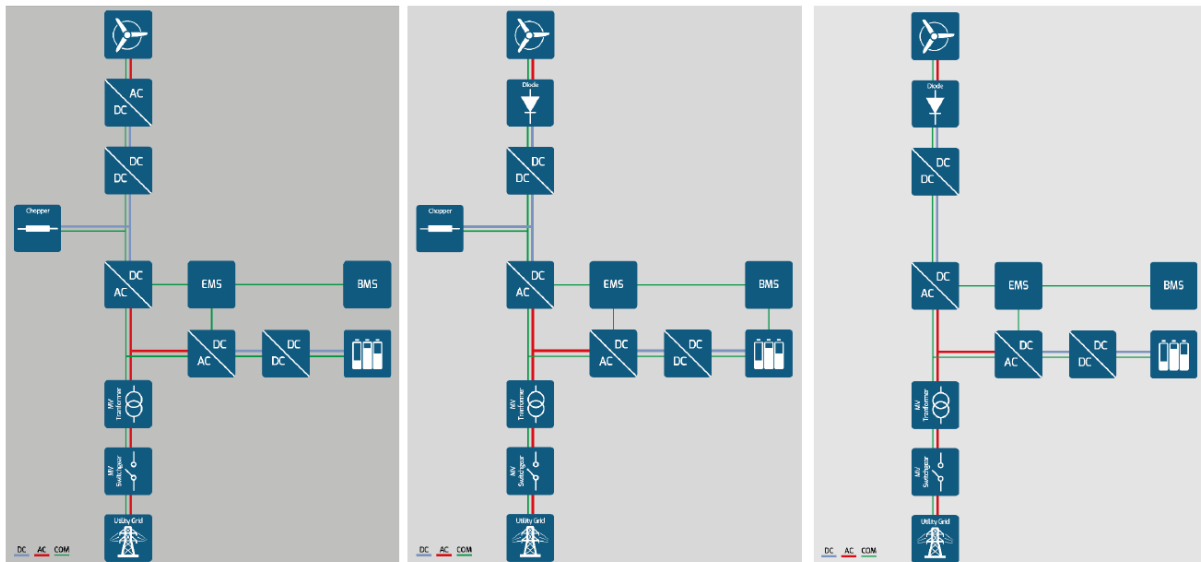
Um eine möglichst kosteneffizientes Speicherkonzept zu erstellen, müssen die Platzverhältnisse, die notwendigerweise zu speichernde Energiemenge sowie auch die Lebensdauer des Speichersystems berücksichtigt werden.

Nach eingehender Analyse unterschiedlichster Speichersysteme wurde ein Lithium-Ionen Speichersystem als sinnvollste technische Umsetzung bestimmt. Bei einer notwendigen C-Rate von 0,5 bis 2, die für eine technisch sinnvolle Anwendung erforderlich ist, und einer Lebensdauer von mindestens 10 Jahren sind Lithium-Ionen Speicher sowohl wirtschaftlich als auch von der notwendigen Energiedichte her am sinnvollsten für den Einsatz geeignet.

#### 3.2 Entwicklung eines Multi-Source Umrichters mit neuem Energiemanagementsystem (EMS)

Zielstellung ist die Integration eines DC-gekoppelten Batteriesystems in den Turm der Windkraftanlage. Im Projektkonsortium wurden die folgenden drei möglichen Konfigurationen diskutiert. Alle drei möglichen Konfigurationen sind Vollumrichter mit netzseitigem IGBT-Umrichter und DC-gekoppeltem Batteriespeichersystem. Um eine sichere und gleichzeitig effiziente Einbindung des Batteriesystems vornehmen zu können, wurde ein DCDC-Steller zur DC-seitigen Ankopplung des Batteriestrangs als notwendige Voraussetzung angesehen. Die drei Konzepte sind in Abbildung 1 dargestellt.





**Abbildung 1: Link: DC-gekoppeltes Batteriesystem mit Back-to-Back Windumrichter und Bremschopper. Mitte: DC-gekoppeltes Batteriesystem mit gleichrichterbasiertem Windumrichter mit Booster und Bremschopper. Rechts: DC-gekoppeltes Batteriesystem mit diodenbasiertem Windumrichter ohne Bremschopper.**

1. DC-gekoppeltes Batteriesystem mit Back-to-Back Windumrichter und Bremschopper:  
Bei diesem Konzept wird der Windgenerator über einen IGBT basierten Umrichter realisiert. Ein Bremschopper ermöglicht einen sicheren Betrieb des Windgenerators auch wenn das Batteriesystem nicht zur Verfügung steht.
2. DC-gekoppeltes Batteriesystem mit gleichrichterbasiertem Windumrichter mit Booster und Bremschopper:  
Bei diesem Konzept wird der Windgenerator über einen Diodengleichrichter sowie einen DC/DC-Steller an den Umrichterzwischenkreis angebunden. Das Konzept ermöglicht im Vergleich zu Konzept 1 die Einsparung von Leistungshalbleitern.
3. DC-gekoppeltes Batteriesystem mit diodenbasiertem Windumrichter ohne Bremschopper:  
Bei diesem Konzept wird auf den Bremschopper verzichtet und davon ausgegangen, dass überschüssige Energie jederzeit vom Batteriesystem aufgenommen werden kann und ein Bremschopper daher nicht erforderlich ist.

Da ein Batteriespeichersystem z.B. durch notwendige Ballancingzeiten eine geringere Verfügbarkeitszeit hat als eine Windenergieanlage, müsste bei Verzicht auf den Bremschopper der Betrieb der Windkraftanlage eingestellt werden. Daher wird der Bremschopper als zwingend erforderlich angesehen.

