



Ermittlung des Potentials heutiger Anlagen zur Deckung von Systembedarfen in heutigen und 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 heutiger Anlagen zur
Deckung von Systembedarfen in heutigen und zukünftigen Netzen

Erstellt als Teil des Vorhabens:

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

Version 1.0

24.04.2026



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

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

Abbildungsverzeichnis	iv
Abkürzungen.....	v
1 Einleitung	1
2 Struktur und Inhalt des Dokuments	2
3 Netze	3
4 Potentialanalyse heutiger Anlagen	6
4.1 Windenergieanlagen (WEA)	7
4.2 Photovoltaik (PV).....	15
4.3 Batteriespeicher	19
4.4 STATCOM	23
4.5 Hochspannungsgleichstromübertragung Onshore.....	27
4.6 Hochspannungsgleichstromübertragung Offshore.....	31
4.7 Elektrolyse.....	35
4.8 Ladestationen (E-Mobilität)	40
4.9 Wärmepumpen.....	46
5 Zusammenfassung der Potentiale heutiger Anlagen.....	49
6 Literaturverzeichnis	51
7 Glossar.....	55
8 Kontaktliste	60

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht zu den unterschiedlichen Leistungsklassen von Ladepunkten [16, 18].....	41
---	----

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 den nächsten Jahren wird ein Großteil der heute in Betrieb befindlichen Anlagen noch am Netz sein – unter geänderten Bedingungen (z.B. einer niedrigeren Kurzschlussleistung) für die ggf. weder die Anlage ausgelegt noch die bisherigen Modelle gültig sind und validiert wurden.

Es soll analysiert werden, welchen Beitrag Erzeuger, Verbraucher, Netzelemente bereits heute zur Deckung unterschiedlicher Systembedarfe in heutigen und zukünftigen Netzen leisten bzw. leisten könnten. Als Maßgabe für mögliche Anpassungen werden Änderungen der Parametrierung betrachtet, die keine Neuzertifizierung erfordern. Neben der Erfassung des Anlagenbestands ist die technologiescharfe Bestimmung des Potentials heutiger Anlagen mit netzfolgender Umrichter-Regelung, unter den Bedingungen eines zukünftigen Netzes, Teil des Arbeitspakets.

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 Netz-wiederaufbau	Kurzschluss-strom Blindstrom-stützung	FFR, FCR, aFRR, mFRR	FRT, LVRT, HVRT	Aktive Dämpfung	Aktive Dämpfung

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

2 Struktur und Inhalt des Dokuments

Dieses Dokument beinhaltet eine Beschreibung heutiger und zukünftiger Netze (Kapitel 3) sowie Bestands- und Potentialanalysen zur Bewertung von Beiträgen zur Systemstabilität heutiger Anlagen mit netzfolgender Regelung (Kapitel 4). Die jeweiligen Bewertungen der einzelnen Anlagen sind anschließend in einer Übersichtstabelle zusammengefasst (Kapitel 5). Informationen zu Begriffen und Literatur sind im Anhang dargestellt.

Allgemeiner Hinweis zur Bestands- und Potentialanalyse heutiger 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. Weitere Informationen zur Bestands- und Potentialanalyse sind in Kapitel 4 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 Netze

Die Betrachtung der Netze im Rahmen der Potentialanalyse bezieht sich auf die qualitative Beschreibung des Energiesystems. Daraus lassen sich Anforderungen an den Validierungsprozess umrichterbasierter Erzeugertechnologien ableiten. Die folgende Abbildung zeigt schematisch, wie sich die Entwicklung des Netzes von einer historischen Konfiguration, geprägt von synchronen Erzeugungsanlagen, hin zu einer hauptsächlich von leistungselektronisch gekoppelten Erzeugern, verändert [1].

Die strukturierte Auswertung der Entwicklung der Netzstruktur ermöglicht eine Abschätzung des Systembedarfs sowie des möglichen Beitrags verschiedener Technologien zur Systemstabilität. Dabei spielen sowohl die Netztopologie als auch die geografische Verteilung der Technologien – insbesondere in Bezug auf Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte – eine zentrale Rolle. Diese Faktoren beeinflussen nicht nur potenzielle Engpässe bei der Übertragung, sondern prägen auch maßgeblich die lokalen Netzcharakteristika. Wie in Abbildungen in [1] dargestellt, kann das Gesamtsystem durch ein V/I-Kennfeld veranschaulicht werden. Da Spannung und Strom zeitvariable Größen sind, erfolgt über die Zeit eine Veränderung der Dynamik. Eine variable Dynamikdarstellung spiegelt wider, wie häufig bestimmte Netzbedingungen auftreten, und ermöglicht damit eine bessere Darstellung des Systemverhaltens.

Aufgrund dieser zeitlichen und skalischen Veränderung der Netzcharakteristik gewinnt die Robustheit bestehender Reglerstrukturen daher zunehmend an Bedeutung – insbesondere im Hinblick auf Streckenveränderungen und Systeminteraktionen in modernen Energiesystemen. Hinzu kommt eine gestiegene mathematische Komplexität in der Netzmodellierung [1], [2]. In der historischen Struktur in Abbildungen aus [1] kann das Gesamtsystem hingegen durch eine statische Impedanz abgebildet werden.

Im Folgenden sind einige netzcharakterisierende Effekte tabellarisch zusammengefasst.

A. Effekte der Netzimpedanz & Netzstärke

Bezeichnung	Bedeutung	Typische Veränderung
SCR (Short Circuit Ratio)	Verhältnis Netzkurzschlussleistung zur Anlagenleistung; Maß für Netzstärke	Sinkt bei wachsendem EE-Anteil – Klassische Berechnung verliert Gültigkeit bei wachsendem EE-Anteil aufgrund Sättigungseffekte in Umrichtern [1]

X/R-Verhältnis	Verhältnis von Reaktanz zu Widerstand; beeinflusst Dämpfung und Transienten	Variiert mit Netztopologie – Kann sich mit Schaltzuständen ändern
Netzimpedanz (Z, X, R)	Frequenzabhängige Impedanz zwischen Einspeisepunkt und Netz.	Kann sich mit Schaltzuständen ändern
Leitungslänge / Leitungstyp	Wirkt sich direkt auf Impedanz & Verzögerungen aus	Topologie-Abhängig
Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt	Rückschlüsse auf Netzfestigkeit und transientes Verhalten	Variabel mit Last- und Einspeisesituation

B. Systemtechnische & dynamische Effekte

Bezeichnung	Bedeutung	Typische Veränderung
Netzfrequenz	Größe mit der netzbildende Erzeugungseinheiten "rotieren"	Kritisch im Insel- oder Schwachnetzbetrieb
Frequenzgradient (df/dt)	Änderung der Frequenz. Reaktion auf Erzeuger-/Verbraucherstörungen	Kritisch im Insel- oder Schwachnetzbetrieb
Spannungsschwankung (ΔU / Flicker)	Einfluss auf Spannungsregelung und PLL-Verhalten	Verstärkt bei schwachem Netz
Signalverzögerung (Latenz)	Verzögerung in Mess- und Steuerpfaden	Abhängig von Kommunikationsstruktur
Systemträgheit* (Inertia)	Fähigkeit zur Frequenzstützung	Sinkt bei weniger Synchronmaschinen
Kopplung zwischen Umrichtern	Dynamische Wechselwirkung mehrerer Regler	Wächst mit Umrichter-Dichte
Grid-Forming vs. Grid-Following Dominanz	Einfluss auf Synchronisierung & Stabilität	Systemabhängig

* Definiert die Änderung der Frequenz bei einer Störung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch

C. Stochastische & zeitvariable Effekte

Bezeichnung	Bedeutung	Typische Veränderung
Leistungsgradienten (dP/dt) bei PV/Wind	Dynamik der Primärenergieeinspeisung	Wetterabhängig - Stochastisch
Verfügbare Scheinleistung	Beschränkt durch Primärquelle und Umrichter-Auslegung	Variiert kontinuierlich
Lastdynamik (P/Q-Verbrauchsprofil)	Beeinflusst Netzdurchflüsse und Regelbedarf	Prognosebasiert
Ein-/Auspeisung anderer EE-Anlagen	Beeinflusst lokale Regler durch Rückwirkungen	Hochdynamisch, teilweise unvorhersehbar

4 Potentialanalyse heutiger Anlagen

Ziel der Potentialanalyse ist, die bestehenden und möglichen Beiträge zur Systemstabilität von heutigen Anlagen mit netzfolgender Regelung zu erfassen. Dazu werden jeweils der Anlagenbestand erfasst und die Anlagenfähigkeiten hinsichtlich der in Kapitel 1 genannten Systemdienstleistungen beschrieben. 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.

0: Kein Potential – Anlage kann technisch inhärent keinen Beitrag leisten, oder die Anlage und Regelung müssten für einen Beitrag umfassend geändert werden.

1: Potential – Anlage könnte technisch inhärent einen Beitrag leisten. Es müssen Änderungen an der Anlage vorgenommen und weitere Analysen durchgeführt werden (bspw. Rückwirkungen auf Anlagenverhalten, Anlagenverhalten in spezifischer Situation, ggf. Änderung von Richtlinien). Die Änderungen an der Anlage bedeuten eine Neuzertifizierung unter Beibehaltung netzfolgender Regelung.

2: Potential – Anlage könnte einen Beitrag leisten, wenn Änderungen an der Anlage und oder den Richtlinien erfolgen. Die Änderungen an der Anlage bedeuten eine Neuzertifizierung unter Beibehaltung netzfolgender Regelung.

3: Kein Potential – Anlage leistet bereits Beitrag innerhalb der Richtlinien, bietet innerhalb ihrer zertifizierten Fähigkeiten aber kein weiteres Potential.

