

Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für
Erzeugungsanlagen am Mittel- und Nieder-
spannungsnetz zum Erhalt der Systemsicher-
heit bei Über- und Unterfrequenz

Endbericht

Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz

Endbericht

Von:

Ecofys Germany GmbH	Michael Döring, Dr.-Ing. Karsten Burges, Frank Hofmann
Deutsche WindGuard GmbH	Anna-Kathrin Wallasch, Gerhard Gerdes, Rainer Klosse
Becker Büttner Held	Fabian Clausen, Dr. Wieland Lehnert, Jens Vollprecht
Universität Stuttgart, IFK	Pavel Zolotarev, Joachim Lehner, Markus Maurer, Florian Gutekunst

Datum: 6. Dezember 2013

Projektnummer Auftraggeber: I C 4 - 02 08 15 - 32/12

Projektnummer Antragsteller: POWDE12265

© Ecofys 2013 beauftragt durch: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	8
1.1	Hintergrund	8
1.2	Problemstellung und Zielsetzung	10
1.3	Methodik	10
1.4	Umfang der Branchenabfrage	13
2	Hintergrund der vorliegenden Untersuchung	17
2.1	Aktueller Stand der Nachrüstung (PV)	17
2.2	Europäische Perspektive	18
3	Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen im deutschen Versorgungsnetz	20
3.1	Entwicklung der Anlagenpopulation	20
3.1.1	Windenergie	20
3.1.2	Feste Biomasse	24
3.1.3	EEG-Gas und flüssige Biobrennstoffe	26
3.1.4	Kraft-Wärme-Kopplung	27
3.1.5	Kleine Wasserkraft	29
3.2	Entwicklung technischer Richtlinien	30
3.2.1	Niederspannung	32
3.2.2	Mittelspannung	32
3.2.3	Hoch- und Höchstspannung	34
3.2.4	Konsistenz der durch die Netzbetreiber angewandten technischen Anschlussbedingungen	35
3.3	Zwischenfazit	36
4	Ableitung der betroffenen Anlagenpopulation	38
4.1	Verteilung der betroffenen Leistung nach Energieträger	39
4.2	Abgrenzung des betroffenen zum installierten Anlagenbestand	40
4.3	Verteilung der betroffenen Bestandsanlagen bei Unterfrequenz nach Inbetriebnahmejahr	41
4.4	Besonderheiten bei Windenergieanlagen, Stand der Nachrüstung nach der SDLWindV	42
4.5	Besonderheiten aufgrund der spezifischen Lebensdauer	45
5	Abschätzung des Gesamtverhaltens der Anlagenpopulation	46
5.1	Verhalten bei Unterfrequenz	50
5.2	Verhalten bei Überfrequenz	52
5.3	Zwischenfazit	52
6	Technische Lösungsvorschläge - Bewertung	54

6.1	Frequenzeinstellungen von dezentralen Erzeugungsanlagen – Nachrüstungsvarianten	54
6.1.1	Direkt von der Nachrüstung betroffene Komponenten	56
6.1.2	Umparametrieren der festen Abschaltfrequenz	57
6.1.3	Nachrüstung auf Wirkleistungsreduktionsfunktion	61
6.2	Technologie-spezifische Besonderheiten bzgl. des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz / der Lösungsvarianten	62
6.2.1	Windenergie	62
6.2.2	Feste Biomasse / KWK mit Turbinensätzen	66
6.2.3	EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe / KWK mit Motorensätzen	67
6.2.4	Kleine Wasserkraft	69
6.3	Kostenabschätzung der Nachrüstung	71
6.4	Zwischenfazit	72
7	Eingrenzung des Anlagenbestands für die Nachrüstung und Nachrüstungsumfang	73
7.1	Eingrenzung des Anlagenbestands für die Nachrüstung	73
7.2	Eingrenzung des Nachrüstungsumfangs	78
7.3	Zwischenfazit	79
8	Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des Umrüstprozesses	81
8.1	Schlussfolgerungen und Empfehlungen zur praktischen Ausgestaltung des Umrüstprozesses	81
8.2	Wirtschaftliche Auswirkungen auf Anlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Koordinierungsstelle, Stromkunden	84
8.3	Weitere Empfehlungen	85
9	Rechtliche Umsetzung und regelmäßige Evaluierung der Nachrüstung	87
9.1	Einleitung	87
9.2	Untersuchung des bestehenden Rechtsrahmens	88
9.2.1	Anlagenbegriff und Zusammenfassung von PV-Modulen	88
9.2.2	Vertragliche Umsetzung der SysStabV	91
9.2.3	Vergaberecht	92
9.2.4	Ermittlung von Nachrüstkosten	93
9.2.5	Haftung für Schäden	93
9.2.6	Durchsetzung der Pflichten der SysStabV	97
9.2.7	Zwischenergebnis: bestehender Rechtsrahmen	101
9.3	Fragestellungen bezüglich des neuen Rechtsrahmens	101
9.3.1	Verordnungsermächtigung	101
9.3.2	Anlagenbegriff	103
9.3.3	Verhältnis zu Einspeisemanagement i.S.d. § 11 Abs. 1 EEG	105
9.3.4	Nachrüstungsmaßnahmen und Kostentragung	106
9.3.5	Öffentliches Recht	109

