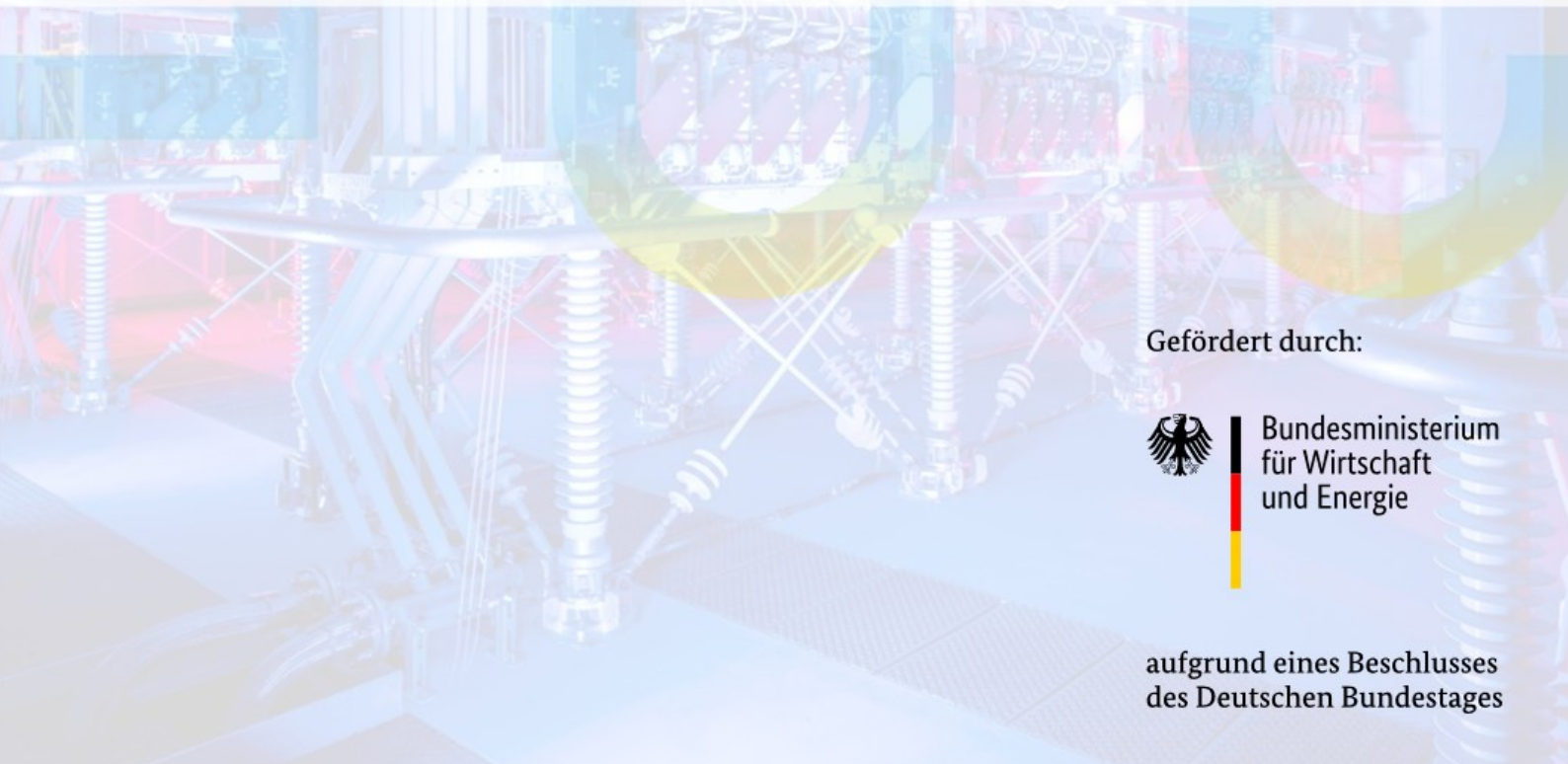




Ermittlung des Potentials zukünftiger Anlagen zur Deckung von Systembedarfen in zukünftigen Netzen



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

SYS STAB 2030

SysStab2030 bündelt die Kompetenzen von Übertragungsnetzbetreibern, Forschungseinrichtungen, Industrie und Zertifizierern um die Systemstabilität in einem zunehmend stromrichterdominierten Energiesystem zu sichern. Im Zentrum steht die Frage, wie die erforderlichen Systembedarfe ermittelt und durch Erzeugungsanlagen und Verbraucher über technische Mindestanforderungen oder marktliche Beschaffung am besten gedeckt werden sollen. Das Ziel hierbei ist es, schon innerhalb des Projekts einen Branchenkonsens abzubilden, sodass die Umsetzung in den technischen Mindestanforderungen beschleunigt wird. Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird an vielen Stellen mit der BMW-Roadmap Systemstabilität verknüpft, um sowohl Prozesse aus der BMW-Roadmap zu bedienen als auch um Ergebnisse aus der BMW-Roadmap im Verbundprojekt weiterzuverwenden. Expertinnen und Experten von insgesamt 13 geförderten sowie neun assoziierten Partnern arbeiten gemeinsam an Lösungen, um die Systemstabilität bei Fortschreiten der immensen Herausforderungen von Struktur- und Netznutzungswandel auch in Zukunft zu gewährleisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fördert das Forschungsprojekt mit über 5 Millionen Euro.

Publikationsdetails

Bitte zitieren Sie folgendes Dokument als:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Ermittlung des Potentials zukünftiger Anlagen zur
Deckung von Systembedarfen in zukünftigen Netzen

Erstellt als Teil des Vorhabens:

Verbundvorhaben SysStab2030 – Systemstabilität durch marktbasierte
Systemdienstleistungen und technische Mindestanforderungen an zukünftige
elektrische Anlagen



Unter diesem QR steht
diese Publikation als
PDF-Download zur
Verfügung

Version 1.0
24.04.2026

Kontakt:

www.sysstab2030.de
sysstab2030@amprion.net

Autoren:

HTW Berlin: Moritz Andrejewski, Johannes Brunner, Nico Goldschmidt, Laila Rezai,
Prof. Dr. Norbert Klaes

Universität Kassel: Holger Becker, Nils Wiese

TU Braunschweig: Sofie Brammer, Timo Sauer

Universität Rostock: Hendrik Westphal

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

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert:

Bewilligungszeitraum: 01.07.2024 – 31.12.2026

Förderkennzeichen: 03EI6122

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen.....	iv
1 Einleitung	1
2 Struktur und Inhalt des Dokuments	2
3 Potentialanalyse zukünftiger Anlagen.....	3
3.1 Windenergieanlagen (WEA)	4
3.2 Photovoltaik (PV).....	15
3.3 Batteriespeicher	21
3.4 STATCOM	26
3.5 Hochspannungsgleichstromübertragung Onshore	30
3.6 Hochspannungsgleichstromübertragung Offshore.....	33
3.7 Elektrolyse.....	37
3.8 Ladestationen (E-Mobilität)	41
3.9 Wärmepumpen.....	45
4 Zusammenfassung der Potentiale zukünftiger Anlagen.....	48
5 Literaturverzeichnis	50
6 Glossar.....	53
7 Kontaktliste	58

Abkürzungen

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
FCR	Frequency Containment Reserve (Primärregelleistung)
FFA	PV Freiflächen Anlage
FFR	Fast Frequency Reserve
FRT	Fault Ride Through
GFL	Netzfolgende Umrichter-Regelung (Grid Following)
GFM	Netzbildende Umrichter-Regelung (Grid Forming)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen
HVRT	High Voltage Ride Through
LVRT	Low Voltage Ride Through
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve (Minutenreserve)
MMC	Modular Multilevel Converter
MomR	Momentanreserve, Trägheit der lokalen Netzstabilität
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NVWA	Netz- und Versorgungswiederaufbau
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik Anlage
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SDL	Systemdienstleistung
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TAB	Technische Anschlussbedingung
TAR	Technische Anschlussregel
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

In diesem Arbeitspaket wird untersucht, welchen Beitrag Erzeuger, Verbraucher und Netzelemente durch die Ertüchtigung von Bestandsanlagen und durch die Nutzung von Neuanlagen in Zukunft hinsichtlich ausgewählter Systemdienstleistungen/ Systembedarfe leisten können. Aufbauend auf der Untersuchung der prinzipiellen Fähigkeiten wird bewertet, welches Potential für unterschiedliche Anlagentypen und Anlagen- Generationen zur Deckung der Systemdienst-leistungen/Systembedarfe besteht. Ziel ist die Beschreibung der Fähigkeiten zukünftiger Anlagen zur Sicherstellung der Systemstabilität im Sinne der Frequenz-, Spannungs-, transienter und Resonanzstabilität sowie der notwendigen Voraussetzungen für den Betrieb solcher Anlagen für Betreiber und Netzbetreiber. Dazu werden das Potential und die Folgen für Regelung, Betrieb, die Lebensdauer und die Zulassung solcher Anlagen qualitativ nach Anlagen und Bauteilen aufgelöst erfasst.

Die Betrachtungen dieses Arbeitspakets umfassen die folgenden Systemdienstleistungen/ Systembedarfe, Erzeuger, Verbraucher und Netzelemente.

Systemdienstleistungen/Systembedarfe					
Netzführung	Spannungs-Stabilität	Frequenz-Stabilität	Transiente Stabilität	Subsynchrone Stabilität	Harmonische Stabilität
Redispatch	Blindleistungs-bereitstellung	Momentan-reserve (MomR)	Transiente Winkelstabilität	Passive Dämpfung	Passive Dämpfung
Inselnetz-betrieb	Kurzschluss-strom	FFR, FCR, aFRR, mFRR	FRT, LVRT, HVRT	Aktive Dämpfung	Aktive Dämpfung
Netz-wiederaufbau	Blindstrom-stützung				

Erzeuger	Verbraucher	Netzelemente
WEA TYP 3 & TYP 4 (Onshore)	Elektrolyse (frequenzabhängiges Verhalten)	STATCOM
WEA TYP 4 (Offshore)	Elektrolyse (Kurzschluss Verhalten)	HGÜ (Onshore)
PV (Freifläche)	Ladestationen (E-Mobilität)	HGÜ (Offshore)
PV (Dach)	Wärmepumpen	
Batteriespeicher		

2 Struktur und Inhalt des Dokuments

Dieses Dokument beinhaltet eine Beschreibung zukünftiger, befähigter Anlagen und Neuanlagen und deren Beiträge zur Systemstabilität in zukünftigen Netzen (Kapitel 3). Die jeweiligen Bewertungen der einzelnen Anlagen sind anschließend in einer Übersichtstabelle zusammengefasst (Kapitel 4). Angaben zu zukünftigen Netzen sowie die Beschreibung hier verwendeten Begrifflichkeiten sind aus dem Dokument „Ermittlung des Potentials heutiger Anlagen zur Deckung von Systembedarfen in heutigen und zukünftigen Netzen“ zu entnehmen. [1]

Allgemeiner Hinweis zur Potentialanalyse zukünftiger, befähigter Anlagen und Neuanlagen:

Die einzelnen Potentialanalysen sind tabellarisch erfasst. Jeder Anlage werden, zu den Systemdienstleistungen/Systembedarfen (s. Kapitel 1), wenn möglich Beschreibungen und Bewertungen zugeordnet. Die Erfassung von relativen oder absoluten Anlagenpotentialen ist nicht Teil dieses Dokuments. Weitere Informationen zur Bestands- und Potentialanalyse sind in Kapitel 3 dargestellt.

Hinweis zur Potentialanalyse von heutigen PV-Anlagen:

PV-Freifläche und PV-Dach sind in einer Tabelle zusammengefasst.

Hinweis zur Potentialanalyse von Elektrolyse-Anlagen:

Elektrolyse (frequenzabhängiges Verhalten) und Elektrolyse (Kurzschlussverhalten) sind in einer Tabelle zusammengefasst.

3 Potentialanalyse zukünftiger Anlagen

Die einzelnen Potentialanalysen sind tabellarisch erfasst. Jeder Anlage werden, zu den Systemdienstleistungen/Systembedarfen (s. Kapitel 1), wenn möglich Beschreibungen und Bewertungen zugeordnet. Die Erfassung von relativen oder absoluten Anlagenpotentialen ist nicht Teil dieses Dokuments. Die Bewertung des Potentials erfolgt durch die Angabe von Bewertungsfaktoren (0|1|2|3|3.1|4). Der Begriff Potential bezieht sich darauf, ob die jeweilige Anlage einen zusätzlichen Beitrag leisten könnte und ist im Folgenden als "Potential" und "kein Potential" benannt. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen AP 2.1 und AP 2.3 zu ermöglichen, wurde das zugrunde liegende Bewertungsschema aus AP 2.1 übernommen und den Bedürfnissen des AP 2.3 angepasst.

0: Kein Potential – Kein Beitrag durch zukünftige Neuanlage/Bestandsanlage.

1: Potential – Möglicherweise zukünftiger Beitrag. Unklarheiten vorhanden. Ggf. weitere Analysen notwendig.

2: Potential – Zukünftiger Beitrag durch Befähigung von Bestandsanlage.

3: Kein Potential – Zukünftiger Beitrag innerhalb der Richtlinien (nicht erweiterbar).

3.1: Kein Potential – wie 3 aber Beitrag als Zusatzanforderung (nicht erweiterbar).

4: Potential – Zusätzlicher Beitrag durch zukünftige Neuanlage und/oder Bestandsanlage.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der Bewertungsstrategie bzgl. der zuvor beschriebenen Eigenschaften des jeweiligen Bewertungsfaktors.