Ob auf Seite des Windgenerators ein IGBT-Umrichter oder ein Diodengleichrichter mit Booster eingesetzt wird, ist jedoch nicht ausschlaggebend für das System. Da die Freqcon GmbH üblicherweise mit Diodengleichrichter auf Seite der Windkraftanlage arbeitet wird seitens Freqcons dieses Konzept weiterverfolgt.

Das notwendige Energiemanagementsystem, welches für das System erforderlich ist, ist als lokales Energiemanagementsystem zu verstehen, welches sich ausschließlich auf das System Windkraftanlage + Speicher + Netzanschluss bezieht. Externe Komponenten werden nicht mit



eingebunden. Als zusätzliche Eingangsvariable für das EMS werden lediglich die an den Umrichterklemmen gemessenen Netzvariablen wie Spannung und Frequenz angesehen, also auch mögliche Sollwertvorgaben z.B. eines Netzbetreibers.

Das interne EMS muss grundsätzlich drei verschiedene Leistungen regeln:

1. Die Leistung des Windgenerators. Diese kann nur Leistung bereitstellen, kann begrenzt werden, aber nicht über die verfügbare Windleistung hinaus gesteigert werden.
2. Die Leistung der Batterie. Diese kann unter Berücksichtigung des Ladezustands und weiterer Betriebsparameter wie der Temperatur frei geregelt werden. Es ist ein bidirektionaler Leistungsfluss möglich.
3. Die Leistung am Netz. Diese soll aufgrund der Netzdienlichkeit so geregelt werden können, dass sie am ehesten den Netzbedürfnissen entspricht.

Die Summe aller Leistungen muss aufgrund der Energieerhaltung jederzeit Null sein. Da die Leistung, die ins Netz abgegeben wird, zumindest in erster Näherung nicht direkt abhängig vom Primärenergieangebot (bzw. der verfügbaren Windleistung) sein soll und die Windleistung lediglich gedrosselt, aber nicht beliebig erhöht werden kann, ist es für die Funktion vorteilhaft, wenn die Batterie jederzeit die entsprechende Differenzleistung aus verfügbarer Windleistung und netzseitig benötigter Leistung ist.

Als notwendige Einschränkung ist zu berücksichtigen, dass die Batterieleistung abhängig von der Zelltemperatur und dem aktuellen Ladezustand limitiert werden muss. Damit ist die netzseitig abgegebene Leistung  $P_{\text{Netz}}$  eine Funktion der verfügbaren Windleistung  $P_{\text{Wind}}$  sowie der Netz-  $P_{\text{gridcode}}$  und Batterieanforderungen  $P_{\text{SOC}}$ .