3.1: Kein Potential – Anlage leistet bereits Beitrag innerhalb der Richtlinien als Zusatzanforderung (zusätzliche Anforderung an eine spezifische Anlage in Abstimmung mit dem Netzbetreiber), bietet innerhalb ihrer zertifizierten Fähigkeiten aber kein weiteres Potential.

4: Potential – Anlage leistet bereits Beitrag innerhalb der Richtlinien und bietet innerhalb ihrer zertifizierten Fähigkeiten ein Potential zur Erweiterung des Beitrags durch Änderungen der Parametrierung unter Beibehaltung netzfolgender Regelung.

Anmerkung: Eine Kombination aus der Bewertung 2 und 4 bedeutet in diesem Sinne, dass ältere Anlagen technisch befähigt werden können und für neuere und die dann befähigten Anlagen Änderungen der Parametrierung infrage kommen.

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

	Innerhalb aktueller Richtlinien		Außerhalb aktueller Richtlinien				
	Bestehend	Erweiter-bar	Technisch inhärent möglich	Mit Erweiterung der Anlage	Mit Änderung der Regelung	Mit Änderung von Richtlinien	Weitere Analyse
0	nein	nein	nein	ja	ja	?**	ja
1	nein	nein	ja	ja	nein	?**	ja
2	nein	nein	ja	ja	nein	?**	nein
3	ja	nein					
3.1	ja*	nein					
4	ja	ja					

* als Zusatzanforderung

** ist ggf. jeweils im Einzelnen zu prüfen

4.1 Windenergieanlagen (WEA)

WEA sind je nach Spannungsebene und Anlagenalter entsprechend den Richtlinien und Vorgaben am Netz angeschlossen. Die Zertifizierung nach TAR ist seit 2019 für alle neuen oder geänderten Anlagen verpflichtend. Für WEA, die vor dem 01.07.2017 in Betrieb genommen wurden, gelten im Speziellen die Anforderungen der SDLWindV. Weitere Anforderungen für ältere Anlagen sind u.a. in dem TransmissionCode 2007 beschrieben.

4.1.1 WEA-Anlagenbestand

Die Bestandsanalyse zeigt eine Übersicht der heute installierten Anlagen. Die Angaben sind entsprechend der genutzten Datengrundlage gekennzeichnet. Bei nicht eindeutiger Datengrundlage wurde der entsprechende Wert nicht ermittelt "?" oder abgeschätzt "≈".

WEA Anlagenbestand DE

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
Onshore [3]	28766	63461	15,2	Nettoleistung	31.12.24
Offshore [4]	1468	7875	s.u.	Nettoleistung	24.01.25

Onshore WEA Anlagenbestand DE [3]

Leistungsklasse (kW)	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Anteil Anlagen %	Anteil Leistung %	Anlagenalter (Jahre)
$P \leq 750$	3748	1.959	13,00	3,10	26,4
$750 < P \leq 1.000$	1873	1.658	6,50	2,60	19,3
$1.000 < P \leq 2.000$	9671	17.193	33,60	27,10	19,5
$2.000 < P \leq 3.000$	6622	16.439	23,00	25,90	10,6
$3.000 < P \leq 4.000$	4699	15.438	16,30	24,30	8,1
$P > 4.000$	2153	10.773	7,50	17,00	2,6

Offshore WEA Anlagenbestand DE [4]

Leistungsklasse (MW)	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Anteil Anlagen %	Anteil Leistung %	Anlagenalter (Jahre)
3-5 MW	550	2110	37,5	26,9	8-10
5-7 MW	706	4059	48,1	51,5	4-15
7-9 MW	174	1364	11,8	17,3	5-6
9< MW	38	342	2,6	4,3	2

Installierter Leistungsanteil von WEA-Typen DE [4]

Windenergieanlagen Typ	Anteil Leistung %
Typ 4 – Vollumrichter	≈ 60,7 +- 10
Typ 3 – DFIG	≈ 26,9 +- 10
Nicht bekannt	≈ 12,4

4.1.2 WEA-Typ 3 Anlagenpotentiale

Verfasst von: HTW	Bezeichnung Anlage: WEA-Typ 3	Technologie Netzeinspeisung: VSC (DFIG), GFL
Redispatch		
Anlage ist technisch grundsätzlich Redispatch fähig sofern die technische Infrastruktur vorhanden ist bzw. Beitrag muss bereits entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Befähigung von älteren Anlagen ist möglich (Integration in die Kommunikations- und Steuerungsinfrastruktur des Netzbetreibers erforderlich). Beschränkte Dynamik. Leistungsreduktion über Drehmomenten- und Pitch-Regelung möglich. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.		
Bewertung: 2 & 4		
Inselnetzbetrieb		
Anlage ist technisch inhärent nicht Inselnetzbetrieb fähig, sofern sich diese Fähigkeit auf den alleinigen Betrieb der Anlage im Netz bezieht. Typ3 WEA benötigen für den Betrieb eine externe Netzfrequenz. Die Befähigung der Anlage durch zusätzliche Technik (z. B. Dieselgenerator, Batterie-speicher) wäre möglich. Zusätzlich muss eine entsprechende Regelung des Umrichters umgesetzt werden.		
Bewertung: 0		
Netz Wiederaufbau		
Anlage ist technisch inhärent nicht schwarzstartfähig. Durch Erweiterung mit einem Energiespeicher zur Spannungsregelung des Zwischenkreises im rotorseitigen Umrichter, wäre Schwarzstartfähigkeit technisch möglich. Dazu muss Primärenergie vorhanden sein, um Wirkleistung einzuspeisen und eine Frequenzstabilisierung für das Netz bereitstellen zu können. Zusätzlich muss eine entsprechende Regelung des Umrichters umgesetzt werden. [5]		
Bewertung: 0		
MomR		
Durch die rotierende Masse des Rotors und die direkte Netzanbindung des Stators ist der DFIG nicht vollständig vom Netzanschluss entkoppelt. Dadurch ist eine Typ 3 WEA theoretisch in der Lage, Momentanreserve bereitzustellen. Das Bereitstellungspotential unterliegt dabei den Einschränkungen in der Verfügbarkeit der momentanen Windenergie. [5]		
Bewertung: 1		

FFR, FCR, aFRR, mFRR
Die Erbringung von positiver Regelleistung ist nur im Rahmen der verfügbaren Windenergie möglich, und nur, wenn die Anlage nicht mit festem Leistungsfaktor betrieben wird. Die Erbringung von negativer Regelleistung ist dagegen theoretisch möglich, sofern die Anlage nicht bereits aufgrund unzureichender Windverhältnisse außer Betrieb ist. [5]
Bewertung: 2
Blindleistungsbereitstellung
Die Erbringung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien, sowohl im Rahmen der SDLWindV als auch der aktuellen TAR, für den Anschluss von Windkraftanlagen am Netz erfolgen. [5] Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 4
Kurzschlussstrom
Die Erbringung von Kurzschlussstrom muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter wie bspw. Nutzung einer Crowbar und Umrichter Eigenschaften (durch Leistungselektronik) begrenzt.
Bewertung: 3
Blindstromstützung
Blindstromstützung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter wie bspw. Die Teilumrichterleistung oder Crowbar-Aktivierung begrenzt.
Bewertung: 3
Transiente Winkelstabilität
Anlage kann technisch inhärent keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
Das Anlagenverhalten muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Für ältere Anlagen kann eine Befähigung erfolgen. LVRT-Fähigkeiten sind ggf. Durch Crowbar Aktivierung begrenzt. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 2 & 4

Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch inhärent möglich, aber Anlage muss befähigt werden. Dazu muss eine entsprechende Regelung implementiert werden. Beitrag der Anlage ist durch Teilumrichterleistung begrenzt.
Bewertung: 2
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Anlage kann keinen Beitrag leisten.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
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)
Bezogen auf die in der Anlage installierten passiven Filterelemente: Beitrag zur passiven Dämpfung wird innerhalb der Richtlinien angewendet. Der Beitrag ist durch Filterdesign und weitere passive Elemente begrenzt.
Bewertung: 3

4.1.3 WEA-Typ 4 Anlagenpotentiale

Verfasst von: HTW	Bezeichnung Anlage: WEA-Typ 4	Technologie Netzeinspeisung: VSC, GFL
Redispatch		
Anlage ist technisch grundsätzlich Redispatch fähig sofern die technische Infrastruktur vorhanden ist bzw. Beitrag muss bereits entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Befähigung von älteren Anlagen ist möglich. Wirk- und Blindleistung können den Netzanforderungen angepasst werden. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.		
Bewertung: 2&4		
Inselnetzbetrieb		
Anlage ist technisch inhärent nicht Inselnetzbetrieb fähig, sofern sich diese Fähigkeit auf den alleinigen Betrieb der Anlage im Netz bezieht. Anlage müsste befähigt werden. Dazu zählen Änderung der Regelung und ggf. Erweiterung durch Speichertechnologien. Heutige WEA-Typ 4 GFL-Anlagen sind nicht Inselnetzfähig.		
Bewertung: 0		
Netz Wiederaufbau		
Anlage ist technisch inhärent nicht schwarzstartfähig. Anlage müsste befähigt werden. Dazu zählen Änderung der Regelung und ggf. Erweiterung durch Speichertechnologien. Heutige WEA-Typ 4 GFL-Anlagen sind nicht schwarzstartfähig.		
Bewertung: 0		
MomR		
Anlage liefert technisch inhärent keinen Beitrag zur MomR. Anlage könnte befähigt werden durch Änderung der Regelung und ggf. Erweiterung durch Speichertechnologien.		
Bewertung: 0		
FFR, FCR, aFRR, mFRR		
Die Erbringung von positiver Regelleistung ist nur im Rahmen der verfügbaren Windenergie möglich, und nur, wenn die Anlage nicht mit festem Leistungsfaktor betrieben wird. Die Erbringung von negativer Regelleistung ist dagegen theoretisch möglich, sofern die Anlage nicht bereits aufgrund unzureichender Windverhältnisse außer Betrieb ist. [5]		
Bewertung: 2		