	Zukünftige Neuanlage			Zukünftige Bestandsanlage und/oder befähigte Anlage			
	Beitrag möglich	Beitrag innerhalb Richtlinie	Weitere Analyse	Beitrag möglich	Durch Befähigung	Beitrag innerhalb Richtlinie	Weitere Analyse
0	nein	nein	nein	nein	nein	nein	nein
1	ja	nein	ja**	ja	nein	nein	ja**
2	-	-	-	ja	ja	nein	nein
3	ja	ja	nein	ja	nein	ja	nein
3.1	ja	ja*	nein	ja	nein	ja*	nein
4	ja	-	nein	ja	nein	-	nein

* als Zusatzanforderung

** ist ggf. jeweils im Einzelnen zu prüfen

3.1 Windenergieanlagen (WEA)

Die Beschreibung der jeweiligen zukünftigen Anlagenpotentiale erfolgt aus technisch- wissenschaftlicher Sicht, wobei Vorschläge zum Verfahren der Neuzertifizierung nicht Teil der Ausarbeitungen sind. Es werden bestehende und zukünftige Anlagen mit netzfolgender (GFL) und zukünftige Anlagen mit netzbildender (GFM) Umrichter-Regelung berücksichtigt. WEA-Typ 3 Anlagen sind Anlagen mit DFIG (doppelt gespeister Asynchrongenerator). WEA-Typ 4 Anlagen sind Anlagen mit Synchrongenerator und Vollumrichter. Die Eigenschaften zukünftiger Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung sind durch die Anforderungen (Nachweisverfahren ENTSOE/VDE FNN, Power Park Module) definiert. Außerhalb von Feldtests bzw. Prototypen enthält der Bestand heutiger WEA-Typ 3 und Typ 4 Anlagen noch keine Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung.

3.1.1 WEA-Typ 3

Verfasst von: HTW	Bezeichnung Anlage: WEA-Typ 3	Technologie Netzeinspeisung: VSC (DFIG)
Redispatch		
Für Bestandsanlage GFL: Ein Beitrag zum Redispatch muss bereits entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Befähigung einer nicht Redispatch fähigen Bestandsanlage ist möglich (Integration in die Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur des Netzbetreibers erforderlich).		
Für zukünftige Anlage GFL & GFM: Anlage ist Redispatch fähig.		
Hinweise: Leistungsreduktion über Drehmomenten- und Pitch-Regelung möglich. Stellbereich durch Betriebsbereiche der Anlage begrenzt.		
Bewertung: 2&4		

Inselnetzbetrieb

Angaben bezogen auf Verinselungssituation, d.h. Anlage fällt aus dem Normalbetrieb in den Inselbetrieb.

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann nur am Inselnetz teilnehmen (wenn ausreichend netzbildende Anlagen vorhanden sind), dieses aber nicht aktiv betreiben. Die Anlage ist demnach nicht Inselnetzbetrieb fähig. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise).

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann ein Inselnetz betreiben (s. Hinweise).

Hinweise: Eine WEA-Typ 3 Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist prinzipiell inselnetzfähig, aber ihre Performance ist stark von der begleitenden Infrastruktur abhängig. Die Kompensation schneller Laständerungen erfordert den Einsatz von Batteriespeichern oder Dieselgeneratoren. Zudem limitiert die begrenzte Kurzschlussleistung der Umrichter die Fähigkeit, hohe Einschaltströme abzufedern [2] [3]. Hier ist die Integration von Droop-Reglern, die eine lastproportionale Leistungsaufteilung zwischen mehreren Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung ermöglichen, vorzusehen. [4] [5]

Aktuelle Netzanschlussregeln sehen für Inselnetze spezifische Schutzprozeduren vor, die eine Abstimmung zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfordern. Außerdem ist zu beachten, dass der netzstabilisierende Betrieb die Zyklen-Belastung auf die Anlage erhöht. [6] [7]

Bewertung: 2&4

Netzwiederaufbau

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht schwarzstartfähig. Eine Befähigung ist durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) und Erweiterungen (s. Hinweise) möglich.

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann schwarzstartfähig sein (s. Hinweise).

Hinweise: Eine WEA-Typ 3 Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist schwarzstartfähig, sofern sie mit einem ausreichend dimensionierten DC-Zwischenkreis-Speicher ausgestattet ist (es ist eine Erweiterung mit einem Energiespeicher zur Spannungsregelung des Zwischenkreises im rotorseitigen Umrichter notwendig). Die Projekte NETZ:KRAFT und NetzWind haben die technische Machbarkeit nachgewiesen, jedoch bedarf es regulatorischer Anpassungen und standardisierter Testverfahren, um den Einsatz in der Fläche zu ermöglichen. Mit Einführung der VDE-AR-N 4120:2024-11 werden erstmals konkrete Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit von Umrichteranlagen formuliert.

Bewertung: 2&4

Momentanreserve

In Bezug auf [11] (Bereitstellung von Momentanreserve (MomR)).

Für Bestandsanlage GFL: Durch die rotierende Masse des Rotors und die direkte Netzanbindung des Stators ist der DFIG nicht vollständig vom Netzanschluss entkoppelt. Dadurch ist die Anlage theoretisch in der Lage, Momentanreserve bereitzustellen. Das Bereitstellungspotential unterliegt dabei den Einschränkungen in der Verfügbarkeit der momentanen Windenergie [8].

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann Momentanreserve bereitstellen (s. Hinweise).

Hinweise: Eine WEA-Typ 3 Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist technisch fähig MomR bereitzustellen, wenn die entsprechende Leistungsreserve verfügbar ist. Dadurch können zukünftige Anlagen, zum Beispiel durch die Kombination von statorflussorientierter Regelung, Trägheit* und frequenzproportionaler Droop-Charakteristik, begrenzend auf den Frequenz-Nadir wirken.

In Netzen mit $SCR < 2$ können Interaktionen zwischen Trägheit* und Netzresonanzen zu Subsynchronen Schwingungen (SSO) führen. Lösungsansätze umfassen u.a. die Adaptive Trägheitsemulation (Online-Anpassung basierend auf Echtzeit-Impedanzschätzungen) [9] [10].

Die Auswirkungen auf die Belastung der Anlage und die erreichbare Dynamik bei Erbringung eines Beitrags zur Momentanreserve hängen außerdem von der Dynamik des Szenarios und dem Arbeitspunkt der Anlage ab und sollten weitergehend untersucht werden.

Beim Betrieb der Anlage ohne Energiespeicher muss zur Bereitstellung von MomR entweder ein De-Loading stattfinden, um positive Leistungsreserve vorzuhalten oder die Anlage muss kurzzeitig aus dem optimalen Arbeitspunkt herausgefahren und nach Erbringung der Leistung zurückgeführt werden.

Bewertung: 2&4

* Für den Begriff der Trägheit wurden im AP 1 „Metastudie zur Frequenzstabilität“ entsprechende Formulierungen und Vereinheitlichungen vorgeschlagen. Der Begriff „virtuelle Trägheit“ wurde deshalb an dieser Stelle nicht verwendet.

FFR, FCR, aFRR, mFRR
<u>FFR, FCR, aFRR, mFRR Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Anlage ist technisch in der Lage, alle vier Frequenzregeldienstleistungen (FFR, FCR, aFRR, mFRR) bereitzustellen (s. Hinweise). <u>Hinweise:</u> Die Erbringung von positiver Regelleistung ist nur im Rahmen der verfügbaren Primärenergie möglich, und nur, wenn die Anlage mit entsprechender Leistungsreserve betrieben wird. Die Erbringung von negativer Regelleistung ist dagegen möglich, sofern die Anlage nicht bereits aufgrund unzureichender Windverhältnisse außer Betrieb ist [8]. aFRR/mFRR sind bei Kombination mit Speicher und Drehmomenten- und Pitch-Regelung möglich. Projekte wie NextGrid und GridFormingWind zeigen, dass DFIG-Anlagen bis zu 15 % der Systemträgheit in 100%-EE-Netzen liefern können – bei gleichzeitiger Teilnahme am Regellenergemarkt.
Bewertung: FFR, FCR, aFRR, mFRR: 2&4
Blindleistungsbereitstellung
<u>Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Die Erbringung von Blindleistung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien, sowohl im Rahmen der SDLWindV als auch der aktuellen TAR für den Anschluss von Windkraftanlagen am Netz erfolgen.
Bewertung: 4
Kurzschlussstrom
<u>Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Die Erbringung von Kurzschlussstrom ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter wie bspw. Nutzung einer Crowbar und Leistungselektronik begrenzt. Eine Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung hat kürzere Reaktionszeiten im Vergleich zu einer Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung.
Bewertung: 3&4
Blindstromstützung
<u>Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Blindstromstützung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags kann darüber hinaus erhöht werden, ist aber durch die Auslegung der Teilumrichter (Leistungselektronik) begrenzt. Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung bieten eine höhere Dynamik aufgrund von Spannungsquellenverhalten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung.
Bewertung: 3&4

Transiente Winkelstabilität

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität leisten. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise).

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage kann einen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern (s. Hinweise)

Hinweise: Anlagen mit GFOR-Umrichter-Regelung können zur transienten Winkelstabilität beitragen. Ihre Leistungsfähigkeit wird dabei durch mehrere Faktoren begrenzt. Dazu zählen Auslegung der Halbleiterkomponenten in Bezug auf die Leistung, die verfügbare Leistungs- und Energiereserve sowie die Berücksichtigung mechanischer Belastungen auf die Anlage. Wichtige Parameter sind Netzanlauf-Zeitkonstante (T_A), Frequenzstatik und Netz-/Filterimpedanz. Bei Betrieb der Anlage ohne Energiespeicher muss entweder ein De-Loading stattfinden, um positive Leistungsreserve vorzuhalten oder die Anlage muss kurzzeitig aus dem optimalen Arbeitspunkt rausgefahren und nach Erbringung der Leistung zurückgeführt werden. Die Auswirkungen auf die Belastung der Anlage und die erreichbare Dynamik bei Erbringung eines Beitrags zur transienten Winkelstabilität hängen von der Dynamik des Szenarios und dem Arbeitspunkt der Anlage ab und sollte weitergehend untersucht werden.

Für weitere Hinweise zur Transienten Winkelstabilität vgl. [11]

Bewertung: 2&4

FRT, LVRT, HVRT

Für Bestandsanlage GFL: Das Anlagenverhalten muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Für ältere Anlagen kann eine Befähigung erfolgen.

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage muss entsprechend den Anforderungen FRT fähig sein. Umsetzung ist komplexer als bei Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung (bspw. im FRT-Fall vom Spannungsquellenverhalten abweichen, virtuelle Impedanz). LVRT-Fähigkeiten sind ggf. durch Crowbar Aktivierung begrenzt.

Bewertung: 2&4

Aktive Dämpfung (Subsynchron)
<u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Beitrag zur aktiven Dämpfung möglich, aber Anlage muss befähigt werden (vgl. Power System Stabilizer). Dazu muss eine entsprechende übergeordnete Regelung implementiert werden.
<u>Für zukünftige Anlage GFM:</u> Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch inhärent möglich und bereits in den Anforderungen enthalten. [11]
<u>Hinweise:</u> Je nach zu dämpfender Frequenz müssen die Rückwirkungen auf das Anlagenverhalten (mechanischer Teil bspw. Turmschwingungen) berücksichtigt werden. Außerdem muss speziell zur Dämpfung niedriger Frequenzen mit hoher Amplitude eine Leistungsreserve vorgehalten werden.
Bewertung: 2&4
Passive Dämpfung (Subsynchron)
<u>Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Anlage kann keinen Beitrag leisten.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
<u>Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Anlage kann Beitrag leisten, muss aber befähigt werden. Dazu kann die Regelung des rotorseitigen Umrichters erweitert werden. Die Rückwirkungen auf das Anlagenverhalten müssen untersucht werden.
Bewertung: 1
Passive Dämpfung (Harmonisch)
<u>Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM:</u> Bezogen auf die in der Anlage installierten passiven Filterelemente: Beitrag zur passiven Dämpfung ist technisch möglich und wird innerhalb der Richtlinien angewendet. Der Beitrag ist durch Filterdesign und weitere passive Elemente begrenzt.
Bewertung: 3

3.1.2 WEA-Typ 4

Verfasst von: HTW	Bezeichnung Anlage: WEA-Typ 4	Technologie Netzeinspeisung: VSC
Redispatch		
<u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Ein Beitrag zum Redispatch muss bereits entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Befähigung einer nicht Redispatch fähigen Bestandsanlage ist möglich (Integration in die Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur des Netzbetreibers erforderlich). Für zukünftige Anlage GFL & GFM: Anlage ist Redispatch fähig. <u>Hinweise:</u> Leistungsreduktion über Drehmomenten- und Pitch-Regelung möglich. Stellbereich durch Betriebsbereiche der Anlage begrenzt.		
Bewertung: 2&4		
Inselnetzbetrieb		
Angaben bezogen auf Verinselungssituation, d.h. Anlage fällt aus dem Normalbetrieb in den Inselbetrieb. <u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann nur am Inselnetz teilnehmen, wenn ausreichend netzbildende Anlagen vorhanden sind, dieses aber nicht selbst aufbauen. Die Anlage ist demnach nicht Inselnetzbetrieb fähig. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise). <u>Für zukünftige Anlage GFM:</u> Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann ein Inselnetz betreiben (s. Hinweise). <u>Hinweise:</u> Eine WEA-Typ 4 Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist prinzipiell inselnetzfähig, aber ihre Performance ist stark von der begleitenden Infrastruktur abhängig. Die Kompensation schneller Laständerungen erfordert den Einsatz von Batteriespeichern oder Dieselgeneratoren. Zudem limitiert die begrenzte Kurzschlussleistung des Umrichters die Fähigkeit, hohe Einschaltströme abzufedern [3]. Hier ist die Integration von Droop-Reglern, die eine lastproportionale Leistungsaufteilung zwischen mehreren Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung ermöglichen, vorzusehen. [4] Aktuelle Netzanschlussregeln sehen für Inselnetze spezifische Schutzprozeduren vor, die eine Abstimmung zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfordern. Außerdem ist zu beachten, dass der netzstabilisierende Betrieb die Zyklen-Belastung auf die Anlage erhöht. [6] [7]		
Bewertung: 2&4		

Netzwiederaufbau

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht schwarzstartfähig. Eine Befähigung ist durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) und Erweiterungen (s. Hinweise) möglich.

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann schwarzstartfähig sein (s. Hinweise).

Hinweise: Eine WEA-Typ 4 Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist schwarzstartfähig, sofern sie mit einem ausreichend dimensionierten DC-Zwischenkreis-Speicher ausgestattet ist (es ist eine Erweiterung mit einem Energiespeicher zur Spannungsregelung des Zwischenkreises im rotorseitigen Umrichter notwendig). Die Projekte NETZ:KRAFT und NetzWind haben die technische Machbarkeit nachgewiesen, jedoch bedarf es regulatorischer Anpassungen und standardisierter Testverfahren, um den Einsatz in der Fläche zu ermöglichen. Mit Einführung der VDE-AR-N 4120:2024-11 werden erstmals konkrete Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit von Umrichteranlagen formuliert.

Bewertung: 2&4

Momentanreserve

In Bezug auf [11] (Bereitstellung von MomR).