$$P_{\text{Netz}} = f(P_{\text{Wind}}, P_{\text{SOC}}, P_{\text{gridcode}})$$

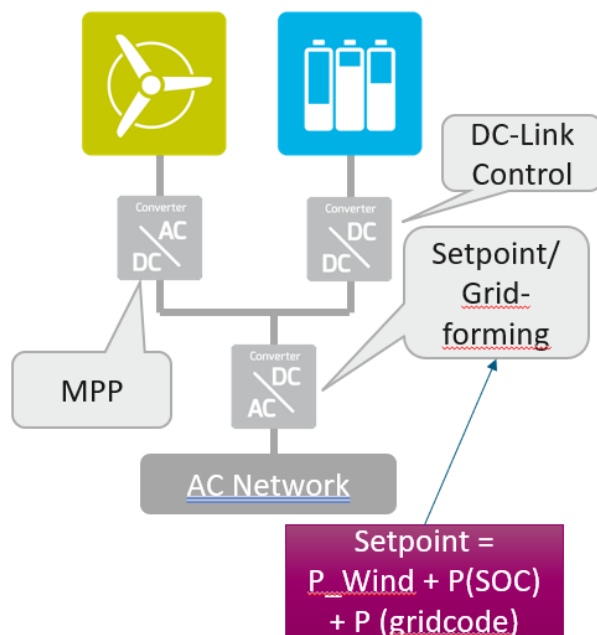


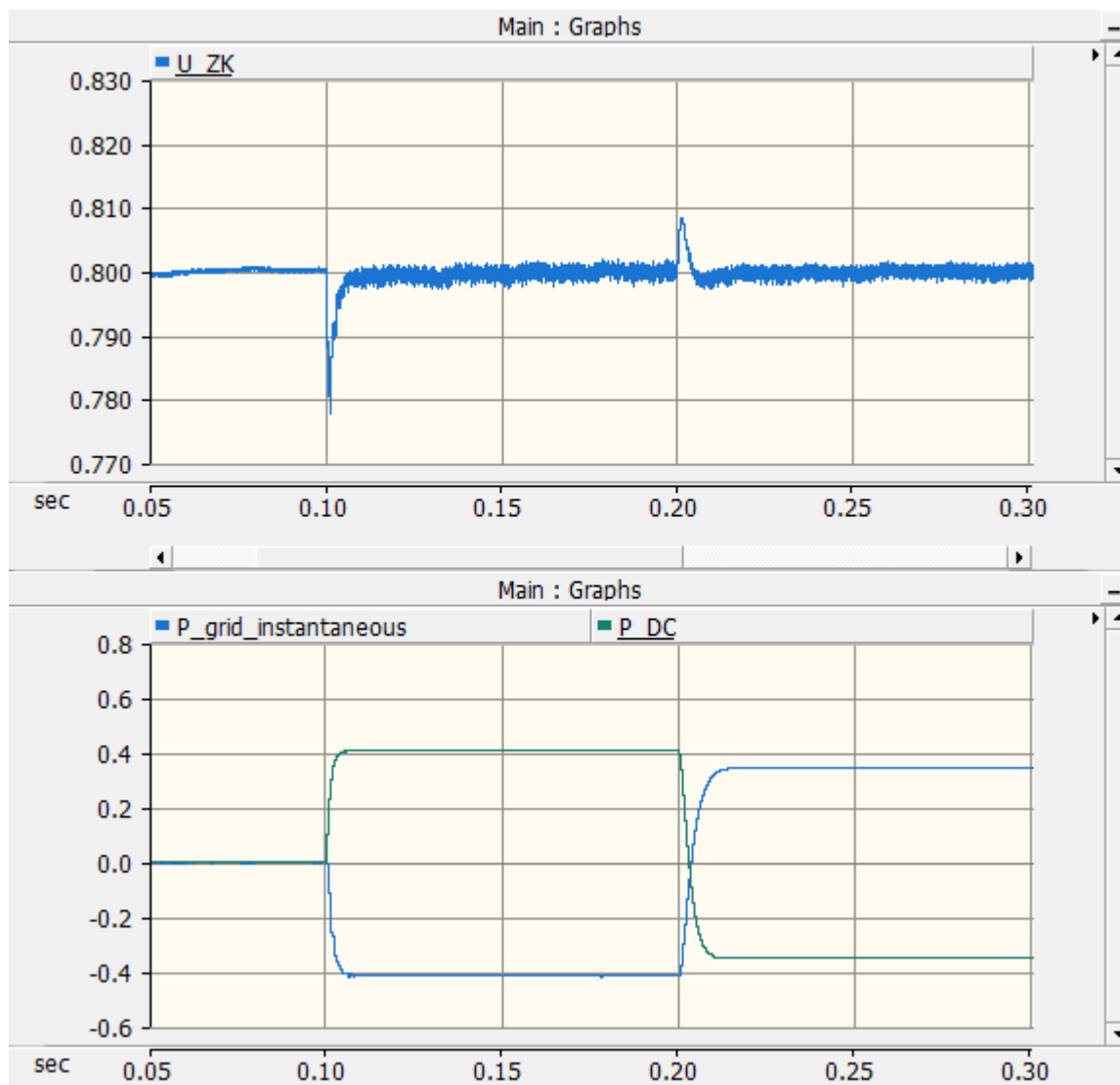
Abbildung 2: Schematische Darstellung der EMS-Reglerstruktur

Für den beschriebenen Betriebsmodus ist es erforderlich, dass die Batterie jederzeit verfügbar ist. Da dies aus technischen Gründen nicht immer gewährleistet werden kann, muss zwangsläufig eine Fallbackstrategie implementiert werden, um auch einen Betrieb ohne Batterie zu ermöglichen. Hierzu werden zwei Maßnahmen vorgesehen:

1. Aufteilen des Batteriesystems auf mindestens zwei unabhängige Stränge, um die Verfügbarkeit zu erhöhen. Ist ein Batteriesystem z.B. aufgrund des Ballancings nicht verfügbar muss die Gesamtsystemleistung unter Umständen reduziert werden, jedoch steht das System weiterhin zur Verfügung.  
Der Vorteil dieses Verfahrens besteht darin, dass die Netzdienlichkeit über weite Teile aufrechterhalten werden kann. Je nach Anzahl der unabhängigen Batteriestränge kann ein Derating notwendig sein oder aber auch nicht.  
Der Nachteil dieses Systems besteht darin, dass hardwareseitig mehr DC-Steller verbaut werden müssen und diese auch in der Regelung berücksichtigt werden müssen. Damit ergibt sich ein insgesamt komplexeres System.
2. Einschränkung der Netzdienlichkeit, falls das Batteriesystem gar nicht mehr zur Verfügung steht durch das EMS.  
Der Vorteil dieses Verfahrens besteht in der einfachen Implementierung und der Wirksamkeit. Im Grunde wird in diesem Betriebsmodus auf ein reines Windenergiesystem umgeschaltet, welches dem heutigen Stand der Technik entspricht. Dies ist auch der wesentliche Nachteil des Verfahrens. Die eigentlich gewünschte zusätzliche Netzdienlichkeit geht in dieser Zeit vollständig verloren.

Eine wesentliche Grundvoraussetzung für beide Maßnahmen ist eine stabile und flexible Zwischenkreisregelung, welche sich in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Anzahl an Batteriesträngen auch während des Betriebs anpassen kann. Zur Verdeutlichung soll folgende Situation dienen: Im Normalbetrieb erfolgt die Zwischenkreisregelung durch zwei unabhängige Batteriestränge, die sich den notwendigen Differenzstrom zu je 50% teilen. Durch ein erforderliches Ballancing eines Batteriestrangs wird ein Batteriestrang in den Sollwertmodus umgeschaltet, um mit einem definierten Strom geladen werden zu können. Die Zwischenkreisregelung muss nun von einem Batteriestrang allein vorgenommen werden. Es muss damit eine Umschaltung der Regler im laufenden Betrieb erfolgen.

Um das Reglerverhalten intensiv untersuchen zu können, wurde in der Simulationsumgebung PSCAD ein beispielhaftes Umrichtersystem nachgebildet und mit der neu entwickelten Zwischenkreisregelung getestet. Abbildung 3 zeigt beispielhaft zwei simulierte Umschalt- bzw. Lastereignisse bei dem zunächst ein großer Lastsprung auftritt und dann die Zwischenkreisregelung von AC-Port auf den DC-Port wechselt und sofort eine starke Änderung der Leistungsflüsse eintritt (Leistungsflussumkehr). Zum Zeitpunkt 0,1 Sekunden erfolgt ein Lastsprung am DC-Port. Die Zwischenkreisregelung ist zu diesem Zeitpunkt am AC-Port eingestellt. Die Zwischenkreisspannung  $U_{ZK}$ , in der Abbildung oben dargestellt, schwankt in einem akzeptablen Maße um die Sollzwischenkreisspannung von 0,8 kV. Zum Zeitpunkt 0,2 Sekunden wird die Zwischenkreisregelung vom AC- auf den DC-Port umgeschaltet und gleichzeitig die Sollwertvorgabe am AC-Port freigegeben. Der dort eingestellte Sollwert bewirkt eine Leistungsflussumkehr.