Blindleistungsbereitstellung
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. [5] Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 4
Kurzschlussstrom
Die Erbringung von Kurzschlussstrom muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter Umrichter Eigenschaften begrenzt. 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: 4
Blindstromstützung
Blindstromstützung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter wie bspw. Umrichterkapazität begrenzt. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.
Bewertung: 4
Transiente Winkelstabilität
Anlage kann technisch inhärent keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
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. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 2&4
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch inhärent möglich, aber Anlage muss befähigt werden. Dazu muss eine entsprechende Regelung implementiert werden. Beitrag der Anlage ist durch Umrichterleistung begrenzt.
Bewertung: 2

Passive Dämpfung (Subsynchron)
Anlage kann keinen Beitrag leisten.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Anlage kann Beitrag leisten, muss aber befähigt werden. Dazu muss die Regelung des Umrichters entsprechend erweitert werden.
Bewertung: 2
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Bezogen auf die in der Anlage installierten passiven Filterelemente: Beitrag zur passiven Dämpfung wird innerhalb der Richtlinien angewendet. Der Beitrag ist durch Filterdesign und weitere passive Elemente begrenzt.
Bewertung: 3

4.2 Photovoltaik (PV)

PV-Anlagen sind je nach Spannungsebene und Anlagenalter entsprechend den Richtlinien und Vorgaben angeschlossen. Die Zertifizierungspflicht nach BDEW MSRL von 2008 oder TC 2007 wurde für PV-Anlagen ca. 2012 eingeführt. Der Installationsort einer PV-Anlage (Dach, FFA) nimmt keinen Einfluss auf die Anforderungen an die technischen Eigenschaften. Freiflächenanlagen (FFA) sind tendenziell größer und an der Mittelspannungsebene angeschlossen. Größere Dach Anlagen (Anlagen auf Industriehallen, Scheunen, etc.) sowie Sonstige größere Anlagen sind ebenfalls meistens an der Mittelspannungsebene angeschlossen sein. Kleinere PV-Dach-Anlagen sind hauptsächlich an der Niederspannungs-Ebene angeschlossen.

4.2.1 PV-Anlagenbestand

Die Bestandsanalyse zeigt eine Übersicht der heute installierten Anlagen. Die Angaben sind entsprechend der genutzten Datengrundlage gekennzeichnet. Bei nicht eindeutiger Datengrundlage wurde der entsprechende Wert nicht ermittelt „?“ oder abgeschätzt „≈“.

Allgemeiner PV-Freiflächen Anlagenbestand DE [6]

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
PV-Freifläche*	18850	30180,7	≈ 6,8	Bruttoleistung. Ø Alter Bestand durch Auswertung EEG in Zahlen 2012 bis 2019 und [6].	13.02.25
PV-Sonstige**	47639	2597,6	?		
PV-Dach***	3991934	67317,3	?		

PV-Freifläche* DE installierte Leistung nach Leistungsklassen [EEG in Zahlen 2012 bis 2019] und [6]

< 0,01 MW	≥ 0,01 bis 0,02 MW	≥ 0,02 bis 0,04 MW	≥ 0,04 bis 1 MW	≥ 1 bis 10 MW	≥ 10 MW
19,0 MW	4,8 MW	15,7 MW	1724,6 MW	10110,0 MW	1760,5 MW

PV-Freifläche* (DE) Bestand nach Altersgruppen [EEG in Zahlen 2012 bis 2019] und [6]

Bestandsalter (Jahre)	Anzahl anlagen	Leistung (MW)	Anteil Anlagen %	Anteil Leistung %
Größer 10 Jahre	≈ 5719	≈ 10291,8	≈ 35,5	≈ 34,4
7 bis 10	≈ 1417	≈ 2549,4	≈ 8,8	≈ 8,5
0 bis 6	≈ 8982	≈ 10291,8	≈ 55,7	≈ 57,1

* Als Freiflächen solaranlage werden Einheiten auf Freiflächen und Gewässern zusammengefasst.

** Als Sonstige Solaranlage werden Einheiten auf Großparkplätzen, an Lärmschutzwänden und auf anderen sonstigen baulichen Anlagen zusammengefasst. *** Gebäudesolaranlage (Hausdach, Gebäude, Fassade).

4.2.2 PV-Anlagenpotentiale

Verfasst von: HTW, TUBS	Bezeichnung Anlage: PV-Freifläche (FFA), PV-Dach	Technologie Netzeinspeisung: VSC, GFL
Redispatch		
Anlage ist technisch grundsätzlich Redispatch fähig sofern die technische Infrastruktur vorhanden ist bzw. Beitrag muss bereits entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Befähigung von älteren Anlagen ist möglich. Wirk- und Blindleistung können den Netzanforderungen angepasst werden. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.		
Bewertung: 2&4		
Inselnetzbetrieb		
Anlage ist technisch inhärent nicht Inselnetzbetrieb fähig, sofern sich diese Fähigkeit auf den alleinigen Betrieb der Anlage im Netz bezieht. Anlage müsste befähigt werden. Dazu zählen Änderung der Regelung und ggf. Erweiterung durch Speichertechnologien. Heutige PV-Anlagen mit GFL-Regelung sind nicht Inselnetzfähig.		
Bewertung: 0		
Netz Wiederaufbau		
Anlage ist technisch inhärent nicht schwarzstartfähig. Anlage müsste befähigt werden. Dazu zählen Änderung der Regelung und ggf. Erweiterung durch Speichertechnologien. Heutige PV-Anlagen mit GFL-Regelung sind nicht schwarzstartfähig.		
Bewertung: 0		
MomR		
Anlage liefert technisch inhärent keinen Beitrag zur MomR. Anlage könnte befähigt werden durch Änderung der Regelung und ggf. Erweiterung durch Speichertechnologien.		
Bewertung: 0		
FFR, FCR, aFRR, mFRR		
Erbringung von positiver Regelleistung nur im Rahmen der verfügbaren Primärenergie möglich. Erbringung von negativer Regelleistung möglich. Durch Befähigung der Anlage bspw. durch Erweiterung um entsprechenden Energiespeicher ist Teilnahme an FFR, FCR, aFRR, mFRR grundsätzlich möglich.		
Bewertung: 2		

Blindleistungsbereitstellung
Die Erbringung von Blindleistung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Anlage kann Blindleistung unabhängig von Primärenergie bereitstellen aber abhängig von Umrichter Technologie. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 4
Kurzschlussstrom
Die Erbringung von Kurzschlussstrom muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter und Umrichter Eigenschaften begrenzt (Begrenzung durch Leistungselektronik). 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: 4
Blindstromstützung
Blindstromstützung muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter wie bspw. Umrieterkapazität begrenzt. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.
Bewertung: 2&4
Transiente Winkelstabilität
Anlage kann technisch inhärent keinen Beitrag zur transienten Winkelstabilität liefern.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
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. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 2&4
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Beitrag zur aktiven Dämpfung technisch inhärent möglich, aber Anlage muss befähigt werden. Dazu muss eine entsprechende Regelung implementiert werden.
Bewertung: 2

Passive Dämpfung (Subsynchron)
Anlage kann keinen Beitrag leisten.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Anlage kann Beitrag leisten, muss aber befähigt werden. Dazu muss die Regelung des Umrichters entsprechend erweitert werden.
Bewertung: 2
Passive Dämpfung (Harmonisch)
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

4.3 Batteriespeicher

Batteriespeicher ermöglichen zeitliche Flexibilitäten im Energiesystem, das heißt sie können in Zeiten eines Erzeugungsüberschusses Energie einspeichern und diese bei Lastüberschuss wieder ausspeichern. Batteriespeicher gibt es in unterschiedlichen Leistungsklassen mit unterschiedlicher Nutzung. In den letzten Versionen des Netzentwicklungsplans wurde unterschieden zwischen Großbatteriespeichern und Kleinbatteriespeichern.

Großbatteriespeicher finden sich räumlich zweckmäßigerweise in der Umgebung von großen PV- oder Windparks und werden strommarktorientiert betrieben.

Kleinbatteriespeicher sind dabei verbrauchsnahe in Haushalten oder Kleingewerben installiert und überschreiten eine gewisse Leistung nicht. Im Szenario-Rahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2025 ist diese maximale Leistung bei 1 MW angesetzt. Aktuell sind solche Kleinbatteriespeicher primär in Kombination mit einer PV-Anlage zu finden und werden zur Eigenbedarfsoptimierung verwendet, langfristig wird eine Entwicklung hin zu einem strommarktorientierten Einsatz vermutet.

4.3.1 Batteriespeicher Anlagenbestand

Die Bestandsanalyse zeigt eine Übersicht der heute installierten Anlagen. Die Daten wurden anhand des Marktstammdatenregisters (MaStR) erhoben [7] und die Angaben mit den Werten im Netzentwicklungsplan [8] verglichen. Dort ist ein Bestand von Klein- und Großbatteriespeichern mit 11,6 GW aus dem Referenzjahr 2024 angegeben. Die System-Entwicklungsstrategie des BMWK geht davon aus, dass bis zum Jahr 2035 mindestens 35 GW und bis zum Jahr 2045 mindestens 50 GW an stationären Speichern installiert werden [8].

Bei nicht eindeutiger Datengrundlage wurde der entsprechende Wert nicht ermittelt „?“ oder abgeschätzt „≈“.