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht fähig, Momentanreserve bereitzustellen. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) und Erweiterungen (s. Hinweise) befähigt werden.

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann Momentanreserve bereitstellen (s. Hinweise).

Hinweise: Eine WEA-Typ 4 Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist technisch fähig MomR bereitzustellen, wenn die entsprechende Leistungsreserve verfügbar ist. Dadurch können zukünftige Anlagen, zum Beispiel durch die Kombination von statorflussorientierter Regelung, Trägheit* und frequenzproportionaler Droop-Charakteristik, begrenzend auf den Frequenz-Nadir wirken.

In Netzen mit $SCR < 2$ können Interaktionen zwischen Trägheit* und Netzresonanzen zu Subsynchronen Schwingungen (SSO) führen. Lösungsansätze umfassen u.a. die Adaptive Trägheitsemulation (Online-Anpassung basierend auf Echtzeit-Impedanzschätzungen). [10]

Die Auswirkungen auf die Belastung der Anlage und die erreichbare Dynamik bei Erbringung eines Beitrags zur Momentanreserve hängen außerdem von der Dynamik des Szenarios und dem Arbeitspunkt der Anlage ab und sollten weitergehend untersucht werden.

Beim Betrieb der Anlage ohne Energiespeicher muss zur Bereitstellung von MomR entweder ein De-Loading stattfinden, um positive Leistungsreserve vorzuhalten oder die Anlage muss kurzzeitig aus dem optimalen Arbeitspunkt herausgefahren und nach Erbringung der Leistung zurückgeführt werden.

Bewertung: 2&4

FFR, FCR, aFRR, mFRR

FFR, FCR, aFRR, mFRR Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Anlage ist technisch in der Lage, alle vier Frequenzregeldienstleistungen (FFR, FCR, aFRR, mFRR) bereitzustellen (s. Hinweise).

Hinweise: Die Erbringung von positiver Regelleistung ist nur im Rahmen der verfügbaren Primärenergie möglich und nur, wenn die Anlage mit Leistungsreserve betrieben wird. Die Erbringung von negativer Regelleistung ist möglich, wenn die Anlage nicht bereits aufgrund der Windverhältnisse außer Betrieb ist [8]. aFRR/mFRR sind bei Kombination mit Speicher und Drehmomenten- und Pitch-Regelung möglich.

Bewertung: 2&4

* Für den Begriff der Trägheit wurden im AP 1 „Metastudie zur Frequenzstabilität“ entsprechende Formulierungen und Vereinheitlichungen vorgeschlagen. Der Begriff „virtuelle Trägheit“ wurde deshalb an dieser Stelle nicht verwendet.

Blindleistungsbereitstellung

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Die Erbringung von Blindleistung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien, sowohl im Rahmen der SDLWindV als auch der aktuellen TAR für den Anschluss von Windkraftanlagen am Netz erfolgen.

Bewertung: 4

Kurzschlussstrom

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Die Erbringung von Kurzschlussstrom ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch die Leistungselektronik begrenzt. Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung haben kürzere Reaktionszeiten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Teilweise ist ein höherer Beitrag im HS-Netz nicht gewünscht (in Gegenden mit hoher Vermaschung und hoher Anzahl von Anlagen gibt es Probleme mit der Kurzschlussfestigkeit da zu viel Strom geliefert wird). Dadurch ist eine Begrenzung des Beitrags der Anlage durch Änderung der Parametrierung bzw. durch Software-Patch/Update notwendig.

Bewertung: 3&4

Blindstromstützung

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Blindstromstützung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags kann darüber hinaus erhöht werden, ist aber durch die Leistungselektronik begrenzt. Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung bieten eine höhere Dynamik aufgrund von Spannungsquellenverhalten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.

Bewertung: 3&4

Transiente Winkelstabilität

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität leisten. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise).

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage kann einen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern (s. Hinweise)

Hinweise: Anlagen mit GFOR-Umrichter-Regelung können zur transienten Winkelstabilität beitragen. Ihre Leistungsfähigkeit wird dabei durch mehrere Faktoren begrenzt. Dazu zählen Auslegung der Halbleiterkomponenten in Bezug auf die Leistung, die verfügbare Leistungs- und Energiereserve sowie die Berücksichtigung mechanischer Belastungen auf die Anlage. Wichtige Parameter sind Netzanlauf-Zeitkonstante (T_A), Frequenzstatik und Netz-/Filterimpedanz. Durch Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung werden Polradwinkeldynamiken ermöglicht, die im Vergleich zu konventionellen Synchrongeneratoren ein besseres Dämpfungsverhalten aufweisen. Bei Betrieb der Anlage ohne Energiespeicher muss entweder ein De-Loading stattfinden, um positive Leistungsreserve vorzuhalten oder die Anlage muss kurzzeitig aus dem optimalen Arbeitspunkt rausgefahren und nach Erbringung der Leistung zurückgeführt werden. Die Auswirkungen auf die Belastung der Anlage und die erreichbare Dynamik bei Erbringung eines Beitrags zur transienten Winkelstabilität hängen von der Dynamik des Szenarios und dem Arbeitspunkt der Anlage ab und sollte weitergehend untersucht werden.

Für weitere Hinweise zur Transienten Winkelstabilität vgl. [11]

Bewertung: 2&4

FRT, LVRT, HVRT

Für Bestandsanlage GFL: Das Anlagenverhalten muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Für ältere Anlagen kann eine Befähigung erfolgen.

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage muss entsprechend den Anforderungen FRT fähig sein. Umsetzung ist komplexer als bei Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung (bspw. im FRT-Fall vom Spannungsquellenverhalten abweichen, virtuelle Impedanz).

Hinweise: Die Fähigkeiten der Anlage werden hauptsächlich durch die thermische und elektrische Belastbarkeit der Leistungselektronik und die verfügbare Zwischenkreiskapazität beschränkt.

Bewertung: 2&4

Aktive Dämpfung (Subsynchron)

Für Bestandsanlage GFL: Beitrag zur aktiven Dämpfung möglich, aber Anlage muss befähigt werden (vgl. Power System Stabilizer). Dazu muss eine entsprechende übergeordnete Regelung implementiert werden.

Für zukünftige Anlage GFM: Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch inhärent möglich und bereits in den Anforderungen enthalten. [11]

Hinweise: Je nach zu dämpfender Frequenz müssen die Rückwirkungen auf das Anlagenverhalten (mechanischer Teil bspw. Turmschwingungen) berücksichtigt werden. Außerdem muss speziell zur Dämpfung niedriger Frequenzen mit hoher Amplitude eine Leistungsreserve vorgehalten werden.

Bewertung: 2&4

Passive Dämpfung (Subsynchron)

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Anlage kann keinen Beitrag leisten

Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Anlage kann einen Beitrag leisten, um Spannungsharmonische zu dämpfen. Dazu muss eine entsprechende Regelung implementiert werden. Die Rückwirkungen auf das Anlagenverhalten müssen untersucht werden.

Bewertung: 2&4

Passive Dämpfung (Harmonisch)

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Bezogen auf die in der Anlage installierten passiven Filterelemente: Beitrag zur passiven Dämpfung ist technisch inhärent möglich und wird innerhalb der Richtlinien angewendet. Der Beitrag ist durch Filterdesign und weitere passive Elemente begrenzt.

Bewertung: 3

3.2 Photovoltaik (PV)

Die in Deutschland installierte wechselrichterbasierte Leistung mit Erzeugung durch PV-Anlagen wird in den nächsten Jahren auf bis zu 650 Gigawatt im Jahr 2045 anwachsen. Damit wird ein signifikanter Anteil der Erzeugung aus PV-Anlagen stammen, wobei in Zukunft zunehmend auch die PV-Wechselrichter die Netzstabilität sicherstellen müssen. [12]

Die Beschreibung der jeweiligen zukünftigen Anlagenpotentiale erfolgt aus technisch wissenschaftlicher Sicht, wobei Vorschläge zum Verfahren der Neuzertifizierung nicht Teil der Ausarbeitungen sind. Es werden bestehende und zukünftige Anlagen mit netzfolgender (GFL) und zukünftige Anlagen mit netzbildender (GFM) Umrichter-Regelung berücksichtigt.

Die Eigenschaften zukünftiger Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung sind durch die Anforderungen (Nachweisverfahren ENTSOE/VDE FNN, Power Park Module) definiert. Außerhalb von Feldtests bzw. Prototypen und Pilotprojekten ([12], [13]) enthält der Bestand heutiger PV-Anlagen noch keine Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung.

Verfasst von: HTW, TUBS	Bezeichnung Anlage: PV-Freifläche (FFA), PV-Dach	Technologie Netzeinspeisung: VSC
Redispatch		
<u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Beitrag muss bereits entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Befähigung von nicht Redispatch fähigen Bestandsanlagen möglich. <u>Für zukünftige Anlage GFL & GFM:</u> Zukünftige Anlagen sind Redispatch fähig. <u>Hinweise:</u> Für die Blindleistungskomponente ist die Netzspannung und die Gesamtleistung (üblich bspw. 20-30% Blindleistung bei 100% Wirkleistung) zu berücksichtigen. Hinsichtlich des Betriebs der Anlage, der Regelung und der Auswirkungen auf die Lebensdauer sind keine speziellen negativen Auswirkungen zu erwarten.		
Bewertung: 2&4		

Inselnetzbetrieb

Angaben bezogen auf Verinselungssituation, d.h. Anlage fällt aus dem Normalbetrieb in den Inselbetrieb.

Für Bestandsanlage GFL: Bestandsanlagen können nur am Inselnetz teilnehmen, wenn ausreichend netzbildende Anlagen vorhanden sind, dieses aber nicht selbst aufbauen. Die Anlage ist demnach nicht Inselnetzbetrieb fähig. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden.

Für zukünftige Anlage GFM: Zukünftige Anlagen können ein Inselnetz betreiben.

Hinweise: Die Leistungsbilanz im Teilnetz muss ausgeglichen sein, d.h. es müssen Wirkleistungsreserven vorgehalten werden. Das bedeutet ggf. das Verlassen des MPP, ggf. zusätzliche Zwischenkreis Kapazität, ggf. zusätzlicher Speicher. Dadurch kann sich die Leistungsausbeute reduzieren. Bezüglich der Regelung und der Auswirkungen auf die Lebensdauer sind keine speziellen negativen Auswirkungen zu erwarten. Neuzertifizierung bei Befähigung beachten.

Bewertung: 2&4

Netzwiederaufbau

Für Bestandsanlage GFL: Eine bestehende PV-Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht schwarzstartfähig. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) und Erweiterungen (s. Hinweise) befähigt werden.

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann schwarzstart-fähig sein (s. Hinweise).

Hinweise: Voraussetzung für die Schwarzstartfähigkeit ist eine GFM-Umrichter-Regelung. Dabei müssen im Speziellen Rahmenbedingungen geschaffen werden (vorhandene Primärenergie und/oder Speicher + Hilfsenergiequelle).

Bewertung: 2&4

Momentanreserve

In Bezug auf [11] (Bereitstellung von MomR).

Für Bestandsanlage GFL: Eine bestehende PV-Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht fähig Momentanreserve bereitzustellen. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) und Erweiterungen (s. Hinweise) befähigt werden.

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann Momentanreserve bereitstellen (s. Hinweise). Für PV-Dachanlagen, bzw. Für Anlagen in den unteren Spannungsebenen, ist es noch eine offene Forschungsfrage, ob die Erbringung von Momentanreserve äquivalent zur Erbringung aus der Höchstspannung ist.

Hinweise: Unterscheidung zwischen Positive und Negative MomR. Jeweils nur im Rahmen verfügbarer Primärenergie (Einstrahlung) oder Speicher. Vorhalten von Energie zur Bereitstellung notwendig. Dadurch ggf. eingeschränkte Leistungsausbeute.

Bewertung: 2&4

FFR, FCR, aFRR, mFRR

FFR für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: PRNB (netzsicherheitsbasierte Primärregelung entspr. Low Frequency Sensitive Mode) nur im Rahmen verfügbarer Primärenergie (Einstrahlung) oder Speicher. Ist für zukünftige Anlagen Teil der Anforderungen. Bestandsanlagen mit GFL-Umrichter-Regelung können dazu befähigt werden. Vorhalten von Energie zur Bereitstellung notwendig. Dadurch ggf. eingeschränkte Leistungsausbeute.

FCR für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Teilnahme am Regelleistungsmarkt unüblich bzw. für reine PV-Anlagen (ohne Speicher) keine FCR fähigen Anlagen am Markt. Teilnahme wäre technisch möglich. Nur im Rahmen verfügbarer Speicherenergie. Vorhalten von Energie zur Bereitstellung notwendig. Dadurch ggf. eingeschränkte Leistungsausbeute. Kleine Anlagen (wie PV-Dachanlagen) müssen, um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschlossen werden, um gemeinsam die anzubietende Mindestleistung von 1 MW zu erfüllen. Dafür ist eine entsprechende Fernwirktechnik notwendig.

aFRR für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Ab 100 MW Anlage Positives aFRR möglich aber nur mit Speicher. Negatives aFRR ggf. über Deloading. Teilnahme am Regelleistungsmarkt unüblich bzw. für PV keine FCR fähigen Anlagen am Markt. Teilnahme wäre technisch möglich. Nur im Rahmen verfügbarer Speicherenergie bzw. verfügbares Deloading. Vorhalten von Energie zur Bereitstellung notwendig. Dadurch ggf. eingeschränkte Leistungsausbeute. Durch die anzubietende Mindestleistung von 5 MW für aFRR und mFRR können PV-Dachanlagen wie bei der FCR nur am Regelleistungsmarkt teilnehmen, wenn sie mit anderen Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden.

mFRR für FFA Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: s. aFRR

Bewertung: 2&4

Blindleistungsbereitstellung

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Anlage kann Blindleistung unabhängig von Primärenergie bereitstellen aber abhängig von Betriebsgrenzen des Umrichters. Für die Blindleistungskomponente ist die Netzspannung und die Gesamtleistung (üblich bspw. 20-30% Blindleistung bei 100% Wirkleistung) zu berücksichtigen. Hinsichtlich des Betriebs, der Regelung und der Auswirkungen auf die Lebensdauer sind keine speziellen negativen Auswirkungen zu erwarten. Allgemein ggf. Potential durch Re-Parametrierung vorhanden.