**Abbildung 3: Simulation der Zwischenkreisspannung und der Leistungen des DC- und AC-Kreises bei Umschaltung der Zwischenkreisregelung**

Hierbei ist zu beachten, dass die Leistungssollwertvorgabe am AC-Port zunächst mit der Sollwertvorgabe aus dem Zwischenkreisregler gleichgesetzt wird und die Umschaltung auf den richtigen Sollwert mittels eines Tiefpasses gefiltert wird, um eine Gradientenlimitierung zu bewirken. Aus der Simulation ist jedoch ersichtlich, dass die Leistungsflussumkehr in weniger als einer Netzperiode erfolgt und damit allen netzdynamischen Anforderungen genügt.

Die dargestellte Regelung war ein Teil eines kompletten Simulationsmodells mit Netzananschluss, Windgenerator und Batteriesystem, welches wesentlich vom Projektpartner LWET bearbeitet wurde. Ein Überblick über das Gesamtmodell ist in Abbildung 4 dargestellt. Auf eine detaillierte Betrachtung der Simulationsergebnisse des Gesamtmodells wird mit Verweis auf den Abschlussbericht des LWET an dieser Stelle verzichtet.

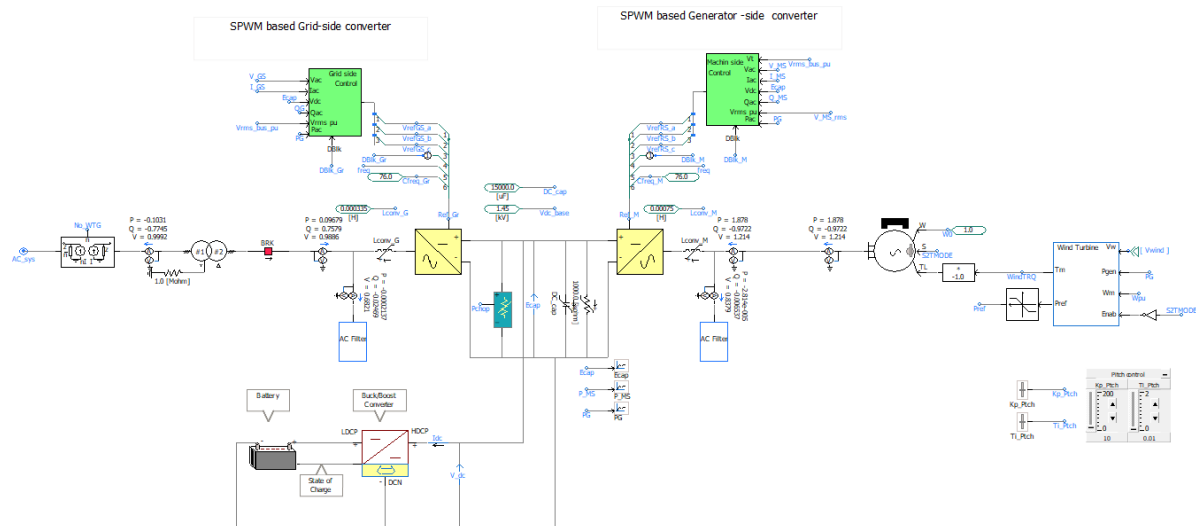


Abbildung 4: Überblick über das Gesamtsimulationsmodell mit Netzanschluss, Windgenerator und Batterie

### 3.3 Entwicklung des Batterie-Stacks

Das zu implementierende Batteriesystem muss ein modulares System sein, welches sich gut in den Turm einer Windkraftanlage installieren lässt. Die Analyse der Platzverhältnisse ergab, dass hierzu ein mehrstöckiges Konzept erforderlich ist, bei dem das Umrichtersystem sowie der Transformator auf einer Ebene untergebracht sind und das Batteriesystem auf einer anderen Ebene. Eine beispielhafte Darstellung der Anordnung im Turmfuß ist in Abbildung 5 dargestellt.



**Abbildung 5: Anordnung des Batteriesystem (oben) und des Umrichters (unten) im Turmfuß einer Windkraftanlage**

Die Batterieschränke sind dabei so aufgebaut, dass einzelne Module in flexiblen Racks eingebaut werden und mittels Modulverbindern eine Reihen- und Parallelschaltung der Batteriemodule erfolgen kann. Eine Skizze eines Batterieschranks ist in Abbildung 6 dargestellt.



**Abbildung 6: Skizzierter Batterieschrank mit 10 Batteriemodulen**

Ein solcher Batterieschrank hat bei Verwendung von Lithium-Eisen-Phosphat (LFP)-Zellen mit einer marktüblichen Kapazität von 280Ah und einer Nennspannung von 3,2 V je Zelle einen Energieinhalt von 89,6 kWh. Je nach Turmdurchmesser lässt sich ein solches System kreisförmig im Turm unterbringen. Bei einem angenommenen Turmdurchmesser von acht Metern lassen sich ca. 21 Racks auf einer Ebene unterbringen, was einer Gesamtkapazität von ca. 1880 kWh entspricht. Mit dieser Kapazität kann eine Leistung von ca. 1,5 MW aus der Batterie abgerufen werden, welche für netzdienliche Aufgaben genutzt werden kann.

### 3.4 Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist ein üblicher Bestandteil heutiger Umrichtersysteme und die Anforderungen sind in Gridcodes bzw. Netzanschlussbedingungen detailliert beschrieben. Allerdings unterliegen diese Netzanschlussbedingungen einer ständigen Weiterentwicklung, so dass zukünftig mit erhöhten Anforderungen zu rechnen ist.