Allgemeiner Batteriespeicher Anlagenbestand DE [7]

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
Heimspeicher (bis 30 kWh)	1.899.440	10.600	?		03.06.2025
Gewerbespeicher (30 bis 1.000 kWh)	13.344	404,4	?		03.06.2025
Großspeicher (ab 1.000 kWh)	310	2.000	?		03.06.2025
Alle Speicher	1.913.090	13.004,4	?		-

4.3.2 Batteriespeicher Anlagenpotentiale

Verfasst von: TUBS	Bezeichnung Anlage: Batteriespeicher	Technologie Netzeinspeisung: VSC, GFL
Redispatch		
Anlage ist technisch grundsätzlich Redispatch fähig, sofern die technische Infrastruktur vorhanden ist. Wirk- und Blindleistung können den Netzanforderungen angepasst werden. Potential in der Befähigung weiterer kleiner Batteriespeicher <100 kW. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.		
Bewertung: 2&4		
Inselnetzbetrieb		
Anlage muss durch Änderungen in der Regelung befähigt werden. Heutige Batteriespeicher mit GFL-Regelung sind nicht inselnetzfähig.		
Bewertung: 0		
Netz Wiederaufbau		
Anlage muss durch Änderungen in der Regelung befähigt werden. Heutige Batteriespeicher mit GFL-Regelung sind nicht schwarzstartfähig.		
Bewertung: 0		
MomR		
Anlage muss durch Änderungen in der Regelung befähigt werden. Heutige Batteriespeicher mit GFL-Regelung liefern keinen Beitrag zur Momentanreserve.		
Bewertung: 0		
FFR, FCR, aFRR, mFRR		
Erbringung von sowohl positiver als auch negativer Regelleistung grundsätzlich möglich. Somit auch für symmetrisch zu erbringende FCR. Aufgrund der Untergrenzen für angebotene Leistung müssen kleinere Batteriespeicher, v.a. private Speicher in der Niederspannung, zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschlossen werden, dafür ist in der Praxis eine Kooperation mit einem entsprechenden Dienstleister und dafür geeignete Hardware und Software nötig. Batteriespeicher werden bereits für FCR, aFRR und mFRR eingesetzt. Für FFR sind sie durch sehr schnelle Reaktionszeiten und sicher prognostizierbare (eingespeicherte bzw. einzuspeichernde) Energie ebenfalls gut geeignet.		
Bewertung: 2 (NS, FFR), 1 (MS, FFR), 3(FCR, aFRR, mFRR)		

Blindleistungsbereitstellung
Batteriespeicher müssen Blindleistung entsprechend der jeweils geltenden TAR (je nach Spannungsebene) bereitstellen. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden.
Bewertung: 4
Kurzschlussstrom
FFA: Die Erbringung von Kurzschlussstrom muss entsprechend der aktuellen technischen Richtlinien erfolgen. Die Höhe des Beitrags ist durch Anlagenparameter und Umrichter Eigenschaften begrenzt (Begrenzung durch Leistungselektronik). 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: 4
Blindstromstützung
Wenn die entsprechende Funktion in der Regelung implementiert ist, können Batteriespeicher, die über einen netzfolgend geregelten Umrichter ans Netz angeschlossen werden, einen Beitrag leisten. Ggf. Potential durch Änderungen der Parametrierung vorhanden. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.
Bewertung: 2&4
Transiente Winkelstabilität
Batteriespeicher, die über einen netzfolgend geregelten Umrichter ans Netz angeschlossen werden, können keinen Beitrag leisten.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
Batteriespeicher müssen Fehler entsprechend der jeweils geltenden TAR (je nach Spannungsebene) durchfahren können.
Bewertung: 3
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Bei entsprechender Auslegung der Regelung möglich.
Bewertung: 2
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Technisch nicht möglich (Tiefpass-Filter Verhalten).
Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)

Bei entsprechender Auslegung der Regelung möglich.
--

Bewertung: 2

Passive Dämpfung (Harmonisch)

Möglich und üblich, Beitrag maßgeblich abhängig vom Filterdesign.

Bewertung:3

4.4 STATCOM

Eine STATCOM (Static Synchronous Compensator) ist eine leistungselektronische Anlage zur Blindleistungsregelung in elektrischen Übertragungs- und Verteilnetzen. Durch die schnelle Einspeisung oder Aufnahme von Blindleistung kann ein STATCOM die Netzspannung stabilisieren und Spannungseinbrüche oder Überspannungen ausgleichen. In den letzten Jahren hat sich der Einsatz von Modular Multilevel Converter (MMC) basierten STATCOM-Systemen etabliert. Diese Technologie ermöglicht eine höhere Spannungsqualität, verbesserte Regelbarkeit und einen modularen, skalierbaren Aufbau der Kompensationsanlagen. Im Folgenden werden ausschließlich STATCOM-Systeme auf MMC-Basis betrachtet.

4.4.1 STATCOM Anlagenbestand

Eine Analyse des Anlagenbestands konnte aufgrund mangelnder öffentlicher Datengrundlage nicht durchgeführt werden.

Allgemeiner STATCOM Anlagenbestand DE

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
STATCOM	4	1300	≈5		23.05.2025

Detaillierter STATCOM Anlagenbestand DE [9], [10] und [11]

Projekt	Leistung in Mvar	Inbetriebnahme	Konverter Typ	Betreiber
Krusenhorst	300	2020	VSC	Amprion
Dauersberg	300	?	VSC	Amprion
Kriftel	300	2019	VSC	Amprion
Borken	+400/-250	2020	VSC	TenneT

4.4.2 STATCOM Anlagenpotentiale

Verfasst von: URO, UniK	Bezeichnung Anlage: STATCOM	Technologie Netzeinspeisung: VSC, GFL
Redispatch		
Nahezu keine technischen Potentiale, weil auf diesen Zeitskalen keine relevanten Energiemengen gespeichert werden können.		
Bewertung: 0		
Inselnetzbetrieb		
Bereitstellung von Blindleistung möglich (und bereits üblich). Zusätzliche Beiträge erfordern neues Regler-Design (Umstellung auf netzbildende Regelung). Keine Potenziale durch Änderungen der Parametrierung.		
Bewertung: 3		
Netz Wiederaufbau		
Vgl. Inselnetzbetrieb. Einschränkungen: Submodule müssen vorgeladen werden. Nicht schwarzstartfähig, da auf der DC-Seite keine nennenswerten Energiereserven vorhanden sind.		
Bewertung: 0		
MomR		
Bereitstellung von Momentanreserve nur bei netzbildender Regelung möglich. Ausmaß von Dimensionierung/Energiespeicher abhängig. Aktuell Pilotanlage in Projektierung (Transnet BW: STATCOM-GFM-Anlagen).		
Bewertung: 0		
FFR, FCR, aFRR, mFRR		
Nahezu keine Beiträge möglich, auf diesen Zeitskalen keine relevante Energiemenge gespeichert werden kann.		
Bewertung: 0		
Blindleistungsbereitstellung		
Bereitstellung möglich und üblich.		
Bewertung: 3		

Kurzschlussstrom
Technisch 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
Bereitstellung möglich und üblich. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.
Bewertung: 3
Transiente Winkelstabilität
Anlage kann bei einer schweren transienten Störung synchron zum Netz bleiben, solange der Netzwinkel bestimmt werden kann. Zusätzliche Beiträge erfordern neues Regler-Design (Umstellung auf netzbildende Regelung), keine Potenziale durch bloße Änderungen der Parametrierung bekannt.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
Anlage muss in der Lage sein, ein FRT-Szenario zu überstehen, ohne sich vom Netz zu trennen.
Bewertung: 3
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Prinzipiell möglich, über gezielte Einspeisung von Blindstrom. Auch bei netzfolgenden Anlagen lassen sich Schwingungen kleiner Frequenzen (um 1 Hz) durch Anpassung des Wirkleistungssollwertes dämpfen. Bei sub-/superharmonischen Schwingungen jenseits der Betriebsfrequenz +/- 3 Hz kann eine mögliche Schwingung durch Anpassungen der inneren Regelschleife gedämpft werden. Potentiale bei ausreichender Dimensionierung des Energiespeichers und netzbildendem Regelungsverfahren.
Bewertung: 2
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Keine passive Dämpfung möglich.
Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Bereitstellung möglich und üblich.
Bewertung: 3
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Technisch möglich, aber nicht üblich. Aufgrund der hohen Stufenzahl der MMCs besteht die Ausgangsspannung nahezu ausschließlich aus der Grundschiwingung.
Bewertung: 1

4.5 Hochspannungsgleichstromübertragung Onshore

Der Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ermöglicht einen verlustarmen Transport von elektrischer Energie über weite Strecken. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig, welcher zudem mehr Raum als der DC-Ausbau in Anspruch nehmen würde. Die HGÜ-Verbindungen haben zudem eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Übertragungsnetz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. [12]

4.5.1 HGÜ Onshore Anlagenbestand

2020 wurde die erste Onshore HGÜ (Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (ALEGrO) mit einer Länge von rund 90 km und einer Transportkapazität von 1 GW in Betrieb genommen. Weitere Projekte sind in Planung oder bereits im Bau und unterschiedlich weit fortgeschritten. Dazu zählen SuedLink (In Bau), SuedOstLink (In Bau), SuedOstLink+ (In Planung), A-Nord (In Bau), Ultranet (teilweise in Bau), NordWestLink (In Planung bzw. Frühphase), SuedWestLink (In Planung bzw. Frühphase), OstWestLink (In Planung bzw. Frühphase).