Bewertung: 4

Kurzschlussstrom

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Die Erbringung von Kurzschlussstrom ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter und Eigenschaften des Umrichters begrenzt (Begrenzung durch Leistungselektronik). Typischerweise 1 bis 2-facher Nennstrom. Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung haben kürzere Reaktionszeiten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Die Erhöhung des Beitrags ist durch Überdimensionierung der entsprechenden Bauteile möglich, aber mit zusätzlichen Kosten verbunden. Teilweise ist ein höherer Beitrag im HS-Netz nicht gewünscht (in Gegenden mit hoher Vermaschung und hoher Anzahl von Anlagen gibt es Probleme mit der Kurzschlussfestigkeit da zu viel Strom geliefert wird). Dadurch ist eine Begrenzung des Beitrags der Anlage durch Änderung der Parametrierung bzw. durch Software-Patch/Update notwendig.

Bewertung: 3&4

Blindstromstützung

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Blindstromstützung ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter und Eigenschaften des Umrichters begrenzt (Begrenzung durch Leistungselektronik). Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung bieten eine höhere Dynamik aufgrund von Spannungsquellenverhalten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.

Bewertung: 3&4

Transiente Winkelstabilität

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität leisten. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise).

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage kann einen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern (s. Hinweise)

Hinweise: Anlagen mit GFOR-Umrichter-Regelung können zur transienten Winkelstabilität beitragen. Ihre Leistungsfähigkeit wird dabei durch mehrere Faktoren begrenzt. Dazu zählen Auslegung der Halbleiterkomponenten in Bezug auf die Leistung, die verfügbare Leistungs- und Energiereserve. Wichtige Parameter sind Anlaufzeitkonstante (T_A), Frequenzstatik und Netz-/Filterimpedanz. Durch Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung werden Polradwinkeldynamiken ermöglicht, die im Vergleich zu konventionellen Synchrongeneratoren ein besseres Dämpfungsverhalten aufweisen. Bei Betrieb der Anlage ohne Energiespeicher muss ein De-Loading stattfinden, um positive Leistungsreserve vorzuhalten.

Für weitere Hinweise zur Transienten Winkelstabilität vgl. [11]

Bewertung: 2&4

FRT, LVRT, HVRT

Für Bestandsanlage GFL: Das Anlagenverhalten muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Für ältere Anlagen kann eine Befähigung erfolgen. Dabei muss der Umrichter entsprechend den Anforderungen ausgelegt sein.

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage muss entsprechend den Anforderungen FRT fähig sein. Umsetzung ist komplexer als bei Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung (bspw. im FRT-Fall vom Spannungsquellenverhalten abweichen, virtuelle Impedanz)

Bewertung: 2&4

Aktive Dämpfung (Subsynchron)

Für Bestandsanlage GFL: Beitrag zur aktiven Dämpfung möglich, aber Anlage muss befähigt werden (vgl. Power System Stabilizer). Dazu muss eine entsprechende übergeordnete Regelung implementiert werden.

Für zukünftige Anlage GFM: Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch inhärent möglich und bereits in den Anforderungen enthalten. [11]

Hinweise: Zur Dämpfung niedriger Frequenzen mit hoher Amplitude muss eine Leistungsreserve vorgehalten werden.

Bewertung: 2&4

Passive Dämpfung (Subsynchron)

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Anlage kann keinen Beitrag leisten.

Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Anlage kann einen Beitrag leisten, um Spannungsharmonische zu dämpfen. Dazu muss eine entsprechende Regelung implementiert werden.

Bewertung: 2&4

Passive Dämpfung (Harmonisch)

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Beitrag zur passiven Dämpfung ist technisch inhärent möglich und wird innerhalb der Richtlinien angewendet. Der Beitrag ist durch Filterdesign und weitere passive Elemente begrenzt und bezieht sich auf die Störaussendung der Anlage.

Bewertung: 3

3.3 Batteriespeicher

Batteriespeicher ermöglichen zeitliche Flexibilitäten im Energiesystem, das heißt sie können in Zeiten eines Erzeugungsüberschusses Energie einspeichern und diese bei Lastüberschuss wieder ausspeichern. Aufgrund ihrer schnellen Dynamik und der in positive und negative Richtung potenziell verfügbare Leistung und Energie sind sie außerdem in der Lage, bei der Erbringung vieler Systemdienstleistungen teilzunehmen. Damit ist der Ausbau von Batteriespeichern ein wichtiges Element der Energiewende. Bei fluktuierender Erzeugung aus maßgeblich Wind und PV werden zeitliche Flexibilitäten geschaffen und Systemdienstleistungen, die bisher überwiegend von Synchrongeneratoren übernommen wurden, können durch Batteriespeicher zum Teil gedeckt werden.

Im Juni 2025 sind etwa 2 GW Großbatteriespeicher (> 1 MW pro Anlage) und 11 GW Kleinbatteriespeicher am Netz. Im Szenariorahmenentwurf zum Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025) [14] gehen die ÜNB davon aus, dass bis 2037 je nach Szenario 18–36 GW Großbatteriespeicher und 40–60 GW Kleinbatteriespeicher am Netz sind. Für 2045 gehen die ÜNB von 21–44 GW Großbatteriespeicher und 50–75 GW Kleinbatteriespeichern aus. Es wird demnach ein großer Zubau erwartet.

Die Beschreibung der jeweiligen zukünftigen Anlagenpotentiale erfolgt aus technisch wissenschaftlicher Sicht, wobei Vorschläge zum Verfahren der Neuzertifizierung nicht Teil der Ausarbeitungen sind. Es werden bestehende und zukünftige Anlagen mit netzfolgender (GFL) und zukünftige Anlagen mit netzbildender (GFM) Umrichter-Regelung berücksichtigt.

Die Eigenschaften zukünftiger Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung sind durch die Anforderungen (Nachweisverfahren ENTSOE/VDE FNN, Power Park Module) definiert.

Außerhalb von Feldtests bzw. Prototypen enthält der Bestand heutiger Batteriespeicher in Deutschland noch keine Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung.

Verfasst von: TUBS	Bezeichnung Anlage: Batteriespeicher	Technologie Netzeinspeisung: VSC
Redispatch		
Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Anlagen sind technisch grundsätzlich Redispatch fähig, sofern die technische Infrastruktur vorhanden ist. Wirk- und Blindleistung können den Netzanforderungen angepasst werden. Potential in der Befähigung weiterer kleiner Bestandsanlagen <100 kW. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.		
Bewertung: 2&4		
Inselnetzbetrieb		
Angaben bezogen auf Verinselungssituation, d.h. Anlage fällt aus dem Normalbetrieb in den Inselbetrieb. <u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Bestandsanlagen können nur am Inselnetz teilnehmen (wenn ausreichend netzbildende Anlagen vorhanden sind), dieses aber nicht aktiv betreiben. Die Anlage ist demnach nicht Inselnetzbetrieb fähig. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden. <u>Für zukünftige Anlage GFM:</u> Zukünftige Anlagen können ein Inselnetz betreiben.		
Bewertung: 2&4		
Netzwiederaufbau		
<u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Eine bestehende Batteriespeicheranlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht schwarzstartfähig. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden. <u>Für zukünftige Anlage GFM:</u> Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung ist schwarzstart-fähig, aber nur bei entsprechender Energie-Vorhaltung für den Eigenbedarf und entsprechendem Anlagen-Design. Es gibt 2 Szenarien beim einem Schwarzfall: 1. Die Speicheranlage geht vom Netz und alles wird ausgeschaltet. In diesem Fall muss ein Teil der Umrichter mit Schwarzstart-Funktion und USV ausgestattet werden, um bei Bedarf starten und ein Inselnetz bilden zu können. Dieses Netz kann beim Netzwiederaufbau helfen. 2. Die Speicheranlage wird für den Inselbetrieb ausgelegt und kann im Schwarzfall ein Inselnetz bilden. Dieses Netz kann beim Netzwiederaufbau helfen.		
Bewertung: 2&4		
Momentanreserve		

Für Bestandsanlage GFL: Eine bestehende Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung ist nicht fähig Momentanreserve bereitzustellen. Die Anlage kann allerdings befähigt werden. Dazu sind neben der Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) ggf. noch weitere Anpassungen notwendig. Manche Umrichter brauchen zusätzliche oder andere Hardware-Teile. Außerdem sind in der Anlage ggf. auch Änderungen notwendig (Kommunikationssystem, übergeordnete Anlagensteuerung, Schutzgeräte, Messgeräte etc.).

Für zukünftige Anlage GFM: Eine zukünftige Anlage mit GFM-Umrichter-Regelung kann Momentanreserve bereitstellen (bei entsprechender Leistungs- und Energievorhaltung in beide Richtungen).

Bewertung: 2&4

FFR, FCR, aFRR, mFRR

FFR für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: PRNB (netzsicherheitsbasierte Primärregelung entspr. Low Frequency Sensitive Mode) bei entsprechender Leistungs- und Energievorhaltung möglich. Ist für zukünftige Anlagen Teil der Anforderungen. Bestandsanlagen mit GFL-Umrichter-Regelung können dazu befähigt werden. Durch planbare zur Verfügung stehende (vorgehaltene) Leistung und Energie in beide Richtungen und schnelle Dynamik sind Batteriespeicher hierfür gut geeignet.

FCR für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Bei entsprechender Leistungs- und Energievorhaltung möglich, Batteriespeicher werden hierfür bereits eingesetzt.

Kleine Anlagen müssen, um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschlossen werden, um gemeinsam die anzubietende Mindestleistung von 1 MW zu erfüllen. Dafür ist eine entsprechende Fernwirktechnik notwendig.

aFRR, mFRR für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Bei entsprechender Leistungs- und Energievorhaltung möglich, Batteriespeicher werden hierfür bereits eingesetzt.

Durch die anzubietende Mindestleistung von 5 MW für aFRR und mFRR können kleine Anlagen wie bei der FCR nur am Regelleistungsmarkt teilnehmen, wenn sie mit anderen Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden.

Bewertung: 2&4

Blindleistungsbereitstellung

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Batteriespeicher müssen Blindleistung entsprechend der jeweils geltenden TAR (je nach Spannungsebene) bereitstellen. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.

Bewertung: 4

Kurzschlussstrom

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Die Erbringung von Kurzschlussstrom ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter und Eigenschaften des Umrichters begrenzt (Begrenzung durch Leistungselektronik). Typischerweise 1 bis 2-facher Nennstrom. Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung haben kürzere Reaktionszeiten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Die Erhöhung des Beitrags ist durch Überdimensionierung der entsprechenden Bauteile möglich, aber mit zusätzlichen Kosten verbunden. Teilweise ist ein höherer Beitrag im HS-Netz nicht gewünscht (in Gegenden mit hoher Vermaschung und hoher Anzahl von Anlagen gibt es Probleme mit der Kurzschlussfestigkeit da zu viel Strom geliefert wird). Dadurch ist eine Begrenzung des Beitrags der Anlage durch Änderung der Parametrierung bzw. durch Software-Patch/Update notwendig.

Bewertung: 3&4

Blindstromstützung

Für Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM: Blindstromstützung ist technisch möglich und muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter und Eigenschaften des Umrichters begrenzt (Begrenzung durch Leistungselektronik). Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung bieten eine höhere Dynamik aufgrund von Spannungsquellenverhalten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.

Bewertung: 3&4

Transiente Winkelstabilität

Für Bestandsanlage GFL: Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität leisten. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise).

Für zukünftige Anlage GFM: Anlage kann einen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern (s. Hinweise)

Hinweise: Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung können zur transienten Winkelstabilität beitragen. Ihre Leistungsfähigkeit wird dabei durch mehrere Faktoren begrenzt. Dazu zählt die verfügbare Leistungs- und Energiereserve. Wichtige Parameter sind Anlauf-Zeitkonstante (T_A), Frequenzstatik und Netz-/Filterimpedanz. Durch Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung werden Polradwinkeldynamiken ermöglicht, die im Vergleich zu konventionellen Synchrongeneratoren ein besseres Dämpfungsverhalten aufweisen.

Bewertung: 2&4

FRT, LVRT, HVRT
Für <u>Bestandsanlage GFL</u> : Das Anlagenverhalten muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Für ältere Anlagen kann eine Befähigung erfolgen. Dabei muss der Umrichter entsprechend den Anforderungen ausgelegt sein.
Für <u>zukünftige Anlage GFM</u> : Anlage muss entsprechend den Anforderungen FRT fähig sein. Umsetzung ist komplexer als bei Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung (bspw. im FRT-Fall vom Spannungsquellenverhalten abweichen, virtuelle Impedanz)
Bewertung: 2&4
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Für <u>Bestandsanlage GFL</u> : Bei entsprechender Auslegung der Regelung möglich.
Für <u>zukünftige Anlage GFM</u> : Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch möglich und bereits in den Anforderungen [11] festgelegt, dass Anlage für subsynchrone Frequenzen oberhalb von 10 Hz dämpfend wirken muss.
Bewertung: 2&4
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Für <u>Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM</u> : Technisch nicht möglich (Tiefpass-Filter Verhalten).
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Für <u>Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM</u> : Bei entsprechender Auslegung der Regelung möglich.
Bewertung: 2&4
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Für <u>Bestandsanlage GFL und zukünftige Anlage GFM</u> : Möglich und üblich, Beitrag maßgeblich abhängig vom Filterdesign.
Bewertung: 3

3.4 STATCOM

Die Beschreibung der jeweiligen zukünftigen Anlagenpotentiale erfolgt aus technisch-wissenschaftlicher Sicht. Vorschläge zu Verfahren der Neuzertifizierung sind nicht Bestandteil dieser Ausarbeitung. Es werden bestehende STATCOM-Anlagen mit netzfolgender (GFL) Regelung sowie zukünftig zu erwartende STATCOM-Anlagen mit netzbildender (GFM) Regelung betrachtet. Ziel der STATCOM ist die Spannungsstabilisierung an schwachen Knotenpunkten. Die Hauptaufgabe besteht in der Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungsstützung sowie, bei zukünftigen netzbildenden Anlagen, zusätzlich in der Bereitstellung von Momentanreserve. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass STATCOM-Anlagen über keinen großen Energiespeicher verfügen.