Es ist davon auszugehen, dass zukünftig neben den heute bereits geforderten Systemdienstleistungen insbesondere Anforderungen im Bereich der schnellen Regelleistung und der Momentanreserve zusätzlich berücksichtigt werden müssen. Außerdem ist eine erweiterte Regelbarkeit der abgegebenen AC-Leistung zu erwarten, um dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Reduzierung der installierten Leistung konventioneller Erzeugungsleistung begegnen zu können.

Mit dem vorgeschlagenen Regelungskonzept sind insgesamt zwei mögliche Abstufungen bei der Erbringung dieser zusätzlichen Systemdienstleistungen möglich:

1. Der Netzparallelbetrieb mit Bereitstellung von virtueller Momentanreserve basierend auf einer Stromregelung sowie der Möglichkeit einer fahrplanorientierten Leistungsabgabe.
2. Der netzbildende Betrieb entweder im Inselnetz oder im Netzparallelbetrieb, wobei die Momentanreserve hierbei intrinsisch erbracht werden würde.

Der Netzparallelbetrieb basierend auf einer Stromregelung ist grundsätzlich einfacher zu realisieren, und ist auch mit heutigen Netzanschlussbedingungen kompatibel. Er stellt einen logischen nächsten Entwicklungsschritt dar, der eine schnelle und realistische Netzintegration ermöglicht, da dieser mit vorhandenen Netzanschlussbedingungen in Einklang zu bringen ist.

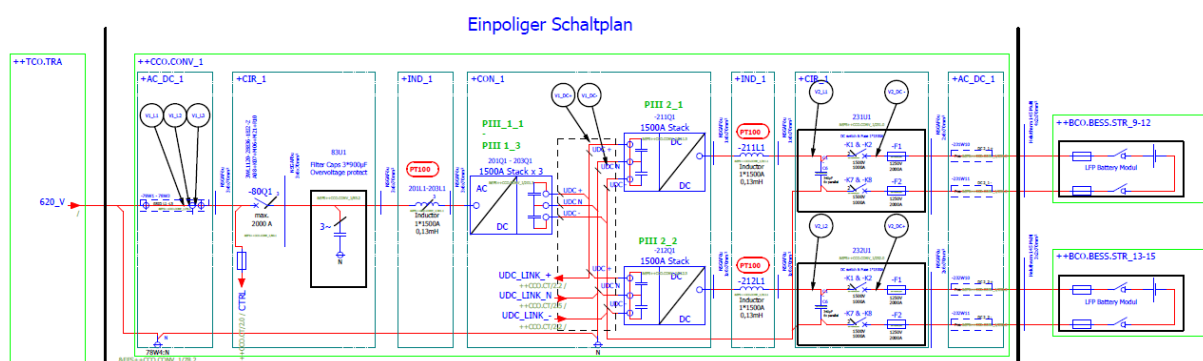
Der netzbildende Betrieb ist zwar besser geeignet, um das Netz zu stabilisieren, allerdings sind derzeitige Netzanschlussbedingungen nicht auf diesen Betriebsfall ausgerichtet, sodass eine Einbringung in ein Netzgebiet aus praktischen Gründen aufwendiger ist, da übliche Netzanschlussbedingungen nicht von einer netzbildenden Eigenschaft ausgehen und diese daher nur schwer eingehalten werden können. Zwar existieren diverse Arbeitsgruppen, um die Anschlussbedingungen entsprechend anzupassen, jedoch sind zum aktuellen Zeitpunkt kaum belastbare Entwürfe vorhanden, die eine zielgerichtete Übernahme für das Projekt ermöglichen.

Aus den genannten Gründen wird ein Netzparallelbetrieb realisiert, in dem zusätzliche netzstützende Maßnahmen integriert werden. Hierzu zählt eine virtuelle Schwungmasse (Momentanreserve), welche sich nach einem  $df/dt$  Verhalten implementieren lässt.

### 3.5 Test im skalierten System

Zur Validierung der Simulationsergebnisse sollte ursprünglich ein Demonstrator bereitgestellt werden, mit dem das entwickelte EMS sowie die zusätzlichen Regelungsverfahren getestet werden können. Leider wurde aufgrund von Lieferengpässen bei vielen Komponenten der Aufbau eines Demonstrators deutlich erschwert. Da während der Projektlaufzeit glücklicherweise jedoch ein vollskaliertes Umrichtersystem zur Verfügung stand, welches für die Tests genutzt werden konnte, wurde auf die Erstellung des Demonstrators verzichtet und die Tests an dem vollskalierten System durchgeführt.

In Abbildung 7 ist das Single-Line-Diagramm des Umrichtersystems dargestellt.



**Abbildung 7: Einpoliger Schaltplan (Single-Line-Diagramm) des verwendeten Umrichtersystems**

Das zur Verfügung stehende System verfügt über einen AC-Netzanschluss und zwei getrennt steuerbare DC-Ports. Dies entspricht exakt der Konfiguration des angedachten Demonstrators, ist jedoch deutlich leistungstärker.



An dem zur Verfügung stehenden System konnte das EMS implementiert werden und intensive Versuche insbesondere im Bereich der Zwischenkreisregelung durchgeführt werden. In Abbildung 8 ist die Messung eines Umschaltvorgangs von Zwischenkreisregelung mit der Netzseite auf eine Zwischenkreisregelung auf die DC-Seite dargestellt.