4.5.2 HGÜ Onshore Anlagenpotentiale

Verfasst von: UniK	Bezeichnung Anlage: HGÜ Onshore	Technologie Netzeinspeisung: MMC, GFOL
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		
Inselnetzbetrieb		
HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, an einem Inselbetrieb teilzunehmen, wobei die Frequenzgrenzwerte und Spannungsgrenzwerte entsprechend [13] einzuhalten sind. Während des Inselbetriebs kann es technisch notwendig sein, dass HGÜ-Systeme einzelne Funktionen nicht erfüllen.		
Bewertung: 3.1		

Netz Wiederaufbau
Bei netzbildender Regelung und vorhandener Leistung/Spannung auf einer Seite ist die andere Seite prinzipiell schwarzstartfähig (hängt von Regelkonzept ab). Praktisch ist diese Funktion zumindest vereinzelt verfügbar. Zusätzliche Beiträge erfordern neues Regler-Design (Umstellung auf netzbildende Regelung), keine Potenziale durch bloße Änderungen der Parametrierung bekannt
Bewertung: 0
MomR
Zukünftige HGÜ-Systeme müssen innerhalb ihrer Bemessungsgrenzen in der Lage sein, Momentanreserve zu aktivieren. Der relevante ÜNB gibt die Trägheit vor, mit der das Zeitverhalten der Regelung umzusetzen ist. [13] Im Bestand vermutlich noch nicht stark verbreitet. Die bereitzustellende Energie hängt von den internen Energiespeichern (Kondensatoren, Variation der DC-Spannung) ab. Zusätzliche Beiträge erfordern neues Regler-Design (Umstellung auf netzbildende Regelung), keine Potenziale durch bloße Änderungen der Parametrierung bekannt.
Bewertung: 0
FFR, FCR, aFRR, mFRR
Innerhalb eines Verbundnetzes keine Beiträge möglich. Beitrag im System-Split-Fall denkbar und Funktionalität verfügbar. Änderungen der Parametrierung möglich.
Bewertung: 1
Blindleistungsbereitstellung
Bereitstellung 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: 4

Blindstromstützung

Sofern durch den relevanten Netzbetreiber nicht anders vorgegeben, ist die dynamische Spannungsregelung ohne/mit Blindstromvorgabe im Mitsystem ohne Totband umzusetzen. Vermutlich im Rahmen der Anschlussregelungen parametrierbar. Durch Änderung des K-Faktors (Reduzierung) können Überspannungen nach einem Fehler vermieden werden.

Bewertung: 4

Transiente Winkelstabilität

Die Konverterstation kann bei einer schweren transienten Störung synchron zum Netz bleiben, solange der Netzwinkel bestimmt werden kann. Netzbildende Anlagen können einen Beitrag zur Stabilität leisten. Transiente Winkelstabilität ist eher eine Stabilitätsaspekt als eine Anlagenpotentiale. Zusätzliche Beiträge erfordern neues Regler-Design (Umstellung auf netzbildende Regelung), keine Potenziale durch bloße Änderungen der Parametrierung bekannt.

Bewertung: 0

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. [13]

Bewertung: 3

Aktive Dämpfung (Subsynchron)

Fähigkeit zur Dämpfung von Leistungspendelungen: Als Grundanforderung muss das HGÜ-System in der Lage sein, zur Dämpfung von Leistungspendelungen (en: Power Oscillation Damping - POD) in angeschlossenen Drehstromnetzen beizutragen. Soweit von relevanten ÜNB nichts anderes gefordert wird, muss das POD in der Lage sein, Leistungspendelungen im Bereich von 0.1 Hz bis 2.0 Hz durch Modulation der Wirkleistung (P) und/oder der Blindleistung (Q) aktiv zu dämpfen. Die Netzbedingungen, die zur Aktivierung der POD-Regelungsfunktion führen sowie Grenzwerte für den maximalen Beitrag der Regelung werden von relevanten ÜNB festgelegt. Eine manuelle Aktivierung/Deaktivierung muss dabei möglich sein. Die Einstellungen der Regelungsparameter müssen parametrierbar sein und werden zwischen dem relevanten ÜNB und dem Anschlussnehmer vereinbart. [13]

Fähigkeit zur Dämpfung subsynchroner Schwingungen: Hinsichtlich der Regelung zur Dämpfung subsynchroner Schwingungen (en: sub-synchronous oscillations - SSO) muss das HGÜ-System in der Lage sein, zur elektrischen Dämpfung von Torsionsschwingungen beizutragen. Diese Anforderung wird durch projektspezifische SSO-Studien überprüft. [13]

FuE Erfahrung: Dänische ÜNB-Energinet möchte die POD-Fähigkeit von 0.1-2.0 Hz auf 0.1-50 Hz erweitern

Bewertung: 3

Passive Dämpfung (Subsynchron)

Keine passive Dämpfung möglich.

Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)

Ein HGÜ-System darf in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber Oberschwingungen aktiv dämpfen [13]. Beispiele für aktive Dämpfung und hybrid aktive und passive Dämpfung von Schwingungen im Hochfrequenz-Bereich: siehe. [14] und [15]

Bewertung: 3.1

Passive Dämpfung (Harmonisch)

Technisch möglich, mit dem Vorteil von Zuverlässigkeit und Nachteil von zusätzlichem Energieverlust.

Bewertung: 1

4.6 Hochspannungsgleichstromübertragung Offshore

HGÜ Offshore wird eingesetzt, um elektrische Energie aus Windparks auf See an das deutsche Übertragungsnetz an Land zu übertragen. Aufgrund der großen Entfernungen zwischen den Offshore-Windparks und den Einspeisepunkten an Land sowie der hohen übertragenen Leistungen bietet die Gleichstromtechnik gegenüber Wechselstromlösungen deutliche technische und wirtschaftliche Vorteile.

Die HGÜ-Systeme bestehen dabei jeweils aus einer Konverterstation auf See, die den von den Windparks erzeugten Wechselstrom in Gleichstrom umwandelt, einer Seekabelverbindung und einer Konverterstation an Land, in der der Gleichstrom wieder in Wechselstrom transformiert und in das Verbundnetz eingespeist wird. Diese Technologie trägt wesentlich zur Integration von erneuerbarer Offshore-Windenergie in das deutsche Stromsystem bei und unterstützt die Umsetzung der Energiewende durch eine sichere und leistungsfähige Netzanbindung.

4.6.1 HGÜ Offshore Anlagenbestand

Die Bestandsanalyse zeigt eine Übersicht der heute installierten Anlagen. Die Angaben sind entsprechend der genutzten Datengrundlage gekennzeichnet.

Allgemeiner HGÜ Offshore Anlagenbestand DE [16]

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
HGÜ Offshore	9	6829	9,7	-	12.03.25

Detaillierter HGÜ Offshore Anlagenbestand DE [16]

Projekt	Leistung in MW	Inbetriebnahme	Konverter Typ (Monopol)	Betreiber
BorWin1	400	2010	VSC	TenneT
BorWin2	800	2015	VSC	TenneT
DolWin1	800	2015	VSC	TenneT
HelWin1	575	2015	VSC	TenneT
HelWin2	690	2015	VSC	TenneT
SylWin1	864	2015	VSC	TenneT
DolWin2	916	2016	VSC	TenneT
DolWin3	900	2018	VSC	TenneT
BorWin3	900	2019	VSC	TenneT
DolWin6	900	2023	VSC	TenneT
DolWin5	900	2025	VSC	TenneT

4.6.2 HGÜ Offshore Anlagenpotentiale

Verfasst von: URO	Bezeichnung Anlage: HGÜ Offshore	Technologie Netzeinspeisung: VSC, GFL
Redispatch		
Technisch möglich, bei netzfolgender Regelung müssen dem Windpark entsprechende Sollwerte übergeben werden. Wenn der Windpark mit netzbildenden Anlagen betrieben wird, werden Sollwerte der HGÜ angepasst.		
Bewertung: 3		
Inselnetzbetrieb		
HGÜ-Systeme müssen in der Lage sein, an einem Inselbetrieb teilzunehmen, wobei die Frequenzgrenzwerte und Spannungsgrenzwerte entsprechend [13] einzuhalten sind. Während des Inselbetriebs kann es technisch notwendig sein, dass HGÜ-Systeme einzelne Funktionen nicht erfüllen.		
Bewertung: 3.1		
Netz Wiederaufbau		
Da ein HGÜ-System keine Energiespeicher- oder Erzeugungsanlage darstellt, liegt grundlegend keine Schwarzstartfähigkeit vor [5]. Verfügt das Regelungssystem eines HGÜ-Umrichters über eine netzbildende Regelungsfunktion, kann eine HGÜ-Station im Netzinselnbetrieb gefahren werden, sofern über die HGÜ-Strecke Leistung aus einem Windpark übertragen werden kann. Somit sind HGÜ-Systeme in der Lage, unterstützend zum Netzwiederaufbau beizutragen [17].		
Bewertung: 0		
MomR		
Voraussetzungen dafür sind ein netzbildendes Regelungsverfahren auf der Onshore-Seite und der Windpark auf der Offshore-Seite muss das Leistungsungleichgewicht ausgleichen können. Eine Limitierung ist, dass keine Leistung von der HGÜ in den Windpark eingespeist werden darf. Als Zusatzanforderung wird die Bereitstellung von Momentanreserve auch schon in [13] beschrieben.		
Bewertung: 0		

FFR, FCR, aFRR, mFRR

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

Technisch möglich und üblich.

Bewertung: 3

Kurzschlussstrom

Technisch möglich, der maximale Kurzschlussstrom ist durch die Auslegung der Halbleiter begrenzt. Bei Bedarf kann der Beitrag zum Kurzschlussstrom begrenzt werden.