Im aktuellen Anlagenbestand sind ausschließlich STATCOM-Systeme mit netzfolgender Regelung in Betrieb, welche primär zur statischen und dynamischen Blindleistungsbereitstellung sowie zur Spannungsregelung eingesetzt werden. Außerhalb von Pilotprojekten oder Testanwendungen existieren bislang keine STATCOM-Anlagen mit netzbildender Umrichterregelung. Mit dem zunehmenden Rückbau rotierender Massen und der wachsenden Anzahl leistungselektronisch gekoppelter Erzeuger wird der Bedarf an GFM -Anlagen jedoch signifikant steigen.

Verfasst von: URO, UniK	Bezeichnung Anlage: STATCOM	Technologie Netzeinspeisung: VSC (MMC)
Redispatch		
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Kein Beitrag möglich, da auf diesen Zeitskalen keine relevanten Energiemengen gespeichert werden können.		
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Kein Beitrag möglich, da auf diesen Zeitskalen keine relevanten Energiemengen gespeichert werden können.		
Bewertung: 0		
Inselnetzbetrieb		
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Bereitstellung von Blindleistung möglich (und bereits üblich). Zusätzliche Beiträge erfordern neues Regler-Design (Umstellung auf netzbildende Regelung) und müssen mit einem entsprechend dimensionierten Energiespeicher nachgerüstet werden.		
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve möglich. Das mittel/lanGFMistige Leistungsgleichgewicht muss aber von anderen Anlagen im Inselnetz sichergestellt werden.		
Bewertung: 3&4		

Netzwiederaufbau
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Nicht schwarzstartfähig, da auf der DC-Seite keine nennenswerten Energiereserven vorhanden sind.
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Schwarzstartfähigkeit theoretisch möglich, hängt von der Energie des verwendeten Speichers ab. Dieser wird auch in Zukunft nicht ausreichend dimensioniert sein, um eine Schwarzstartfähigkeit zu ermöglichen.
Bewertung: 1
Momentanreserve
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Bereitstellung von Momentanreserve möglich, bei Umstellung der Regelung und Erweiterung des Energiespeichers.
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Bereitstellung von Momentanreserve bei netzbildender Regelung möglich. Ausmaß von Dimensionierung des Energiespeichers abhängig.
Bewertung: 2&4
FFR, FCR, aFRR, mFRR
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> und <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Nahezu keine Beiträge möglich, da auf diesen Zeitskalen kein relevante Energiemenge gespeichert werden kann/ zur Verfügung steht.
Bewertung: 0
Blindleistungsbereitstellung
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Bereitstellung möglich und üblich.
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Bereitstellung möglich.
Bewertung: 3&4
Kurzschlussstrom
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> und <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Bereitstellung möglich, der maximale Kurzschlussstrom ist durch die Auslegung der Halbleiter definiert. Verlustleistung muss entweder durch das Netz oder durch den Energiespeicher kompensiert werden. Teilweise ist ein höherer Beitrag im HS-Netz nicht gewünscht (in Gegenden mit hoher Vermaschung und hoher Anzahl von Anlagen gibt es Probleme mit der Kurzschlussfestigkeit da zu viel Strom geliefert wird). Dadurch ist eine Begrenzung des Beitrags der Anlage durch Änderung der Parametrierung bzw. durch Software-Patch/Update notwendig.
Bewertung: 1

Blindstromstützung
Durch Änderung des K-Faktors können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.

<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Bereitstellung möglich und üblich. <u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Bereitstellung möglich.
Bewertung: 3&4
Transiente Winkelstabilität
<u>Für Bestandsanlage GFL:</u> Eine Anlage mit GFL-Umrichter-Regelung kann keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität leisten. Die Anlage kann durch Änderung der Regelung (von GFL zu GFM) befähigt werden (s. Hinweise). <u>Für zukünftige Anlage GFM:</u> Anlage kann einen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern (s. Hinweise) <u>Hinweise:</u> Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung können zur transienten Winkelstabilität beitragen. Ihre Leistungsfähigkeit wird dabei durch mehrere Faktoren begrenzt. Dazu zählen Auslegung der Halbleiterkomponenten in Bezug auf den maximal möglichen Strom, sowie die verfügbare Leistung und Energiereserve.
Bewertung: 2&4
FRT, LVRT, HVRT
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Anlage muss in der Lage sein, ein FRT-Szenario zu überstehen, ohne sich vom Netz zu trennen. <u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Anlage muss in der Lage sein, ein FRT-Szenario zu überstehen, ohne sich vom Netz zu trennen.
Bewertung: 3&4
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Prinzipiell möglich, über gezielte Einspeisung von Blindstrom. <u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Prinzipiell möglich, über gezielte Einspeisung von Blindstrom.
Bewertung: 4
Passive Dämpfung (Subsynchron)
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Keine passive Dämpfung möglich. <u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Keine passive Dämpfung möglich.
Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Bereitstellung möglich und üblich.
Für zukünftige Anlagen GFM: Bereitstellung möglich.
Bewertung: 3&4
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Technisch möglich, aber nicht üblich.
Für zukünftige Anlagen GFM: Technisch möglich, aber nicht üblich.
Bewertung: 1

3.5 Hochspannungsgleichstromübertragung Onshore

Mit HGÜ Onshore sind Anlagen gemeint, die in einem Verbundnetz eingebettet sind oder die zwei oder mehr nicht synchronisierte AC-Systeme (Offshore-Windparks nicht in Betracht ziehen) verbinden. Zukünftige Onshore HGÜ mit netzbildender (GFM) Regelung übernehmen neben der Energieübertragung zusätzliche netzstabilisierende Aufgaben. Sie können Spannung und Frequenz regeln sowie Momentanreserve bereitstellen.

Verfasst von: UniK	Bezeichnung Anlage: HGÜ Onshore	Technologie Netzeinspeisung: MMC
Redispatch		
Technisch möglich und üblich (Anpassung der Wirkleistungssollwerte nach dem Bedarf von Lastfluss). Keine eigenen Energie-/Wirkleistungsreserven (daher im engeren Sinne kein "Dispatch").		
Bewertung: 3&4		
Inselnetzbetrieb		
HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, an einem Inselbetrieb teilzunehmen, wobei die Frequenzgrenzwerte und Spannungsgrenzwerte entsprechend [15] einzuhalten sind. Während des Inselbetriebs kann es technisch notwendig sein, dass HGÜ-Systeme einzelne Funktionen nicht erfüllen.		
Bewertung: 4		
Netzwiederaufbau		
Bei netzbildender Regelung und vorhandener Leistung/Spannung auf einer Seite ist die andere Seite prinzipiell schwarzstartfähig (hängt von Regelkonzept ab).		
Bewertung: 2&4		

Momentanreserve
Zukünftige HGÜ-Systeme (netzbildende Regelung gefordert) müssen innerhalb ihrer Bemessungsgrenzen in der Lage sein, Momentanreserve bereitzustellen. Der relevante ÜNB gibt die Trägheit vor, mit der das Zeitverhalten der Regelung umzusetzen ist. Die bereitzustellende Energie hängt von den internen Energiespeichern (Kondensatoren, Variation der DC-Spannung) ab. Sofern die Trennlinie eines System-Splits über die DC-Leitung verläuft, können die jeweils auf der anderen Seite der Trennlinie befindlichen Konverterstationen Momentanreserve austauschen. Bei HGÜ-Verbindungen zwischen asynchron betriebenen AC-Netzen kann eine Konverterstation auch über das durch interne Energiespeicher aktivierbares Maß hinaus Momentanreserve bereitstellen, sofern das bzw. die asynchronen Netze die Leistung zur Verfügung stellen können.
Bewertung: 2&4
FFR, FCR, aFRR, mFRR
Innerhalb eines Verbundnetzes keine Beiträge möglich. Beitrag im System-Split-Fall denkbar und Funktionalität verfügbar. Bei Verbindung zwischen zwei asynchron betriebenen Netzen können diese gegenseitig Reserveleistung austauschen.
Bewertung: 1
Blindleistungsbereitstellung
Für Bestandsanlagen GFL: Technisch möglich und üblich. Für zukünftige Anlagen GFM: Technisch möglich und üblich.
Bewertung: 3
Kurzschlussstrom
HGÜ kann sehr begrenzt (im Rahmen der Leistungs-/Überlastfähigkeit der Halbleiter) Kurzschlussstrom liefern. Teilweise ist ein höherer Beitrag im HS-Netz nicht gewünscht. Dadurch kann eine Begrenzung des Beitrags der Anlage durch Änderung der Parametrierung bzw. durch Software-Patch/Update notwendig sein.
Bewertung: 3

Blindstromstützung
Durch Änderung des K-Faktors können Überspannungen vermieden werden. Der K-Faktor bestimmt das Verhältnis von eingespeistem Blindstrom zur Spannungsänderung während eines Fehlers.
Für Bestandsanlagen GFL: Technisch möglich, der relevante Netzbetreiber gibt vor, ob die dynamische Spannungsregelung mit oder ohne Blindstromvorgabe erfolgt. [15]
Für zukünftige Anlagen GFM: Technisch inhärent möglich.
Bewertung: 4
Transiente Winkelstabilität
Netzbildende Anlagen können einen Beitrag zur transienten Winkelstabilität leisten, die eher einer Stabilitätsaspekt als eine Anlagenpotentiale ist.
Bewertung: 2&4
FRT, LVRT, HVRT
HGÜ-Stromrichterstationen müssen eine FRT-Fähigkeit (sowohl LVRT als auch HVRT) aufweisen. Diese Anforderung gilt sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz.
Bewertung: 3
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Zukünftige Neuanlagen müssen netzbildend sein und aktive Dämpfung subsynchroner Schwingungen bereitstellen.
Bewertung: 4
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Keine passive Dämpfung möglich.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Anwendung in Bestandsanlagen schon vorhanden. Aber da oszillatorische Frequenz stark variieren kann, ist die Potenzial für adaptive Dämpfung noch vorhanden. Potenzial vorhanden für die zukünftige Neuanlagen, die nach der Anforderung von VDE-AR-N 4131 netzbildend sein müssen.
Bewertung: 4
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Potenzial vorhanden durch entsprechende Auslegung der diskreten Filterelemente, für sowohl AC- als auch DC-Seite, mit dem Vorteil von Zuverlässigkeit und Nachteil von zusätzlichem Energieverlust.
Bewertung: 2&4

3.6 Hochspannungsgleichstromübertragung Offshore

Mit HGÜ Offshore sind Anlagen gemeint, die einen Offshore Windpark an das Verbundnetz anschließen. Es wird davon ausgegangen, dass der angeschlossene Windpark auch aus netzbildenden Anlagen besteht. Zukünftige Offshore HGÜ mit netzbildender (GFM) Regelung übernehmen neben der Energieübertragung zusätzliche netzstabilisierende Aufgaben. Sie können Spannung und Frequenz regeln sowie Momentanreserve bereitstellen. Die Anlagen sind an den Schnittstellen zwischen Offshore-Windparks und dem Übertragungsnetz vorgesehen.

Verfasst von: URO	Bezeichnung Anlage: HGÜ Offshore	Technologie Netzeinspeisung: VSC (MMC)
Redispatch		
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Der Verbund aus HGÜ und Windpark ist Redispatch-Fähig, dem Windpark müssen entsprechende Sollwerte übergeben werden. <u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Der Verbund aus HGÜ und Windpark ist Redispatch-Fähig. Der HGÜ werden entsprechende Sollwerte übergeben, dabei können die Sollwerte für den angeschlossenen Windpark zusätzlich mit angepasst werden. Durch die netzbildenden Eigenschaften der WEA muss dies aber nicht zwingend erfolgen. Dabei ist zu beachten das die Sollwerte für die HGÜ nicht die Leistung übersteigen, die der Park liefern kann.		
Bewertung: 4		
Inselnetzbetrieb		
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, an einem Inselbetrieb teilzunehmen, wobei die Frequenzgrenzwerte und Spannungsgrenzwerte einzuhalten sind. Während des Inselbetriebs kann es technisch notwendig sein, dass HGÜ-Systeme einzelne Funktionen nicht erfüllen. <u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Zukünftige HGÜ-Systeme sind in der Lage an einem Inselbetrieb teilzunehmen. Sie wirken stabilisierend auf das Inselnetz, indem sie Momentanreserve bereitstellen, sowie ihre Leistung in Abhängigkeit der Frequenz reduzieren. Eine Erhöhung der Leistung ist nur möglich, wenn der Park vorher abgeregelt betrieben wurde.		
Bewertung: 4		

Netzwiederaufbau
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Durch nachrüsten einer netzbildenden Regelungsfunktion kann eine GFL-Anlage befähigt werden unterstützend zum Netzwiederaufbau beizutragen. [16]
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Zukünftige Anlagen haben die Fähigkeit unterstützend zum Netzwiederaufbau beizutragen.
Bewertung: 2&4
Momentanreserve
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Als Zusatzanforderung wird die Bereitstellung von Momentanreserve in [15] beschrieben. Ansonsten kann die Anlage durch Umstellung auf eine netzbildende Regelung befähigt werden.
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Stellen Momentanreserve bereit.
Hinweis: Da im MMC deutlich weniger Energie gespeichert ist/ zur Verfügung steht als in den Rotoren der WEA, ist es aus Netzsicht sinnvoll diesen Energiespeicher mitzunutzen. Dies passiert bei einem komplett netzbildenden System inhärent.
Bewertung: 2&4
FFR, FCR, aFRR, mFRR
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> und <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Eine Abregelung der Leistung ist einfach möglich, indem die Leistung des Windparks reduziert wird oder mittels Chopper (kurzzeitig). Eine Erhöhung der Leistung ist nur möglich, wenn zusätzliche Energie bereitgestellt werden kann. Zum Beispiel über Batteriespeicher oder indem der Windpark vorher abgeregelt betrieben wurde.
Bewertung: 1
Blindleistungsbereitstellung
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> : Technisch möglich und üblich.
Für <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Technisch möglich.
Bewertung: 4
Kurzschlussstrom
Für <u>Bestandsanlagen GFL</u> und <u>zukünftige Anlagen GFM</u> : Technisch möglich, der maximale Kurzschlussstrom ist durch die Auslegung der Halbleiter begrenzt. Bei Bedarf kann der Beitrag zum Kurzschlussstrom begrenzt werden.
Bewertung: 4

Blindstromstützung
Bei Bedarf kann der Blindstrombeitrag begrenzt werden.
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Technisch möglich, der relevante Netzbetreiber gibt vor, ob die dynamische Spannungsregelung mit oder ohne Blindstromvorgabe erfolgt. [15]
<u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Technisch inhärent möglich.
Bewertung: 4
Transiente Winkelstabilität
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Durch nachrüsten einer netzbildenden Regelungsfunktion kann eine GFL-Anlage befähigt werden einen Beitrag zur Transienten Winkelstabilität zu leisten.
<u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Netzbildende Anlagen könnten einen Beitrag zur Transienten Winkelstabilität leisten.
Bewertung: 2&4
FRT, LVRT, HVRT
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> HGÜ-Stromrichterstationen müssen eine FRT-Fähigkeit (sowohl LVRT als auch HVRT) aufweisen. Diese Anforderung gilt sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler im Netz. [15]
<u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Auch für Netzbildende HGÜ sind FRT technisch möglich.
Bewertung: 4
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
<u>Für Bestandsanlagen GFL:</u> Können Leistungspendelungen und subsynchrone Schwingungen aktiv bedämpfen.
<u>Für zukünftige Anlagen GFM:</u> Können Leistungspendelungen und subsynchrone Schwingungen aktiv bedämpfen.
Bewertung: 4
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Keine passive Dämpfung möglich.
Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)

Teilweise sind Anpassungen an der Regelung in Umsetzung um im Bereich $>100\text{Hz}$ pos. R zu erreichen.