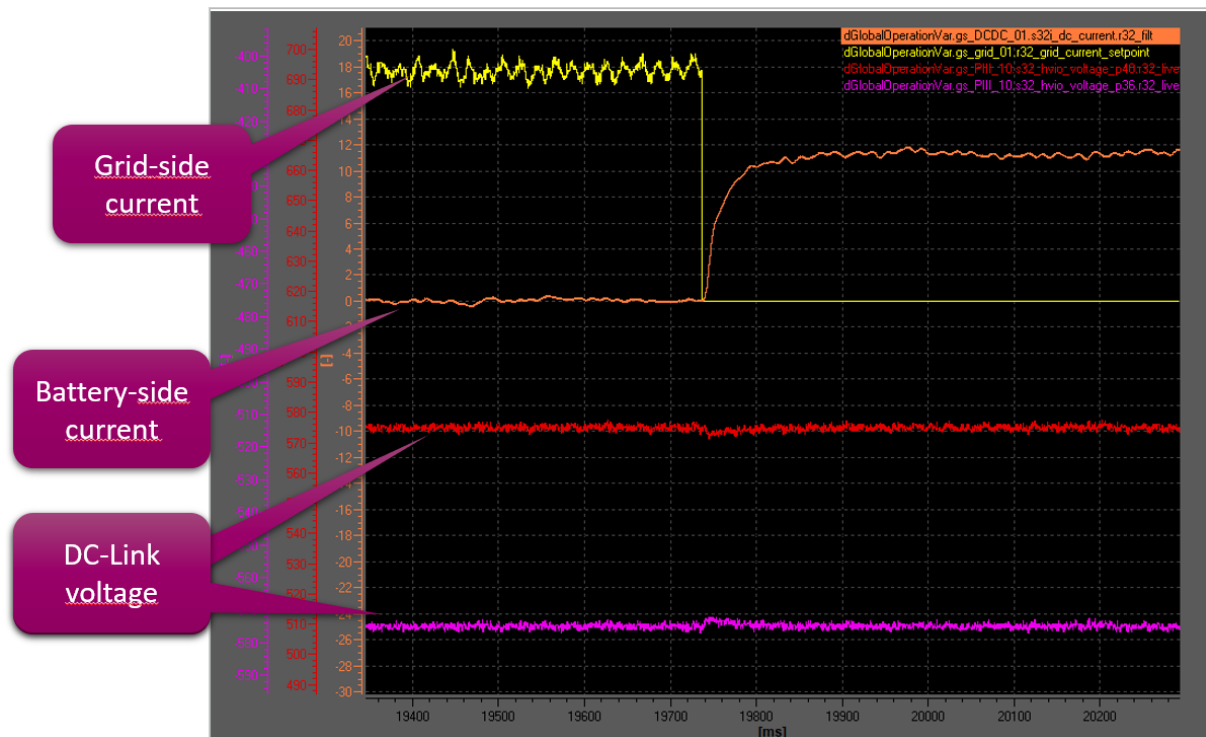


Abbildung 8: Umschaltvorgang der Zwischenkreisregelung von AC auf DC

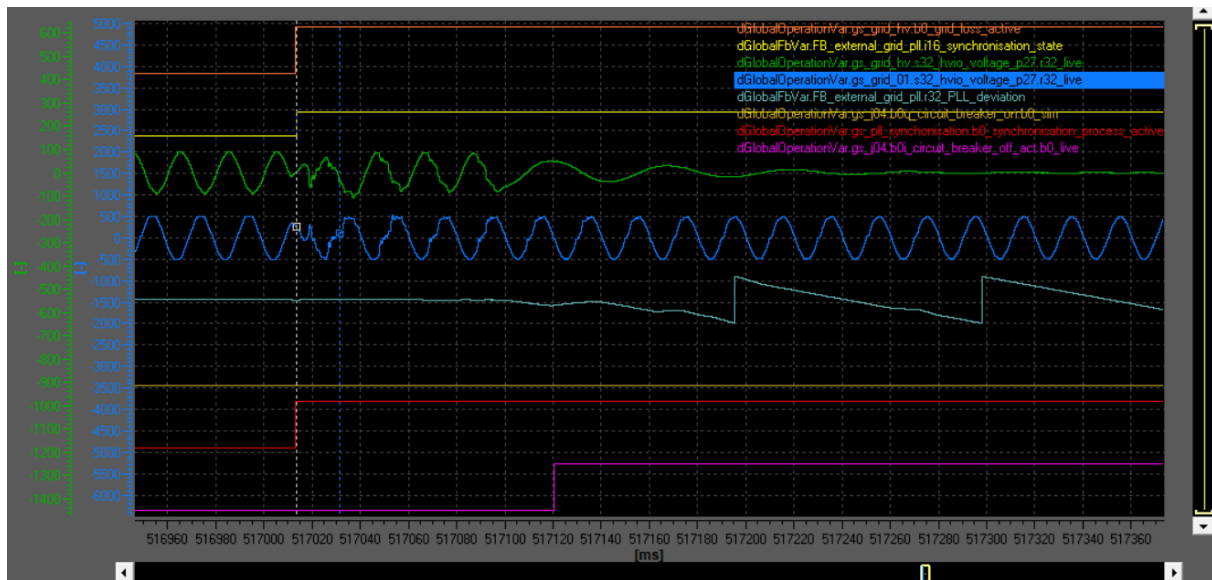
Die Messung erfolgt bei nur geringer Leistung und zeigt einen bevorzugten Umschaltmoment, da insbesondere bei hoher Leistung, im Gegensatz zu den Simulationen, ein Umschalten der Zwischenkreisregelung kombiniert mit hohen Leistungsgradienten zu einem Schwingen des Zwischenkreises führen kann. Zwar kann ein Betrieb des Umrichters noch gewährleistet werden, allerdings können kurzzeitige Instabilitäten auftreten und eine solche Umschaltung mit hohen Leistungsgradienten sollte vermieden werden. Abbildung 7 zeigt jedoch sehr deutlich die sehr stabile Zwischenkreisspannung sowie das Umschalten auf den stabilen Sollwertbetrieb am AC-Port des Umrichters.