Bewertung: 4

Blindstromstützung
Technisch möglich, der relevante Netzbetreiber gibt vor, ob die dynamische Spannungsregelung mit oder ohne Blindstromvorgabe erfolgt. [13] Bei Bedarf kann der Blindstrombeitrag begrenzt werden.
Bewertung: 4
Transiente Winkelstabilität
Die HGÜ kann bei einer schweren transienten Störung synchron zum Netz bleiben, solange der Netzwinkel bestimmt werden kann. Netzbildende Anlagen könnten einen inhärenten Beitrag zur Stabilität leisten.
Bewertung: 0
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. [13]
Bewertung: 3
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Fähigkeit zur Dämpfung von Leistungspendelungen: Als Grundanforderung muss das HGÜ-System in der Lage sein, zur Dämpfung von Leistungspendelungen (en: Power Oscillation Damping - POD) in angeschlossenen Drehstromnetzen beizutragen. Soweit von relevanten ÜNB nichts anderes gefordert wird, muss das POD in der Lage sein, Leistungspendelungen im Bereich von 0.1 Hz bis 2.0 Hz durch Modulation der Wirkleistung (P) und/oder der Blindleistung (Q) aktiv zu dämpfen. Die Netzbedingungen, die zur Aktivierung der POD-Regelungsfunktion führen sowie Grenzwerte für den maximalen Beitrag der Regelung werden von relevanten ÜNB festgelegt. Eine manuelle Aktivierung/Deaktivierung muss dabei möglich sein. Die Einstellungen der Regelungsparameter müssen parametrierbar sein und werden zwischen dem relevanten ÜNB und dem Anschlussnehmer vereinbart. [13] Fähigkeit zur Dämpfung subsynchroner Schwingungen: Hinsichtlich der Regelung zur Dämpfung subsynchroner Schwingungen (en: sub-synchronous oscillations - SSO) muss das HGÜ-System in der Lage sein, zur elektrischen Dämpfung von Torsionsschwingungen beizutragen. Diese Anforderung wird durch projekt-spezifische SSO-Studien überprüft.
Bewertung: 3
Passive Dämpfung (Subsynchron)
Nicht möglich.
Bewertung: 0

Aktive Dämpfung (Harmonisch)
Ein HGÜ-System kann/darf in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber Oberschwingungen aktiv bedämpfen (DE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03). Teilweise sind Anpassungen an der Regelung in Umsetzung um im Bereich >100Hz pos. R zu erreichen.
Bewertung: 3.1
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Technisch möglich, aber nicht üblich. Aufgrund der hohen Stufenzahl der MMCs besteht die Ausgangsspannung nahezu ausschließlich aus der Grundschiwingung.
Bewertung: 1

4.7 Elektrolyse

Zurzeit spielen Elektrolyseure kaum eine Rolle im Energiesystem, deshalb sind nur wenige kleinere Anlagen bis heute ans Netz angeschlossen. Aufgrund der geringen Bedeutung gab es keine gesonderten Netzanschlussbedingungen für Elektrolyseure. Dies ändert sich durch „Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“, um dem geplanten Hochlauf der Anlagen Rechnung zu tragen. Große Anlagen werden dabei vor allem in der Nähe der Offshore-Verknüpfungspunkte installiert, sodass insb. Kurzschlussereignisse beachtenswert sind. Aufgrund des anhaltenden Lernprozesses wird es, für die ersten paar Gigawatt, Ausnahmeregelungen von den TAB geben. Darüber hinaus zeichnet sich noch kein Standard bezüglich der Technologie/Topologie der Gleichrichter als auch der Anlagenkonfiguration ab.

4.7.1 Elektrolyse Anlagenbestand

Der Anlagenbestand sowie die Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Deutschland sind ausführlich in [18] dargestellt.

4.7.2 Elektrolyse Anlagenpotentiale

Verfasst von: TUBS, UniK	Bezeichnung Anlage: Elektrolyse	Technologie Netzeinspeisung: VSC (Thyristor/IGBT/GTO)
Redispatch		
Redispatch ist technisch möglich, wird zurzeit jedoch nicht angewendet. Aufgrund der hohen Leistung der einzelnen Anlagen bieten sie ein hohes Potential für Redispatch. Bei neuen Projekten wird deshalb die Netzdienlichkeit verstärkt von Verbänden bei Ausschreibungsverfahren gefordert. Dies soll beispielsweise über Förderrichtlinien angereizt werden (Stand 03.25 aber nicht umgesetzt). Perspektivisch kann dies zum Beispiel über entsprechende Begünstigungen beim Baukostenzuschuss netzdienlicher Anlagen umgesetzt werden.		
Bewertung: 2		
Inselnetzbetrieb		
Aufgrund der elektrischen Eigenschaften eines Elektrolyseurs (Last) nicht möglich.		
Bewertung: 0		
Netz Wiederaufbau		
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		

MomR

Fähigkeit bisher nicht erforscht und nicht gefordert. Abhängig von:

- Leistungselektronik (IGBT mit GFM-Regelung → technisch möglich; Thyristor-Anlagen benötigt zusätzliche zur Momentanreserve befähigte 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: 0

FFR, FCR, aFRR, mFRR

FFR:

- Abhängigkeiten 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: [19]
- 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: 0-FFR, 2-FCR, 2&4-aFRR/mFRR

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 und ÜNB-Positionspapier nach Bedarf gefordert ist.
Bewertung: 0-Thy, 2-IGBT
Kurzschlussstrom
Vgl. Angaben bei Blindstromstützung und zusätzlich: Es kann trotz eines Kurzschlusses zu einem Wirkstrombezug kommen.
Bewertung: 0
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: 2
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: 0

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. Bei kurzen Fehlern und auch bei geringen Spannungseinbrüchen ist die Fähigkeit vorhanden. Bei längeren Spannungseinbrüchen schwierig. Problem ist immer der Prozess. Elektrotechnik kann Fehler problemlos durchfahren.
Bewertung: 2
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Zurzeit keine Anwendung bekannt. Bei entsprechender Gleichrichtertopologie und Regelung ist Potential vorhanden. Dies gilt auch für den Einsatz von FACTs. Anlage darf das Dämpfungsmaß im entsprechenden Frequenzbereich nicht verschlechtern.
Bewertung: 0-Thy, 2-IGBT
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. Stark technologieabhängig (bspw. können Thyristoren die Dämpfung verschlechtern).
Bewertung: 0-Thy, 2-IGBT
Passive Dämpfung (Harmonisch)
Zurzeit keine Anwendung bekannt. Potential vorhanden, wenn zusätzliche Filter verbaut werden, wie bei Thyristor-Topologien.
Bewertung: 1

4.8 Ladestationen (E-Mobilität)

Grundsätzlich wird zwischen unidirektionalen und bidirektionalen Ladepunkten unterschieden. Nach heutigem Stand werden unidirektionale Ladestationen am häufigsten eingesetzt. Bidirektionale Ladestationen sind heute eher selten im Einsatz. Dies ist u.a. dadurch begründet, dass bidirektionale Ladestationen teurer sind.

4.8.1 Ladestationen (E-Mobilität) Anlagenbestand

Die Bestandsanalyse zeigt eine Übersicht der heute installierten Anlagen. Die Angaben sind entsprechend der genutzten Datengrundlage gekennzeichnet. Bei nicht eindeutiger Datengrundlage wurde der entsprechende Wert nicht ermittelt *"?"* oder abgeschätzt *"≈"*. Die Ladepunkte lassen sich in öffentliche und private Ladepunkte klassifizieren. Für die öffentlichen Ladepunkte steht das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur zur Verfügung. Ein durchschnittliches Baujahr des Bestands wird anhand der Daten auf 2020 abgeschätzt.

Die Angaben zu privaten Ladepunkte beziehen sich auf nach KfW geförderte Ladeinfrastruktur an Wohngebäuden und für Flottenanwendungen. Letzteres bezieht sich somit auf gewerbliche und kommunale Ladepunkte. Wie viele Ladepunkte an Wohngebäude darüber hinaus existieren, konnte nicht ermittelt werden. Zu erwarten ist daher, dass die Anzahl an privaten Ladepunkte höher ist als hier angegeben.

Allgemeiner Ladestationen Anlagenbestand DE

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
Private Ladepunkte [20] [21]	774630	?	?	-	Ende 22
Öffentliche Ladepunkte [20]	154037	5585,7	≈ 5	-	01.12.24

Weitere Details zur historischen Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte sind [20] zu entnehmen.

Eine Übersicht zu den unterschiedlichen Leistungsklassen und deren Verteilung in gewerblich und Wohngebäude gibt die folgende Abbildung.

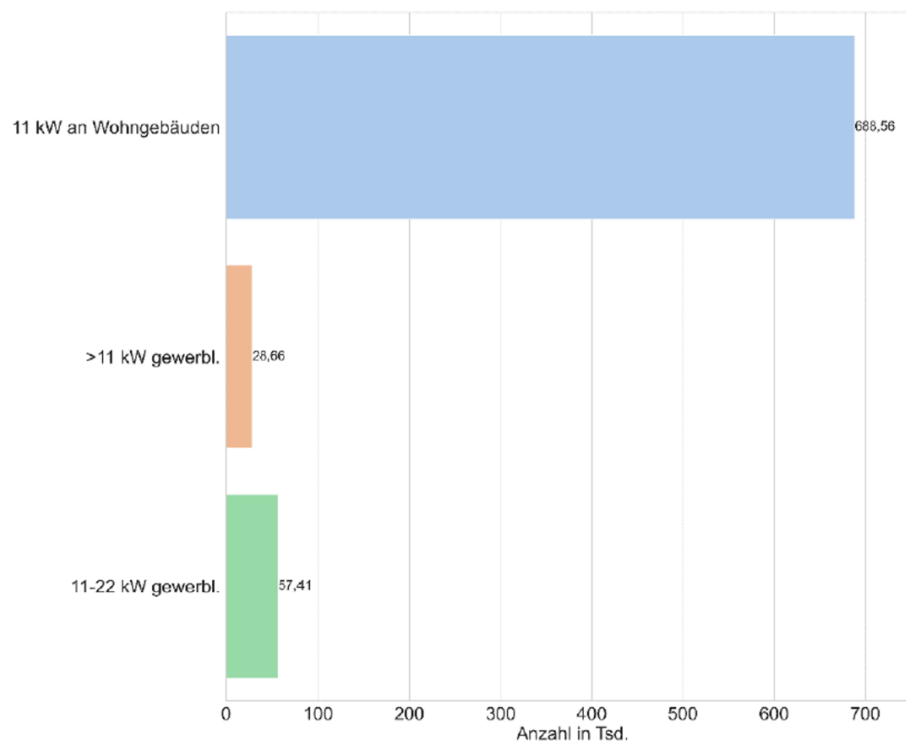


Abbildung 1: Übersicht zu den unterschiedlichen Leistungsklassen von Ladepunkten [16, 18]