Für Bestandsanlagen GFL: Ein HGÜ-System kann/darf in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber Oberschwingungen aktiv bedämpfen.

Für zukünftige Anlagen GFM: Technisch können Harmonische aktiv gedämpft werden.

Bewertung: 3.1&4

Passive Dämpfung (Harmonisch)

Für Bestandsanlagen GFL: Technisch möglich, durch zusätzliche Passive Filter.

Für zukünftige Anlagen GFM: Technisch möglich, durch zusätzliche Passive Filter, ist aber unüblich.

Bewertung: 2&4

3.7 Elektrolyse

Zurzeit spielen Elektrolyseure kaum eine Rolle im Energiesystem, deshalb sind nur wenige kleinere Anlagen bis heute ans Netz angeschlossen. Dies wird sich in absehbarer Zeit ändern, sodass sie einen relevanten Einfluss auf das Netz haben werden. Da sich die Technologie noch entwickelt, sind noch keine generellen Aussagen zu treffen. Insbesondere die Ramp-up Zeiten, FRT-Fähigkeit und Gleichrichtertopologien unterscheiden sich in Abhängigkeit des chemischen Prozesses und der jeweiligen Anlage. Um die Anschlussbedingungen zu erfüllen, werden auch weitere Anlagen wie Batteriespeicher verwendet.

Verfasst von: TUBS, UniK	Bezeichnung Anlage: Elektrolyse	Technologie Netzeinspeisung: VSC (Thyristor/IGBT/GTO)
Redispatch		
Redispatch ist technisch möglich und es gibt zurzeit schon Diskussionen über einen zukünftigen Einsatz.		
Bewertung: 2&4 (Redispatch Box notwendig, evtl. El.-Prozess zu berücksichtigen)		
Inselnetzbetrieb		
Aufgrund der elektrischen Eigenschaften eines Elektrolyseurs (Last) nicht möglich.		
Bewertung: 0		
Netzwiederaufbau		
Aufgrund der elektrischen Eigenschaften eines Elektrolyseurs (Last) nicht möglich. Falls eine IGBT-Topologie mit Gleichspannungszwischenkreis eingesetzt wird, ist ein Spannungsstützung (Q) denkbar, ebenso wenn FACTs Teil der Anlage sind.		
Bewertung: 0		

Momentanreserve

Fähigkeit bisher nicht erforscht und nicht gefordert. Abhängig von:

- Leistungselektronik (IGBT mit GFM-Regelung ist technisch möglich; Thyristor-Anlagen benötigt zusätzliche momentanreservefähige Leistungselektronik)
- Dynamik der Elektrolysetechnologie; Ramp-Up und Ramp-Down Zeiten der Stacktechnologien von PEM, AEL, SOEC, AEM
- Dynamische Regelung der Gesamtanlage
- Einfluss auf Qualität des Wasserstoffs zu überprüfen
- Auswirkungen des dynamischen Betriebs auf die Alterung
- Betriebsweise & Überlastpotential → symmetrische MomR ggf. nur mit Überlastfähigkeit der Gesamtanlage möglich

Hohe Zubaurate im GW-Bereich bietet rein theoretisch hohes Potential bzw. Chance, sofern eine techno-ökonomische Machbarkeit besteht. Ggf. Synergieeffekt, durch technische Anforderungen in anderen Stabilitätsbereichen (wie FRT) nutzbar.

Bewertung: 1

FFR, FCR, aFRR, mFRR

FFR:

- Abhängigkeiten wie ähnlich zu MomR Potential
- Sehr dynamische Ramp-Up und Ramp-Down Zeiten der Wirkleistung notwendig
- Gemessene Leistungsrampen aus der Forschung: 1 MW Pilot-Elektrolyseur (PEM)
 - Ramp-Up im Normalbetrieb etwa 0,5 MW/s (0,5 pu/s)
 - Anfahren des Elektrolyseurs etwa 0,2 MW/s (0,2 pu/s)
 - Ramp-Down liegt bei etwa 0,4 MW/s (0,4 pu/s)
 - Quelle:
- Weiterer Forschungsbedarf

FCR:

- Je nach Stacktechnologie technisch möglich und in einem Pilotprojekt mit einem PEM-EL gezeigt
- Voraussetzung der symmetrischen FCR bedingt eine zeitweise Teillastbetriebsweise des EL in den Vermarktungszeitfenstern

aFRR/mFRR:

- technisch möglich und wird von Vermarktern schon durchgeführt
- Möglichkeit asymmetrische bereitzustellen hier positiv potentialfördernd

Bewertung: FFR:1, FCR, aFRR, mFRR: 2&4

Blindleistungsbereitstellung
Aktuell können die meisten Elektrolyseure aufgrund von Thyristor Gleichrichtern keine Blindleistung bereitstellen. Zukünftig wird durch den vermehrten Einsatz von IGBT-Gleichrichtern oder FACTs Blindleistung bereitgestellt werden können, wie es auch in TAB gefordert ist.
Bewertung: 2&4
Kurzschlussstrom
Vgl. Angaben bei Blindstromstützung und zusätzlich: Es kann trotz eines Kurzschlusses zu einem Wirkstrombezug kommen.
Bewertung: 3
Blindstromstützung
Nur wenn vom ÜNB gefordert. Bisher machen Elektrolyseure keinen LVRT, was an der Anlagenauslegung (Steuerung/Gleichrichter – ältere mit Thyristoren) liegt und weil es nicht gefordert ist. Sie schalten also ab im Falle eines Kurzschlusses. Zukünftig müssen Elektrolyseure Kurzschlussstrom bereitstellen, was entsprechende Gleichrichter oder zusätzliche Anlagenteile, wie STACOMS, nötig macht. Es gibt aber auch jetzt schon Elektrolyseure im Feld mit IGBT-Gleichrichter, die Blindstromstützung machen können (keine Quelle). Die Höhe des Beitrags ist abhängig von der Gleichrichterauslegung und damit wahrscheinlich nah an der Nennleistung.
Bewertung: 3
Transiente Winkelstabilität
Bisher können Elektrolyseure keinen Beitrag leisten, was an der Anlagenauslegung (Steuerung/Gleichrichter – ältere mit Thyristoren) liegt und weil es nicht gefordert ist. Sie können somit keinen Beitrag leisten. Zukünftig ist ein Beitrag zur transienten Winkelstabilität denkbar, wenn die Gleichrichter und deren Regelung (spannungsgeregelt) entsprechend ausgelegt sind.
Bewertung: 2&4
FRT, LVRT, HVRT
Es gibt schon Elektrolyseure im Feld mit IGBT-Gleichrichter, die FRT fähig sind (keine Quelle). Dies trifft auf viele ältere nicht zu.
Bewertung: 2&4
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Zurzeit keine Anwendung bekannt. Bei entsprechender Gleichrichtertopologie und Regelung ist Potential vorhanden. Dies gilt auch für den Einsatz von FACTs.
Bewertung: 2&4

Passive Dämpfung (Subsynchron)
Keine passive Dämpfung möglich.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Zurzeit keine Anwendung bekannt. Bei entsprechender Gleichrichtertopologie und Regelung ist Potential vorhanden. Dies gilt auch für den Einsatz von FACTs.
Bewertung: 2&4
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Zurzeit keine Anwendung bekannt. Potential vorhanden, wenn zusätzliche Filter verbaut werden, wie bei Thyristor-Topologien.
Bewertung: 1

3.8 Ladestationen (E-Mobilität)

Grundsätzlich wird zwischen unidirektionalen und bidirektionalen Ladepunkten unterschieden. Für bidirektionale Ladepunkte gelten die Anforderungen der VDE-AR-4105 (siehe FNN-Hinweis [17]). Bei bidirektionalen Ladesystemen müssen die Anforderungen durch die Kombination aus Wallbox und Fahrzeug bereitgestellt werden. Bei AC-Ladesystemen sitzt die Leistungselektronik ausschließlich im Fahrzeug, wohingegen bei DC-Systemen auch die Wallbox Leistungselektronik beinhaltet. Es ist prinzipiell möglich, sowohl in den Wallboxen als auch im Fahrzeug netzbildende Umrichter einzusetzen.

Verfasst von: UniK	Bezeichnung Anlage: Ladestationen (E-Mobilität)	Technologie Netzeinspeisung: Bidirektional
Redispatch		
Bi- und nicht bidirektionale Ladepunkte müssen dem Netzbetreiber die Möglichkeit der Sollwertvorgabe bieten (über die SmartMeter Steuerbox). Die Voraussetzung, damit E-Mobilität am Redispatch teilnehmen kann, ist von technischer Seite her die Möglichkeit einer Beeinflussung der Bezugs- bzw. Einspeiseleistung von extern. Das wird praktischerweise mit der Einführung des SmartMeterGateway in Verbindung mit der FNN-Steuerbox möglich sein. Das aktuelle Konzept sieht vor, dass hinter einem Netzanschlusspunkt entweder jede steuerbare Verbrauchseinrichtung und jede Anlage separat oder aber gemeinsam mittels Vorgabe eines Bandes für die Austauschleistung an ein Energie-Management-System durch dieses angesteuert werden können. Mögliche Befehle sind [17]: • Wirkleistungslimitierung Bezug • Wirkleistungslimitierung Einspeisung • Bereitstellung Anlagendaten Der Smart Meter Rollout ist noch nicht großflächig umgesetzt, daher gibt es wenig bis keine Erfahrung aus dem Feld. Über Redispatch 3.0 sollen perspektivisch auch Privatanlagen in den Redispatchprozess integriert werden [18]. Seitens des FNN gibt es zum Thema eine Spezifikation für die technische und prozessuale Umsetzung, die sich aktuell (März 2025) in der Kommentierungsphase befindet [19]. Die Redispatchfähigkeit von E-Ladestationen hängt im Wesentlichen von der Datenanbindung, der Schnittstellen sowie der äußeren Prozessketten ab. Unterschiede im Wirk Leistungsverhalten von netzfolgenden- und netzbildenden Umrichtern spielen sich in einem für den Redispatch irrelevanten Zeitbereich ab, weshalb die Umstellung auf netzbildende Umrichter keine Auswirkung auf die Redispatchfähigkeit nimmt.		
Bewertung: 2&4		
Inselnetzbetrieb		
Bidirektionale Ladepunkte mit netzbildenden Umrichtern sind prinzipiell in der Lage, durch die Spannungsregelung eine Netzinsel zu stützen oder eine Netzinsel		

aufzubauen, weshalb sie in Inselnetzkonzepte integriert werden können. Dabei sind aber folgende Themen von Relevanz:

- Trennung einer Insel aus dem Verbund (kleinste Einheit könnte ein Privathaus sein)
- Leistungsmanagement
- Frequenzhaltungskonzept (sofern mehrere Einspeiseanlagen in der Netzinsel)

Bewertung: 2&4

Netzwiederaufbau

Bidirektionale Ladepunkte mit netzbildenden Umrichtern sind prinzipiell in der Lage, ein Netz unter Spannung zu setzen. Daher könnten sie den Netzwiederaufbau unterstützen. Dabei sind folgende Themen von Relevanz:

- Einbindung in ein übergeordnetes Konzept
- Synchronisierungskonzept mit anderen Netzsinseln notwendig
- Gemeinsames Konzept für Frequenz- und Spannungsregelung notwendig

Bewertung: 2&4

Momentanreserve

Da netzbildende Umrichter prinzipiell Momentanreserve bereitstellen können, können Ladeeinrichtungen mit netzbildenden Umrichtern auch Momentanreserve bereitstellen. Um MomR liefern zu können, brauchen Ladestationen (ohne eigene Speicher) angeschlossene PKWs, LKWs. Die mögliche Momentanreserveleistung wird dabei von der aktuellen Lade- bzw. Entladeleistung und von der zu diesem Zeitpunkt möglichen Lade- bzw. Entladeleistung bestimmt, welche auch vom Füllstand der Batterie abhängt.

So kann beispielsweise ein Fahrzeug mit unidirektionaler Lademöglichkeit, das gerade mit maximal möglicher Leistung lädt, diese Leistung als positive Momentanreserveleistung bereitstellen. Mit bidirektionaler Lademöglichkeit addiert sich auf diesen Wert noch die mögliche Entladeleistung. Die Bereitstellung von negativer Momentanreserveleistung ist bei maximaler Ladeleistung nicht möglich.

Befindet sich ein Fahrzeug, dessen Ladezustand noch nicht den maximalen Wert erreicht hat, im Stand-by-Betrieb oder lädt mit nicht maximal möglicher Leistung, so kann die Differenz als negative Momentanreserveleistung bereitgestellt werden, unabhängig davon, ob es sich um eine uni- oder bidirektionale Ladeeinrichtung handelt.

Bewertung: 2&4

FFR, FCR, aFRR, mFRR

Unterschiede im Wirkleistungsverhalten von netzfolgenden- und netzbildenden Umrichtern spielen sich in einem für die klassische Leistungs-/Frequenzregelung irrelevanten Zeitbereich ab, weshalb die Umstellung auf netzbildende Umrichter hier keine Auswirkung hat.