Für praktische Anwendungsfälle werden aufgrund der möglichen Instabilitäten folgende Maßnahmen ergriffen:

1. Eine Umschaltung der Zwischenkreisregelung erfolgt nur bei geringer Leistung oder wenn der Leistungssollwert beim Umschalten im Umschaltmoment etwa der aktuellen Ausgangsleistung entspricht.
2. Bei Betrieb am Netz sollte – sofern dies aus dynamischen Gründen möglich ist – die Zwischenkreisregelung grundsätzlich am AC-Port erfolgen und ein Sollwert indirekt über die Batterien bereitgestellt werden. Hierdurch geht zwar geringfügig Dynamik verloren, da sich eine Sollwertänderung am DC-Port erst mit einer Verzögerung von wenigen ms auf die AC-Seite überträgt, allerdings ist diese Verzögerung in der Regel völlig ausreichend.

Werden die netzdienlichen Sollwerte an der Batterie gestellt, so kann diese trotzdem effizient vor einer Überlastung geschützt werden und die Netzdienlichkeit trotzdem erreicht werden.

Auf dem zur Verfügung stehenden Testsystem wurde neben dem Netzparallelbetrieb ebenfalls der netzbildende Betrieb untersucht. Hierbei wurde eine Inselnetzbildung des Testsystems simuliert, bei der zunächst ein Netzparallelbetrieb erfolgt und dann eine Netztrennung vorgenommen wird. Der Umrichter erkennt die Netztrennung und schaltet auf einen netzbildenden betrieb um. Die Messung eines solchen Vorgangs ist in Abbildung 9 dargestellt.



**Abbildung 9: Umschaltung in den netzbildenden Betrieb**

In Grün dargestellt ist die Netzspannung und in Blau die Spannung an den Umrichterklammern. Bei den simulierten Instabilitäten im Netz wurde eine Netztrennung simuliert. Der Umrichter schaltet hierbei automatisch auf den netzbildenden Betrieb um und stabilisiert die Spannung im neu gebildeten Inselnetz (blauer Spannungsverlauf). Steht das übergeordnete Netz wieder zur Verfügung, kann eine Rücksynchronisation mit dem Netz erfolgen. Abbildung 10 zeigt einen solchen Rücksynchronisierungsvorgang.

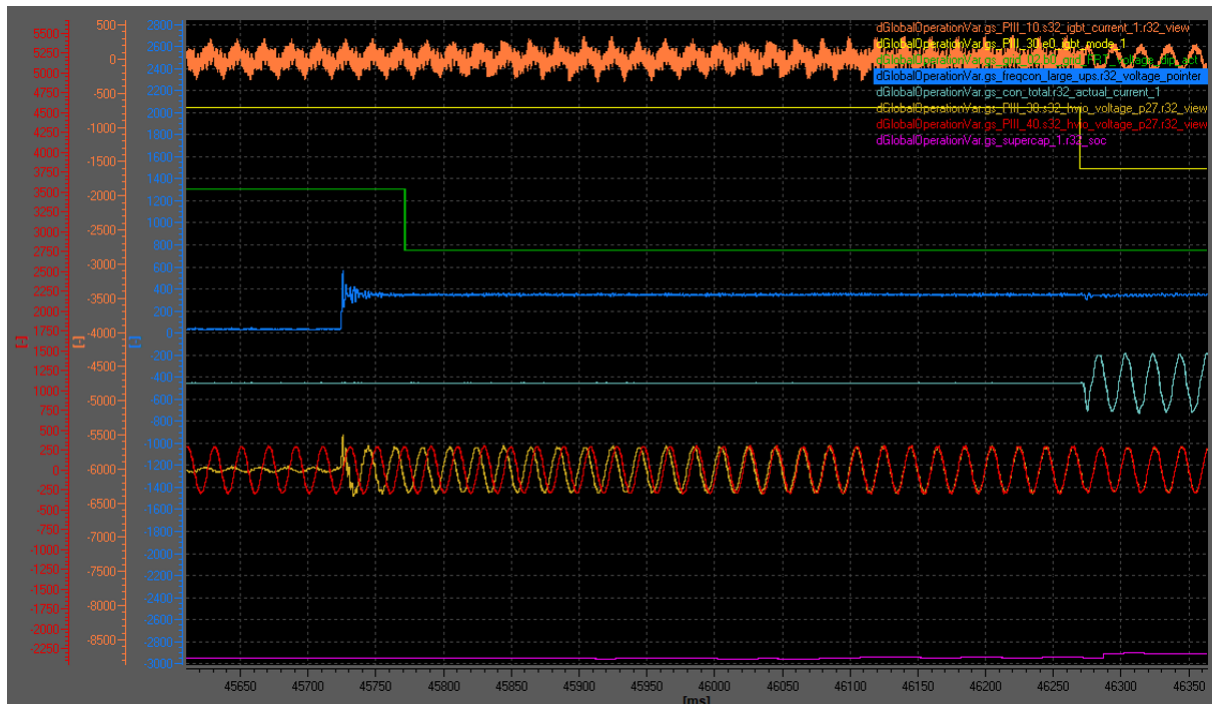


Abbildung 10: Rücksynchronisierungsvorgang

Die Netzspannung ist hier in Gelb dargestellt und die Inselnetzspannung in Rot. Wird das Netz wieder erkannt wird durch eine Phasenverschiebung der Inselnetzspannung die Phasenlage mit dem Netz angeglichen und es erfolgt eine Netzkopplung. Der gelbe Verlauf zeigt den Inselnetzstatus an. Der höhere Wert indiziert den Inselnetzbetrieb. Der niedrigere Wert den Netzparallelbetrieb.