Hinweis zu den unterschiedlichen Leistungsklassen von Ladepunkten: Die Ladeleistung in der ersten Kategorie (blau) beträgt immer genau 11 kW und alle Ladepunkte sind steuerbar. Die Ladeleistung der zweiten Kategorie (orange) ist kleiner als 11 kW und die Ladeleistung der dritten Kategorie (grün) liegt zwischen 11-22 kW. [21]

4.8.2 Ladestationen (E-Mobilität) Anlagenpotentiale

Verfasst von: UniK	Bezeichnung Anlage: Ladestationen (E-Mobilität)	Technologie Netzeinspeisung: Bidirektional
Redispatch Grundsätzlich wird zwischen unidirektionalen und bidirektionalen Ladepunkten unterschieden. Für bidirektionale Ladepunkte gelten die Anforderungen der VDE-AR-4105 (siehe FNN-Hinweis [22]). 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 [22]: • 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 [23]. Seitens des FNN gibt es zum Thema eine Spezifikation für die technische und prozessuale Umsetzung, die sich aktuell (März 2025) in der Kommentierungsphase befindet [24].		
Bewertung: 1		

Inselnetzbetrieb
Bidirektionale Ladepunkte müssen die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 erfüllen und tragen damit zur frequenzabhängigen Wirkleistungsregelung (bei Über- und Unterfrequenz) bei, und können somit das Wirkleistungsmanagements einer Netzinsel unterstützen. Hierbei bleibt zu berücksichtigen, dass das Lademanagement (Wirkleistungsverhalten bei Nennfrequenz) durch die Anlage bestimmt wird, sofern nicht von extern eine Wirkleistungsbegrenzung vorgegeben wird (Anmerkung: Nach VDE-AR-N 4105 wird die Systemstabilität höher priorisiert als eine mögliche Einspeisebegrenzung). Unidirektionale Ladepunkte können per externer Wirkleistungsbegrenzung (s.o.) auf eine (nahezu) konstante Leistung eingestellt werden. Dadurch vergleichmäßigt sich die Last und die Anlagen können im Inselnetz für das Leistungsmanagement herangezogen werden. Mit Ladepunkten in Inselnetzen sind in der Literatur keine Erfahrungsberichte bekannt.
Bewertung: 1
Netz Wiederaufbau
Für den eigentlichen Netzwiederaufbau (Schwarzstart) existieren aktuell aufgrund der netzfolgenden Technologie keine Potenziale. Für den Versorgungswiederaufbau gelten die stabilisierenden Maßnahmen, die bereits unter „Inselnetzbetrieb“ beschrieben wurden.
Bewertung: 0
MomR
Aktuelle Ladepunkte haben netzfolgende Technologie und stellen daher keine Momentanreserve bereit.
Bewertung: 0
FFR, FCR, aFRR, mFRR
Bidirektionale Ladepunkte müssen die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 erfüllen und tragen damit zur frequenzabhängigen Wirkleistungsregelung (bei Über- und Unterfrequenz) bei und können somit das Wirkleistungsmanagements einer Netzinsel unterstützen. Die Einschwingzeit bei Frequenzänderung beträgt max. 20 s, somit liegt die Funktionalität im Bereich zwischen FFR und FCR. Dabei ist zu beachten, dass im Gegensatz zur FCR um die Nennfrequenz ein Totband von 200mHz existiert. Über die aktuellen Anforderungen hinaus könnten sich auch unidirektionale Ladestationen an der Frequenzhaltung bei Unterfrequenz beteiligen (LFSM-U). Dazu müsste die Anforderung formuliert sein, dass die Laderegler bei Unterfrequenz die Ladeleistung reduzieren.
Bewertung: 2

Blindleistungsbereitstellung
Bidirektionale Ladepunkte müssen die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 erfüllen: Momentan größtenteils Q(U)-Regelungen, $\cos(\phi)$ (P) und fester $\cos(\phi)$ über Parametrierung auch möglich. Q(U)-Regelung ist die Defaultforderung.
Bewertung: 3
Kurzschlussstrom
Bidirektionale Ladepunkte müssen die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 erfüllen, d.h. das Durchfahren im Fehlerfall ist eine Anforderung. Im Niederspannungsnetz ist im Fehlerfall durch Anpassung der LVRT- Vorgaben keine Stromeinspeisung gefordert, daher tragen Ladepunkte nicht zum Kurzschlussstrom bei.
Bewertung: 3
Blindstromstützung
Bidirektionale Ladepunkte müssen die Anforderungen der VDE-AR-N 4105 erfüllen, d.h. das Durchfahren im Fehlerfall ist eine Anforderung. Im Niederspannungsnetz ist im Fehlerfall keine Stromeinspeisung gefordert, somit tragen sie auch nicht zur Blindstromstützung bei.
Bewertung:3
Transiente Winkelstabilität
Aktuelle Technologien sind netzfolgend. Bei spontanen Änderungen des Spannungswinkels folgt die interne Regelung (PLL) dem Referenzwinkel und die Einspeisung von Wirk- und Blindstrom bleibt nahezu konstant. Daher liefern Ladepunkte aktuell keine Potenziale zur Verbesserung der Winkelstabilität.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
s.o.
Bewertung: 3
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Das Frequenzverhalten von Anlagen wird sowohl durch die passiven Filterelemente als auch durch die Regelung bestimmt. Momentan gibt keine konkreten Anforderungen, perspektivisch wäre ein passives bzw. dämpfendes Verhalten über einen definierten Frequenzbereich wünschenswert à AG3, Roadmap Systemstabilität. Aktuell können bei auftretenden Problemen die Regelung bzw. Regelparameter fallspezifisch durch den Hersteller angepasst werden.
Bewertung: 1

Passive Dämpfung (Subsynchron)
s.o.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
s.o.
Bewertung: 1
Passive Dämpfung (Harmonisch)
s.o.
Bewertung: 1

4.9 Wärmepumpen

Wärmepumpen benötigen einen Kompressor und müssen daher über einen motorischen Antrieb verfügen. Dieser kann entweder über einen Stromrichter (Inverter) oder direkt gekoppelt (Fixed-Speed) betrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass die wenigsten Anlagen im Feld bisher über einen Umrichter angesteuert werden. Neue Anlagen hingegen werden wahrscheinlich zukünftig fast ausschließlich über einen Umrichter verfügen [32]. Der Umrichter ermöglicht theoretisch die Deckung von ausgewählten Systembedarfen.

4.9.1 Wärmepumpen Anlagenbestand

Die Bestandsanalyse zeigt eine Übersicht der heute installierten Anlagen. Die Angaben sind entsprechend der genutzten Datengrundlage gekennzeichnet. Bei nicht eindeutiger Datengrundlage wurde der entsprechende Wert nicht ermittelt *“?”* oder abgeschätzt *“≈”*. Mithilfe des Wärmepumpenatlas konnte der Bestand an Wärmepumpen analysiert werden. Hierbei sind alle BAFA geförderte Wärmepumpen enthalten. Ein durchschnittliches Baujahr des Bestands wird anhand der Daten bis Ende 2021 auf 2015 abgeschätzt.

Allgemeiner Wärmepumpen Anlagenbestand DE

Bez.	Anzahl Anlagen	Leistung (MW)	Ø Alter (Jahre)	Anmerkung	Daten-Stand
Wärmepumpen* [15,16]	249000	1500	10		Ende 21

* “Unter Berücksichtigung von Anlagen, die dem Ersatz alter Wärmepumpen dienen und Lagerbeständen, ergibt sich zum Jahreswechsel 2024/2025 ein Feldbestand von circa 1,7 Millionen installierten Heizungswärmepumpen in Deutschland [25]”

Weitere Details zur Anzahl und installierter thermischer Leistung pro Jahr und simmierter Werte BAFA-geförderter Wärmepumpen sind [26] zu entnehmen.

4.9.2 Wärmepumpen Anlagenpotentiale

Verfasst von: UniK	Bezeichnung Anlage: Wärmepumpen	Technologie Netzeinspeisung: -
Redispatch		
Ansteuerung über Netzbetreiber möglich (falls vereinbart) siehe EnWG §14a. Verbraucher, daher ‚nur‘ abregelbar oder abschaltbar. Wärmepumpen können auch über dynamische Strompreise Anreize zu einem netzdienlicheren Verhalten bekommen.		
Bewertung: 1		
Inselnetzbetrieb		
Wärmepumpen können z.B. aggregiert vom Netzbetreiber als steuerbare Verbraucher in Inselnetzen als Last eingesetzt werden.		
Bewertung: 1		
Netz Wiederaufbau		
Für den eigentlichen Netzwiederaufbau keine Potentiale. Für den Versorgungswiederaufbau gelten die stabilisierenden Maßnahmen, die bereits unter „Inselnetzbetrieb“ beschrieben wurden.		
Bewertung: 0		
MomR		
Aktuell nicht möglich. Insofern die Wärmepumpen über netzbildende Umrichter angekoppelt sind, könnten sie eine betriebspunktabhängige, unsymmetrische Momentanreserve erbringen.		
Bewertung: 0		
FFR, FCR, aFRR, mFRR		
Insofern die Wärmepumpen über Umrichter angekoppelt sind, können sie einen betriebspunktabhängigen, unsymmetrischen Einfluss auf die Netzfrequenz haben. Ansonsten kein Potential.		
Bewertung: 1		
Blindleistungsbereitstellung		
Umrichtergekoppelte Wärmepumpen: Können bei Betrieb theoretisch Blindleistung bereitstellen. Ansonsten kein Potential.		
Bewertung: 1		

Kurzschlussstrom
Kein Potential
Bewertung: 0
Blindstromstützung
Kein Potential
Bewertung: 0

Transiente Winkelstabilität

Möglicherweise Potential, wenn umrichtergekoppelt. Bei netzfolgender Technologie aber kein Potential.
Bewertung: 0
FRT, LVRT, HVRT
Sofern der Kompressorantrieb umrichtergekoppelt ist, besteht hier technisches Potenzial.
Bewertung: 1
Aktive Dämpfung (Subsynchron)
Das Frequenzverhalten von Anlagen wird sowohl durch die passiven Filterelemente als auch durch die Regelung bestimmt. Momentan gibt es keine konkreten Anforderungen. Perspektivisch wäre ein passives bzw. dämpfendes Verhalten über einen definierten Frequenzbereich wünschenswert. Aktuell können bei auftretenden Problemen die Regelung bzw. Regelparameter fallspezifisch durch den Hersteller angepasst werden.
Bewertung: 1
Passive Dämpfung (Subsynchron)
s.o.
Bewertung: 0
Aktive Dämpfung (Harmonisch)
s.o.
Bewertung: 1
Passive Dämpfung (Harmonisch)
s.o.
Bewertung: 1

5 Zusammenfassung der Potentiale heutiger Anlagen

In folgender Tabelle sind die Bewertungen (s. Kapitel 4) der Potentiale und Beiträge zur Systemstabilität von heutigen Anlagen mit netzfolgender Regelung zusammengefasst.