Bewertung: 2&4
Blindleistungsbereitstellung
Auch für Netzbildende Umrichter fordert der FNN-Hinweis [20] dieselben Bindleistungsfahrweisen wie für netzfolgende Umrichter. Daher wird diesbezüglich kein Unterschied gesehen.
Bewertung: 3
Kurzschlussstrom
Nur für bidirektionale Ladepunkte. Anlagen mit GFM-Umrichter-Regelung haben kürzere Reaktionszeiten im Vergleich zu Anlagen mit GFL-Umrichter-Regelung. Die Erhöhung des Beitrags ist durch Überdimensionierung der entsprechenden Bauteile möglich, aber mit zusätzlichen Kosten verbunden.
Bewertung: 3&4
Blindstromstützung
Nur für bidirektionale Ladepunkte. Blindstromstütze ist technisch möglich. Bei netzbildenden Anlagen erfolgt diese in Form einer direkten Spannungsregelung und stützt somit die Spannung direkt, wohingegen bei netzfolgenden Anlagen in Bezug auf den Spannungswinkel an den Anlagenklemmen ein Blind- und ggf. ein Wirkstrom eingespeist wird.
Bewertung: 3&4

Transiente Winkelstabilität
Da netzbildende Umrichter einen Spannungszeiger einstellen und diesen mit dem Netz synchronisieren, tragen sie stärker zur transienten Winkelstabilität bei als netzfolgende Anlagen. Durch die indirekte Regelung des Spannungswinkel besteht jedoch die Gefahr von inter-area-oscillations, wie sie von realen Synchronmaschinen bekannt sind.
Bewertung: 2&4
FRT, LVRT, HVRT
Anlagen mit netzbildenden Umrichtern sind grundsätzlich auch FRT-fähig, haben aber ein anderes elektrisches Verhalten als netzfolgende Anlagen. Anforderungen existieren aktuell nicht für unidirektionale Ladepunkte.
Bewertung: 3
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Ist über die Regelung prinzipiell möglich
Bewertung: 2&4
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Nicht möglich.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Ist über die Regelung prinzipiell möglich.
Bewertung: 2&4
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Über Netzfilter möglich.
Bewertung: 1

3.9 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind Systeme, deren zentrale Komponente ein Kompressor ist. Dieser wird bei fixed-speed Anlagen, die maßgeblich im Feld vorhanden sind, nur über eine nicht regelbare elektrische Maschine angesteuert. Die zukünftigen Anlagen werden hingegen, für eine höhere Effizienz im Teillastbereich, über einen passiven Gleichrichter und einen aktiven Umrichter betrieben, wobei man in der Literatur von sog. Inverter-Wärmepumpen spricht [21]. Die maßgeblich vorliegende Stellgröße für das Anlagenpotential ist die aufgenommene elektrische Leistung des Kompressors. Dadurch, dass der netzseitige Gleichrichter üblicherweise aus Kostengründen passiv ist, liegen hier eher keine weiterführenden Einstellmöglichkeiten, zum Beispiel für die Blindleistung o.ä., vor.

Theoretisch kann die Wärmepumpe auch, zum Beispiel aufgrund von gesetzlichen Vorgaben, über einen aktiven Gleichrichter gespeist werden. Das erhöht das Potential. Wenn im Folgenden zwei Bewertungen vorhanden sind, gilt die letztere für die Anlagen mit einem aktiven Gleichrichter.

Verfasst von: UniK	Bezeichnung Anlage: Wärmepumpen	Technologie Netzeinspeisung: -
Redispatch		
Für den Redispatch gelten ähnliche Bedingungen wie bei den Ladesäulen. Der Netzbetreiber kann bei einer vorliegenden Schnittstelle Sollwertvorgaben für den Leistungsbezug einstellen. Dies ist über das Smart-Meter Gateway möglich. Im vorherigen Kapitel der Ladesäulen gibt es einen Kommentar zu SMGWs.		
Bewertung: 1		
Inselnetzbetrieb		
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar. Wärmepumpen können aber z.B. aggregiert vom Netzbetreiber als steuerbare Verbraucher in Inselnetzen als Last eingesetzt werden.		
Bewertung: 1		
Netzwiederaufbau		
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.		
Bewertung: 0		

Momentanreserve
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar
Falls sie über einen aktiven Gleichrichter verfügt, kann sie als netzbildende Last je nach Arbeitspunkt positive oder negative Momentanreserve bieten. [22]
Bewertung: 1
FFR, FCR, aFRR, mFRR
Es gibt in der Literatur Konzepte, die das Einbeziehen von Wärmepumpen für solche Zwecke vorsehen. Vorteilhaft ist dabei die geringe Trägheit der elektrischen Maschine, die so schnell neue Arbeitspunkte anfahren kann und somit je nach Momentanwert mehr oder weniger Leistung beziehen kann. [23]
Dabei wäre ein zentrales Steuerungskonzept einer aggregierten Anlagenflotte denkbar. Auch dezentrale Ansätze wären möglich, würden aber die nötige Sensorik voraussetzen.
Die Umsetzung als netzbildender Verbraucher kann diese Implementierung vereinfachen. [22]
Bewertung: 1
Blindleistungsbereitstellung
Durch die netzseitige Passivität kann die Blindleistung nicht aktiv geregelt werden. Mit aktivem Gleichrichter ist eine Blindleistungsbereitstellung möglich.
Bewertung: 1
Kurzschlussstrom
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.
Bewertung: 0
Blindstromstützung
Durch die netzseitige Passivität kann die Blindleistung nicht aktiv geregelt werden. Mit aktivem Gleichrichter ist eine Blindstromstützung möglich.
Bewertung: 1
Transiente Winkelstabilität
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.
Mit aktivem Gleichrichter ist ein Beitrag hier möglich. Näheres dazu findet sich auch in der Tabelle zu den Ladesäulen.
Bewertung: 1

FRT, LVRT, HVRT
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.
Ansonsten siehe Blindstromstützung.
Bewertung: 1
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.
Mit aktivem Gleichrichter und netzbildender Regelung ist ein Beitrag hier möglich.
Bewertung: 1
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Kein Potential.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.
Mit aktivem Gleichrichter und netzbildender Regelung ist ein Beitrag hier möglich.
Bewertung: 1
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Die Wärmepumpe ist eine reine Last, daher ist hier keine Deckung von Systembedarfen denkbar.
Mit aktivem Gleichrichter und netzbildender Regelung ist ein Beitrag hier möglich.
Bewertung: 1

4 Zusammenfassung der Potentiale zukünftiger Anlagen

In folgender Tabelle sind die Bewertungen (s. Kapitel 3) der Potentiale und Beiträge zur Systemstabilität von zukünftigen Anlagen zusammengefasst.

Legende:

0:	Kein Potential – Kein Beitrag durch zukünftige Neuanlage/Bestandsanlage.
1:	Potential – Möglicherweise zukünftiger Beitrag. Unklarheiten vorhanden. Ggf. weitere Analysen notwendig.
2:	Potential – Zukünftiger Beitrag durch Befähigung von Bestandsanlage.
3:	Kein Potential – Zukünftiger Beitrag innerhalb der Richtlinien (nicht erweiterbar).
3.1:	Kein Potential – wie 3 aber Beitrag als Zusatzanforderung (nicht erweiterbar).
4:	Potential – Zusätzlicher Beitrag durch zukünftige Neuanlage und/oder Bestandsanlage.

	WEA Typ 3		WEA Typ 4		PV		Bat.- speicher		STAT- COM	HGÜ Onshore		HGÜ Offshore		Elektro- lyse	Lade- stat.	Wärme- pumpe
	VSC DFIG		VSC		VSC		VSC		VSC	MMC		VSC		VSC: Thy. / IGBT/GTO	Nur bidirekt.	-
Redispatch	2	4	2	4	2	4	2	4	0	3	4	3	4	2	4	1
Inselnetz- betrieb	2	4	2	4	2	4	2	4	3	4	3.1	3.1		0	1	1
Netz- Wiederaufbau	2	4	2	4	2	4	2	4	1	2	4	2	4	0	1	0
MomR	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	2	4	1	2	4
FFR	2	4	2	4	2	4	2	4	0	1		1		1	2	4
FCR	2	4	2	4	2	4	2	4	0	1		1		1	2	4
aFRR	2	4	2	4	2	4	2	4	0	1		1		2	4	1
mFRR	2	4	2	4	2	4	2	4	0	1		1		2	4	1
Blindleistungs- bereitstellung	4		4		4		4		3	4	3	3		2	4	3
Kurzschluss- strom	3	4	3	4	3	4	3	4	1	3	4	3	4	3	3	4
Blindstrom- stützung	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4	3	4	3	3	3	4
Transiente Winkelstabilität	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	4	2	2	4	2
FRT, LVRT, HVRT	2	4	2	4	2	4	2	4	3	4	3	3		2	4	3
Aktive Dämpfung Subsynchron	2	4	2	4	2	4	2	4	4		4	4		2	4	2
Passive Dämpfung Subsynchron	0		0		0		0		0		0	0		0		0
Aktive Dämpfung Harmonisch	1		2	4	2	4	2	4	3	4	3.1	4	3.1	2	4	1
Passive Dämpfung Harmonisch	3		3		3		3		1		1		3	1		1

5 Literaturverzeichnis

- [1] M. Andrejewski, S. Brammer, H. Westphal, H. Becker und N. Wiese, „Ermittlung des Potentials heutiger Anlagen zur Deckung von Systembedarfen in heutigen und zukünftigen Netzen,“ SysStab2030, 2025.
- [2] I. Oraa, J. Samanes, J. Lopez und E. Gubia, „Modeling a Grid-Forming DFIG Wind Turbine,“ in *2023 IEEE 32nd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Helsinki, Finland , 19-21 June 2023 .
- [3] F. IEE, „Forschungsprojekt »GridLoads« zeigt: Windenergieanlagen können Momentanreserve liefern,“ 12 11 2020. [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2020/Grid-Loads.html>. [Zugriff am 12 01 2026].
- [4] R. Mahmens, J. M. C. Núñez, J. Struwe und H. Wrede, „NetzWind – Netzbildende Windenergieanlagen für zukünftige Energieversorgungsnetze zur Verbesserung der Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit,“ 10 02 2023. [Online]. Available: https://opac.dbu.de/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-35340_01-Hauptbericht.pdf. [Zugriff am 12 01 2026].
- [5] L. Qi, W. jiahui, W. Haiyun, Z. Hua und Y. Jian, „Effect of DFIG control parameters on small signal stability in power systems,“ *Scientific Reports*, Nr. 2476;Feb.2023, pp. 2045-2322.
- [6] F. Pöschke, „Takagi-Sugeno Methods with Application to Wind Power Systems,“ 14 07 2022. [Online]. Available: <https://pubdata.leuphana.de/entities/publication/2c8e4340-44bd-40a6-bf00-23a431bc91e7>. [Zugriff am 12 01 2026].
- [7] F. Pöschke und H. Schulte, „Evaluation of different power tracking operating strategies considering turbine loading and power dynamics,“ *Wind Energ. Sci.*, Nr. 7, p. 1593-1604, 02 08 2022.
- [8] A. Moser, T. Krampert, N. Götte, J. Mehlem, M. Quester, P. S. Robert Schmidt, M. Bendig und T. Ballweber, „Netzbetriebsmittel und Systemdienstleistungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ 2023. [Online]. Available: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/netzbetriebsmittel-und-systemdienstleistungen-im-hoch-und-hoechstspannungsnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Zugriff am 01 2026].
- [9] N. David, T. Prevost, F. Xavier und Z. Wang, „Model-based control addition to prescribe DFIG wind turbine fast frequency response,“ *Wind Energy*, Nr. Vol.22, Issue 10, pp. 1095-4244, 2019.
- [10] S. Jensen, „Aspekte der Netzintegration von,“ 2017. [Online]. Available: https://macau.uni-kiel.de/receive/diss_mods_00021460. [Zugriff am 12 01 2026].

- [11] ENTSO-E, „GRID FORMING CAPABILITY OF POWER PARK MODULES,“ 3 5 2024. [Online]. Available: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/20240503_First_interim_report_in_technical_requirements.pdf. [Zugriff am 12 01 2026].
- [12] R. Singer, „StABIL – Zukunftsfähige PV-Stromrichter – Auslegung, Belastungsanalyse und Innovation für eine hohe Lebensdauer,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/stabil.html>. [Zugriff am 12 01 2026].
- [13] SMA, „Inselnetz für die Region Bordesholm: Stromversorgung auch bei Netzausfall,“ [Online]. Available: <https://www.sma.de/kraftwerke/inselnetz-region-bordesholm-stromversorgung-bei-netzausfall>. [Zugriff am 12 01 2026].
- [14] NEP_2037/2045, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045, Version 2023, 2. Entwurf, Onshore-Netz,“ 2023. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Kap5_0.pdf. [Zugriff am 09 01 2026].
- [15] VDE-AR-N, „VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03,“ VDE-Verlag, 2019.
- [16] Y. JIANG-HAFNER, H. DUCHEN, M. KARLSSON, L. RONSTROM und ABRAHAMSSON, „HVDC with voltage source converters – a powerful standby black start facility,“ Nr. 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 1-9, 2008.
- [17] FNN_Hinweis, „Anforderungen an die technische Ausgestaltung der physikalischen und logischen Schnittstellen der Steuerungseinrichtung zum Anschluss und zur Übermittlung des Steuerbefehls an eine steuerbare Verbrauchseinrichtung oder ein Energie-Management-System,“ VDE Verband der Elektrotechnik, 2025.
- [18] S. Lehnhoff und J. Dorfner, „Redispatch 3.0,“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Digitale-Welt/GAIA-X-Use-Cases/redispatch-30.html>. [Zugriff am 01 2026].
- [19] E_VDE_SPEC, „Redispatch 3.0 – Architektur und Prozesse für das Engpassmanagement im Verteilnetz mit Anlagen unter 100 kW,“ DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VD, 2025.
- [20] FNN_Hinweis, „Technische Anforderungen an netzbildende Eigenschaften inklusive der Bereitstellung von Momentanreserve,“ VDE FNN, Juli 2024.
- [21] N. Glaesmann, Wärmepumpenheizungen – Planungshilfe und Ratgeber für Neubauten und Bestandsgebäude, Springer Nature, 2022.
- [22] J. Heid und W. Schitteck, „Asymmetric and Confined Operation of a Generic Virtual Synchronous Machine,“ in *PESS + PELSS 2022; Power and Energy Student Summit*, Kassel, Germany , 2022.