## 4 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die bei der Freqcon GmbH entstandenen Kosten sind ausschließlich Personalkosten. Die ursprünglich geplanten Reisekosten wurden aufgrund der Einschränkungen der Coronapandemie nicht benötigt und auch die geplanten Materialausgaben, die für den Umbau eines Teststands geplant waren, wurden nicht benötigt. Da es sich ergeben hat, dass ein bestehendes System genutzt werden kann, welches eine entsprechende Konfiguration aufweist, konnten Synergieeffekte genutzt und somit Kosten im Projekt eingespart werden.

## 5 Notwendigkeit der Zuwendung

Die Zuwendung für das Vorhaben war notwendig, da die Untersuchungen unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht in dieser Art durchgeführt worden wären. Zwar konnte eine Optimierung der Produkte vorgenommen werden, allerdings entstand kein grundsätzlich neues Produkt für die Freqcon GmbH, welches neue Kundengruppen oder Absatzmärkte etabliert hätte. Auch wenn die Verbesserung der Stabilität, der Regelungen und der Verfügbarkeit der Produkte gesteigert werden konnte, ist dies wirtschaftlich gesehen nur eingeschränkt abbildbar.

Die Förderung wird von Freqcon dennoch als angemessen betrachtet, da über die reinen wirtschaftlichen Interessen der Freqcon GmbH hinaus wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden

konnten. Diese sind insbesondere bei der weiteren Ausgestaltung von zukünftigen Netzan-schlussbedingungen hilfreich als auch bei der generellen Bewertung der Fähigkeiten erneuer-barer Energien mit DC-gekoppelten Batteriespeichersystemen in Bezug auf erweiterte netzbil-dende und netzstützende Eigenschaften.

## 6 Verwertbarkeit des Ergebnisses und der Erfahrungen

In diesem Forschungsvorhaben konnte die Freqcon GmbH die Regelungsalgorithmen bei Multi-Source-Convertern mit mehreren unterschiedlichen Primärenergiequellen deutlich wei-terentwickeln. Es wurde gezeigt, dass durch die Umschaltung der Zwischenkreisregelung im Betrieb zwischen den einzelnen an den DC-Bus angeschlossenen Energieträgern signifikante Vorteile bringen kann. Die untersuchten Regelungen konnten direkt Anwendung in der Fre-qcon Softwareumgebung finden und wurden zum Teil bereits in die Standardregelung der Fre-qcon Umrichter mit übernommen. Dies ermöglicht eine deutliche Verbesserung der Stabilität gerade bei schnellen Leistungsänderungen.

Eine weiterer Anwendungsfall, bei dem die Erkenntnisse von großem Vorteil sind, sind unter-brechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV), bei denen sehr schnell zwischen einem Netzparallelbetrieb und einem netzbildenden Betrieb hin- und her geschaltet werden muss. Auch hier sind die gewonnenen Erkenntnisse äußerst hilfreich und bieten einen Wettbewerbs-vorteil.

Die Entwicklungsarbeit am wechselrichterinternen EMS erbrachte wichtige Erfahrungen im Zu-sammenhang mit Batteriesystemen und der allgemeinen Verfügbarkeit von Systemen. Da die Verfügbarkeit von energietechnischen Anlagen auch in Zukunft eine große Rolle spielt, und insbesondere Batteriesysteme derzeit noch vergleichsweise anfällig sind, bieten die Erkennt-nisse ein großes Potential für Optimierungen bestehender Produkte.

Als direkte Verwertung konnte die Freqcon GmbH bereits ein Kundenprojekt akquirieren, bei dem ein Batteriespeichersystem auf einer Offshore-Plattform gemeinsam mit einer Windkraft-anlage ein Inselsystem speisen soll. Dieses System dient explizit nicht der Netzeinspeisung, sondern soll teilweise den Eigenbedarf einer Offshoreplattform absichern, um vorhandene Gasturbinen zu substituieren.

## 7 Während der Durchführung des Vorhabens dem Zuwendungs-empfänger bekannt gewordenen Fortschritts auf diesem Gebiet bei anderen Stellen

Es liegen keine weiteren Erkenntnisse vor.

## 8 Erfolgte oder geplanten Veröffentlichung des Ergebnisses

Es erfolgte keine Veröffentlichung von Projektergebnissen während der Projektlaufzeit. Bis auf die Veröffentlichung dieses Schlussberichtes ist auch keine Veröffentlichung geplant.

## 9 Liste der Abbildungen

Abbildung 1: Link: DC-gekoppeltes Batteriesystem mit Back-to-Back Windumrichter und Bremschopper. Mitte: DC-gekoppeltes Batteriesystem mit gleichrichterbasiertem Windumrichter mit Booster und Bremschopper. Rechts: DC-gekoppeltes Batteriesystem mit diodenbasiertem Windumrichter ohne Bremschopper. ....	7
Abbildung 2: Schematische Darstellung der EMS-Reglerstruktur .....	8
Abbildung 3: Simulation der Zwischenkreisspannung und der Leistungen des DC- und AC-Kreises bei Umschaltung der Zwischenkreisregelung.....	10
Abbildung 4: Überblick über das Gesamtsimulationsmodell mit Netzanschluss, Windgenerator und Batterie.....	11
Abbildung 5: Anordnung des Batteriesystem (oben) und des Umrichters (unten) im Turmfuß einer Windkraftanlage .....	12
Abbildung 6: Skizzierter Batterieschrank mit 10 Batteriemodulen .....	13
Abbildung 7: Einpoliger Schaltplan (Single-Line-Diagramm) des verwendeten Umrichtersystems.....	14
Abbildung 8: Umschaltvorgang der Zwischenkreisregelung von AC auf DC .....	15
Abbildung 9: Umschaltung in den netzbildenden Betrieb .....	16
Abbildung 10: Rücksynchronisierungsvorgang .....	17

## 10 Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Projektkonsortium .....	4
------------------------------------	---