Legende:

0:	Kein Potential – Anlage kann technisch inhärent keinen Beitrag leisten (oder umfassende Änderungen notwendig).
1:	Potential – Anlage kann technisch inhärent Beitrag leisten (u.a. zusätzliche Analysen notwendig).
2:	Potential – Anlage kann Beitrag leisten (Befähigung und oder Änderung Richtlinien notwendig).
3:	Kein Potential – Anlage leistet Beitrag innerhalb der Richtlinien (Beitrag innerhalb Richtlinie nicht erweiterbar).
3.1:	Kein Potential – wie 3 aber Beitrag als Zusatzanforderung (Beitrag innerhalb Richtlinie nicht erweiterbar).
4:	Potential – Anlage leistet Beitrag innerhalb der Richtlinien und Beitrag ist erweiterbar.

	WEA Typ 3		WEA Typ 4		PV		Batterie- speicher		STATCOM	HGÜ Onshore	HGÜ Offshore	Elektro- lyse		Lade- station	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	3	2		1	1
Inselnetz- betrieb	0		0		0		0		3	3.1	3.1	0		1	1
Netz- wiederaufbau	0		0		0		0		0	0	0	0		0	0
MomR	1		0		0		0		0	0	0	0		0	0
FFR	2		2		2		1	2	3	1	1	0		2	1
FCR	2		2		2		3		0	1	1	2		2	1
aFRR	2		2		2		3		0	1	1	2	4	2	1
mFRR	2		2		2		3		0	1	1	2	4	2	1
Blind- leistungs- bereitstellung	4		4		4		4		3	3	3	0	2	3	1
Kurzschluss- strom	3		4		4		4		1	4	4	0		3	0
Blindstrom- stützung	3		4		2	4	2	4	3	4	4	2		3	0
Transiente Winkel- stabilität	0		0		0		0		0	0	0	0		0	0
FRT, LVRT, HVRT	2	4	2	4	2	4	3		3	3	3	2		3	1
Aktive Dämpfung Subsynchron	2		2		2		2		2	3	3	0	2	1	1
Passive Dämpfung Subsynchron	0		0		0		0		0	0	0	0		0	0
Aktive Dämpfung Harmonisch	1		2		2		2		3	3.1	3.1	0	2	1	1
Passive Dämpfung Harmonisch	3		3		3		3		1	1	1	1		1	1

6 Literaturverzeichnis

- [1] B. MARINESCU, „posytyf-h202,“ [Online]. Available: <https://posytyf-h2020.eu/>. [Zugriff am 01 2026].
- [2] N. Hatziaargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares und I. Erlich, „Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Nr. Volume: 36, Issue: 4, July 2021, pp. 3271 – 3281, 2020.
- [3] J. Quentin, „wind-energie,“ 2024. [Online]. Available: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20250115_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2024.pdf. [Zugriff am 01 2026].
- [4] Bundesnetzagentur, „Marktstammdatenregister,“ [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>. [Zugriff am 14 01 2025].
- [5] 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].
- [6] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur Statistik Erneuerbare Energien,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/artikel.html>. [Zugriff am 2025].
- [7] ISEA_RWTH, „battery-charts,“ 04 06 2025. [Online]. Available: <https://battery-charts.rwth-aachen.de..> [Zugriff am 04 06 2025].
- [8] Bundesnetzagentur, „Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045,“ 04 2025. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/250430_Genehmigung_Szenariorahmen_2025_0.pdf?utm_source=chatgpt.com, . [Zugriff am 2025 06 04].
- [9] ABB_Presse, „Abb,“ 11 02 2020. [Online]. Available: <https://new.abb.com/news/de/detail/56880/abb-setzt-innovative->

- netztechnologie-zur-unterstutzung-der-energiewende-ein. [Zugriff am 09 01 2026].
- [10] Amprion, „Amprion_Presse,“ 29 09 2020. [Online]. Available: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_27136.html. [Zugriff am 09 01 2026].
- [11] Siemens, „Siemens Statcom,“ 09 2020. [Online]. Available: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:7093b513-45db-4ff0-bbf8-b381b0dfe619/Factsheet-STATCOM-Kusenhorst-DE.pdf>. [Zugriff am 09 01 2026].
- [12] 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].
- [13] VDE-AR-N, „VDE-AR-N 4131 Anwendungsregel:2019-03,“ VDE-Verlag, 2019.
- [14] C. Zou, H. Rao, S. Xu, Y. Li, W. Li und J. Chen, „Analysis of Resonance Between a VSC-HVDC Converter and the AC Grid,“ *IEEE Transactions on Power Electronics*, Nr. Volume: 33, Issue: 12, December 2018, pp. 10157 – 10168, 2018.
- [15] K. Ji, H. Pang, Z. He, Y. Li, D. Liu und G. Tang, „Active/Passive Method-Based Hybrid High-Frequency Damping Design for MMCs,“ *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, Nr. Volume: 9, Issue: 5, October 2021, pp. 6086 – 6098, 2021.
- [16] Tennet, „Projekte Tennet,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/projekte?Seite=2&projektart=offshore>. [Zugriff am 03 12 2025].
- [17] 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.
- [18] M. Löffler, „Wasserstoff-Kompass,“ [Online]. Available: <https://www.wasserstoff-kompass.de/elektrolyse-monitor>. [Zugriff am 04 09 2025].
- [19] B. uinema, E. Adabi, P. Ayivor, G. Suárez, L. L. P. V., A. Z. A., R. Torres, v. d. M. J.L. und P. M.A.M.M. and Palensky, „Modelling of large-sized electrolyzers for real-time simulation and study of the possibility of frequency support by

- electrolysers," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Nr. Transm. Distrib., 14, pp. 1985-1992.
- [20] Bundesnetzagentur, „Ladesäulenregister," [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/E-Mobilitaet/start.html>. [Zugriff am 01 12 2024].
- [21] G. Hein, H. Becker, J. Bergsträßer und D. R. Fritz, „Analyse der Ansteuerbarkeit von elektrischen Erzeugern und Verbrauchern," 09 2024. [Online]. Available: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/analyse-der-ansteuerbarkeit-von-elektrischen-erzeugern-und-verbrauchern.pdf?__blob=publicationFile&v=5. [Zugriff am 01 2026].
- [22] 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.
- [23] 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].
- [24] 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.
- [25] „Blog.Wärmepumpe," [Online]. Available: blog.waermepumpe.de. [Zugriff am 15 05 2025].
- [26] „Wärmepumpeatlas," 2025. [Online]. Available: <https://www.waermepumpenatlas.de>. [Zugriff am 15 08 2026].
- [27] „Sysstab2030," 2026. [Online]. Available: <https://sysstab2030.de/Die-Ergebnisse/>. [Zugriff am 2026].
- [28] VDE-AR-N, *AR-N 4130 Anwendungsregel:2018-11*, VDE-Verlag, 2018.
- [29] 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].

-
- [30] VDE-AR-N, *VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2024-11*, VDE-Verlag, 2024.
- [31] VDE-AR-N, *VDE-AR-N 4110 Ber1 zur Anwendungsregel:2024-11*, VDE-Verlag, 2024.

7 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. [5]

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. [5]

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. [5], [27]

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. [5]

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. [5], [28]

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. [5], [29]

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. [28], [30], [31]

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. [27]

- 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. [28], [30], [31]

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. [5]

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. [5], [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.

Spannungstabilität

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. [27]

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. [27]

- 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. [27]

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.

8 Kontaktliste

Die Kontaktliste für AP 2.1 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	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
4.1	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
4.2	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de
4.3	Sofie Brammer	TUBS	sofie.brammer@tu-braunschweig.de
4.4	Hendrik Westphal	URO	hendrik.westphal@uni-rostock.de
4.5	Holger Becker	UniK/IEE	holger.becker@uni-kassel.de holger.becker@iee.fraunhofer.de
4.6	Hendrik Westphal	URO	hendrik.westphal@uni-rostock.de
4.7	Nils Wiese	UniK/IEE	nils.wiese@uni-kassel.de nils.wiese@iee.fraunhofer.de
4.8	Holger Becker	UniK/IEE	holger.becker@uni-kassel.de holger.becker@iee.fraunhofer.de
4.9	Holger Becker	UniK/IEE	holger.becker@uni-kassel.de holger.becker@iee.fraunhofer.de
5	Moritz Andrejewski	HTW	moritz.andrejewski@htw-berlin.de