- [23] R. Song, V. Terzija, T. Hamacher und V. S. Perić, „Integrating Air-Source Heat Pumps into the Demand-Side Fast Frequency Response Service: A Study Based on Thermal Dynamic Uncertainty,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Nr. Volume: 16, Issue: 1, pp. 323 – 335, 2025.
- [24] A. Moser, T. Krampert, N. Götte, J. Mehlem, M. Quester, P. S. Robert Schmidt, M. Bendig und T. Ballweber, „BMWK,“ 2023. [Online]. Available: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/netzbetriebsmittel-und-systemdienstleistungen-im-hoch-und-hochstspannungsnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=3. [Zugriff am 01 2026].
- [25] „Sysstab2030,“ 2026. [Online]. Available: <https://sysstab2030.de/Die-Ergebnisse/>. [Zugriff am 2026].
- [26] VDE-AR-N, *AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11*, VDE-Verlag, 2018.
- [27] Bundesnetzagentur, „Systemstabilitätsbericht 2023,“ 05 2024. [Online]. Available: https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2023.pdf. [Zugriff am 01 2026].
- [28] VDE-AR-N, *VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2024-11*, VDE-Verlag, 2024.
- [29] VDE-AR-N, *VDE-AR-N 4110 Ber1 zur Anwendungsregel:2024-11*, VDE-Verlag, 2024.

6 Glossar

aFRR

aFRR wird zentral und automatisch von Regler-Systemen der ÜNB abgerufen und löst die FCR ab. Es muss innerhalb von 5 Minuten durch regelzonenverantwortlichen ÜNB automatisch aktiviert werden können. [24]

Blindleistungsbereitstellung

Bereitstellung von Blindleistung, um langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen in vorgegebenen Spannungsgrenzen zu halten. Sowohl im ungestörten Netzbetrieb als auch in Ausfallsituationen nach erfolgreicher Fehlerklärung. Den langsameren, quasistationären Spannungsänderungen des Netzes kann durch gezielte Blindleistungsabgabe bzw. -Aufnahme entgegengewirkt werden. Dies wird durch eine Vorgabe von Blindleistungssollwerten realisiert, d.h. durch die Einspeisung statischer Blindleistung. [24]

Blindstromstützung

Bereitstellung von Blindleistung, um schnelle (dynamische) Spannungsänderungen in vorgegebenen Spannungsgrenzen zu halten. Bei schnellen Änderungen der Netzspannung bedarf es der dynamischen Einspeisung von Blindleistung mit Hilfe von Spannungsreglern. Die dynamische Blindstromstützung bezeichnet den aktiv eingespeisten Strom als Folge einer Spannungsabweichung. [24], [25]

FCR

Regelleistungserbringung von elektrischen Betriebsmitteln ist die Fähigkeit, gemäß den regulatorischen Anforderungen eine festgelegte Wirkleistung über einen definierten Zeitraum abgeben und oder aufnehmen zu können. FCR wird automatisch mittels lokaler Frequenzmessung aktiviert. Zur Erbringung von FCR muss ein Betriebsmittel die ausgeschriebene Leistung innerhalb von 30 s vollständig erbringen können. [24]

FFR

Bei der schnellen Frequenzregelung handelt es sich um eine Reaktion von schnell regelbaren Anlagen, die auf eine Stabilisierung der Frequenz auf konstantem Niveau abzielt. Hierbei wird eine Wirkleistung in Abhängigkeit der aktuellen Netzfrequenz (schnelle P/f- Regelung) eingespeist. Bei einer schnellen Frequenzregelung erfolgt die Abgabe oder Aufnahme der Energie zeitlich nach der unverzüglich reagierenden Momentanreserve und vor dem Einsatz der Primärregelleistung. In quasistationären Betrieb, welcher durch maximale Frequenzgradienten von 0,25 Hz/Min. definiert ist, dürfen sich weder Erzeugungsanlagen noch Lasten im Frequenzbereich 47,5 Hz bis 51,5 Hz instantan trennen. Die technischen Anschlussregeln Höchstspannung (TAR-Höchstspannung) des VDE/FNN geben für Deutschland einen maximal zulässigen Frequenzgradienten von 2 Hz/s für Erzeugungsanlagen an. [24], [26]

Frequenzstabilität

Die Frequenzstabilität beschreibt, inwiefern das elektrische Verbundsystem in der Lage ist, eine stationäre Netzfrequenz und damit das Wirkleistungsgleichgewicht auch nach schweren Störungen wiederherzustellen. Die SDL zur Gewährleistung und Rückführung der Frequenz auf 50 Hz (Frequenzhaltung) unterscheidet sich zwischen der SDL Momentanreserve, die instantan auf Leistungsschwankungen reagiert und der SDL-Regelleistung, die nachgelagert auf größere Schwankungen der Last- und Einspeisesituation reagieren kann. [24], [27]

FRT

Bezeichnet die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage, bei kurzzeitigen Netzstörungen (Spannungseinbrüchen) mit dem Netz verbunden zu bleiben. Dies ist entscheidend, um die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten und großflächige Abschaltungen zu vermeiden. FRT umfasst sowohl LVRT als auch HVRT. [26], [28], [29]

Harmonische Stabilität

Fähigkeit, die nach einer Anregung auftretenden Schwingungen zu dämpfen und zu begrenzen. Schwingungen in Strom oder Spannung charakterisieren sich hierbei durch Frequenzen, $f > 50$ Hz. Die Frequenzen beziehen sich auf Momentanwerte der Ströme und Spannungen. Im Gegensatz zu gängigen Definitionen aus dem Bereich Spannungsqualität (EN 50160, IEC 61000, DACHCZ-Richtlinie) sind mit Harmonischen hierbei sämtliche Komponenten, welche sich von der Grundfrequenz des Energiesystems unterscheiden gemeint. Die Grundfrequenz ist dabei auf den Zeitpunkt der Auswertung bezogen und kann von 50 Hz abweichen. [25]

- **Passive Dämpfung**

Passive Dämpfung nutzt passive elektrische Komponenten (Widerstände, Induktivitäten, Kondensatoren), um Oberschwingungen zu reduzieren und die Netzstabilität zu verbessern. Sie ist eine hardwarebasierte Lösung, die keine aktive Regelung benötigt.

- **Aktive Dämpfung**

Aktive Dämpfung nutzt Regelalgorithmen in Leistungselektronikgeräten (z. B. Wechselrichtern, STATCOMs), um harmonische Resonanzen gezielt zu unterdrücken. Im Gegensatz zur passiven Dämpfung ist sie eine softwarebasierte Lösung, die sich dynamisch an Netzbedingungen anpasst

HVRT

Bezeichnet das Anlagenverhalten bei Überspannung sowie bestimmte Anforderungen an dieses Verhalten. Es wird verlangt, dass Erzeugungsanlagen Spannungsspitzen von bis zu 130% der Nennspannung für kurze Zeit (z.B. bis zu 200 ms) tolerieren. Wenn die Spannung

Inselnetzbetrieb

In diesem Dokument wird der Begriff nicht klar auf eine Anlage oder eine Gruppe von Anlagen begrenzt. Stattdessen wird in den Bewertungen der Anlagen jeweils beschrieben, welche Fähigkeiten für den Inselnetzbetrieb bereitgestellt werden können.

Kurzschlussstrom

Als Kurzschlussstrom wird der eingespeiste Strom aufgrund einer durch einen Kurzschlussfehler verursachten Spannungsabweichung bezeichnet.

LVRT

Bezeichnet das Anlagenverhalten bei Unterspannung sowie bestimmte Anforderungen an dieses Verhalten. Anlagen müssen bspw. trotz eines Spannungsabfalls auf bis zu 0% der Nennspannung für eine definierte Dauer (z.B. 150 bis 200 ms) am Netz bleiben. Die Spannung muss sich innerhalb einer bestimmten Zeit auf mindestens 90% der Nennspannung erholen. Ansonsten ist eine Abschaltung zum Schutz der Anlage zulässig. [26], [28], [29]

mFRR

mFRR dient der langfristigen Ablösung der aFRR und wird in der Regel nur bei größeren Leistungsungleichgewichten abgerufen. mFRR muss innerhalb von 15 min in voller Höhe zur Verfügung stehen. [24]

Momentanreserve (MomR)

Bezeichnet eine inhärente und instantane Reaktion zum Ausgleich eines Ungleichgewichts zwischen elektrischer Erzeugung und elektrischem Verbrauch. Aus Systemsicht existiert eine Wechselwirkung mit dem RoCoF bei einem gegebenen Wirkleistungsungleichgewicht. Die MomR begrenzt RoCoF und sichert ausreichend Zeit für die Aktivierung der nachgelagerten Primär- und Sekundärreserve. [24], [6]

Redispatch & Redispatch 2.0

Redispatch sind strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezuges (Änderungen an der Kraftwerkseinsatzplanung) gemäß § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG (vergleiche Beschluss der Bundesnetzagentur BK6-20-061 (Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen). Redispatch bezieht sich auf Anlagen deren Leistung 10 MW oder größer beträgt. Unter Redispatch 2.0. (ab 2021) fallen alle Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, konventionelle Energieerzeugungsanlagen und Speicher ab einer Leistung von 100 kW und alle EE- und KWK-Anlagen die dauerhaft durch einen Netzbetreiber steuerbar sind. Anlagenzusammenfassungen nach dem EEG werden entsprechend berücksichtigt.

Spannungsstabilität

Die Spannungsstabilität beschreibt die Fähigkeit des Verbundsystems, nach einer Störung die (quasi-) stationäre Spannung an allen Netzknoten wiederherzustellen und innerhalb des zulässigen Spannungsbands zu halten. Die Spannungsstabilität wird maßgeblich durch das Gleichgewicht zwischen Blindleistungsverbrauch und -erzeugung bestimmt und wird in Kurz - und Langzeitspannungsstabilität unterschieden. [25]

Subsynchrone Stabilität

Fähigkeit, die nach einer Anregung auftretenden Schwingungen zu dämpfen und damit zu begrenzen. Die Schwingungen in Strom oder Spannung charakterisieren sich hierbei durch Frequenzen, welche kleiner als die Grundfrequenz von 50 Hz sind. Die Frequenzen beziehen sich auf die Momentanwerte der Ströme und Spannungen. [25]

- Passive Dämpfung

Passive Dämpfung nutzt passive elektrische Komponenten (Widerstände, Induktivitäten, Kapazitäten und abgestimmte Filter) zur Unterdrückung subsynchroner Oszillationen (SSO), ohne eine aktive Steuerung zu benötigen. Diese Methode ist hardwarebasiert und beruht auf der Energieableitung und Resonanzunterdrückung.

- Aktive Dämpfung

Aktive Dämpfung ist ein regelungsbasiertes Verfahren, bei dem leistungselektronische Geräte (z. B. Umrichter, HVDC-Systeme und FACTS-Regler) ihre Ausgangsleistung dynamisch anpassen, um subsynchrone Oszillationen in Echtzeit zu unterdrücken. Im Gegensatz zur passiven Dämpfung kann sich die aktive Dämpfung an wechselnde Netzbedingungen anpassen.

Frequenz-Nadir

Der Frequenz-Nadir ist der tiefste Wert der Netzfrequenz, der nach einer Störung erreicht wird. Der Frequenz-Nadir kann durch verschiedene Maßnahmen und Netzeigenschaften beeinflusst werden. Dazu zählen u.a. die Trägheit sowie FFR/FCR und Lastabwurf.

Transiente Winkelstabilität

Transiente Winkelstabilität ist die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, den Synchronismus aufrechtzuerhalten, wenn es einer schweren transienten Störung ausgesetzt ist, wie z.B. einem Fehler in der Übertragungsleitung, dem Verlust von Erzeugung oder dem Verlust einer großen Last. Die Systemreaktion auf solche Störungen umfasst große Ausschläge der Generatorrotorwinkel, große Änderungen der Leistungsflüsse, Knotenspannungen und anderer Systemvariablen. Die Stabilität wird durch die nichtlinearen Eigenschaften des Stromversorgungssystems beeinflusst. Wenn die resultierende Winkeltrennung zwischen den Maschinen im System innerhalb bestimmter Grenzen bleibt, behält das System den Synchronismus. Ein Verlust des Synchronismus aufgrund transients Winkelinstabilität, falls er auftritt, wird in der Regel innerhalb von 2 bis 3 Sekunden nach der ursprünglichen Störung offensichtlich. Abweichend hierzu wird im Systemstabilitätsbericht unter transients Stabilität sowohl die Polradwinkelstabilität als auch die Kurzzeitspannungsstabilität betrachtet. [25]

Winkelsprungimmunität

Winkelsprungimmunität bezeichnet die grundlegende Fähigkeit bei einen Winkelsprung den Betrieb ohne Fehlfunktion (z.B. Abschaltung) aufrechtzuerhalten. Fehlende Winkelsprungimmunität kann aufgrund von Abschaltungen zu einer Kettenreaktion mit einem Zusammenbruch der Energieversorgung führen. Um eine Überlastung bei einem großen negativen Winkelsprung zu vermeiden, müssen Anlagen dem Winkelsprung ab einer bestimmten Größe folgen.

Winkelsprungdämpfung

Die Ursache von Winkelsprüngen sind sprunghafte Änderungen in der Leistungsbilanz, wie Sie z.B. typischerweise bei Zu- bzw. Abschaltungen von Energieerzeugern und/oder Energieverbrauchern auftreten. Winkelsprungdämpfung beschreibt neben der Winkelsprungimmunität zusätzlich die Fähigkeit der dynamischen Winkeländerung durch eine instantane Leistungsänderung (angle jump power) dämpfend entgegenzuwirken.

7 Kontaktliste

Die Kontaktliste für AP 2.3 enthält für jedes Kapitel des Dokuments eine Ansprechperson.

Kapitel	Name	Organisation	Kontakt
1	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
2	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
3.1	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
3.2	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
3.3	Sofie Brammer	TUBS	sofie.brammer@tu-braunschweig.de
3.4	Hendrik Westphal	URO	hendrik.westphal@uni-rostock.de
3.5	Holger Becker	UniK/IEE	holger.becker@uni-kassel.de holger.becker@iee.fraunhofer.de
3.6	Hendrik Westphal	URO	hendrik.westphal@uni-rostock.de
3.7	Nils Wiese	UniK/IEE	nils.wiese@uni-kassel.de nils.wiese@iee.fraunhofer.de
3.8	Holger Becker	UniK/IEE	holger.becker@uni-kassel.de holger.becker@iee.fraunhofer.de
3.9	Holger Becker	UniK/IEE	holger.becker@uni-kassel.de holger.becker@iee.fraunhofer.de
4	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de