9.3.6	Härtefallregelung	112
9.3.7	Haftung für Schäden	113
9.3.8	Durchsetzung der Nachrüstungspflichten	114
9.3.9	Zusammenfassung: wesentliche Ergebnisse zum neuen Rechtsrahmen	118
10	Literaturverzeichnis	120
11	Abbildungsverzeichnis	127
12	Tabellenverzeichnis	132
13	Anhang	134
13.1	Regionale Verteilung der Windenergieanlagen in Deutschland	134
13.2	Abschätzung der Gleichzeitigkeitsfaktoren	136
13.2.1	Quantitative Bewertung für Wind und PV	136
13.2.2	Qualitative Bewertung der Anlagentypen Biomasse, KWK, kleine Wasserkraft	138
13.3	Einfluss hoher DEA-Einspeisung auf die Netzstabilität	139
13.3.1	Grundsätzlicher Einfluss auf die Stabilität der Netzfrequenz	139
13.3.2	Auswirkungen auf den Netzbetrieb bei Großstörungen	147
13.3.3	Zwischenfazit	148
13.4	Minimierung negativer Auswirkungen hoher DEA-Einspeisung auf die Netzstabilität	149
13.4.1	Regelungstechnische Lösungsvorschläge	149
13.4.2	Quantifizierung des Nachrüstungsbedarfs	151
13.4.3	Vergleich der Lösungsvorschläge zur Nachrüstung	160
13.4.4	Fazit	163
13.5	Gewährleistung der stochastischen Gleichverteilung der festen oberen Abschaltfrequenz	165
13.6	Regelungsmöglichkeiten verschiedener Windenergiotechnologien	171
13.6.1	Direktnetzgekoppelte drehzahlstarre Windenergieanlagen	171
13.6.2	Drehzahlvariable Windenergieanlagen	172
13.6.3	Übersicht über die Aufteilung der grundlegenden Anlagenkonzepte	174
13.7	Technologie-spezifische Besonderheiten von kleinen Wasserkraftanlagen	175
13.7.1	Generatoren in kleinen Wasserkraftanlagen	175
13.7.2	Speicherkraftwerke	175
13.7.3	Laufwasserkraftwerke	176
13.7.4	Anlagenregelung und -abschaltung	176
13.8	Lebensdauer je Energieträger	178
13.9	Auswirkungen auf den Betrieb von Netzersatzanlagen im Niederspannungsnetz	179
13.10	Abschätzung des Nachrüstungsbedarfs je Energieträger	181

Abkürzungsverzeichnis

AB	Anlagenbetreiber(innen)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AWK-D	Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Deutschland
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBE	Bundesverband BioEnergie e.V.
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDW	Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerke
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
B.KWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
DSchG	Denkmalschutzgesetz
DSchPflG	Denkmalschutz- und -pflegegesetz für das Land Rheinland-Pfalz
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft e. V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb
GF	Gleichzeitigkeitsfaktor
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IFK	Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LVBW	Landesverband Bayerischer Wasserkraftwerke eG
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OWiG	Ordnungswidrigkeitengesetz
PV	Photovoltaik
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
SektVO	Sektorenverordnung

SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
TAB	Technische Anschlussbedingungen
ThürDSchG	Thüringer Denkmalschutzgesetz
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.
VSD	Vertrag mit Schutzwirkung zugunsten Dritter
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über Umweltverträglichkeitsprüfungen
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Kleine Wasserkraftanlagen
ZVEH	Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

1 Einleitung

Innerhalb der letzten Dekade hat die Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA), insbesondere aufgrund der Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK-G), stark zugenommen. Die Einspeisung dieser dezentralen Anlagen erfolgt größtenteils in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz. Durch den Zubau erlangen dezentrale Erzeugungsanlagen und das gesamte Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz mit Blick auf den Betrieb des Übertragungsnetzes.

Ergebnisse einer im Jahr 2011 abgeschlossenen Studie (Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart / Ecofys: „Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung“) haben gezeigt, dass diese dezentralen Erzeugungsanlagen eine Systemgefährdung darstellen können. Eine akute Gefährdung würde zum Beispiel durch eine großräumige Störung im europäischen Verbundnetz entstehen, falls die Netzfrequenz in bestimmten Regionen stark von 50,0 Hz abweicht (d. h. über 50,2 Hz oder unter 49,5 Hz). In einem solchen Fall würde unter bestimmten Bedingungen (hohe Solareinstrahlung oder hohes Windaufkommen) durch die automatische Abschaltung von dezentralen Bestandsanlagen die Frequenz schlagartig ansteigen bzw. sinken und könnte nicht mehr durch Gegenmaßnahmen der Netzbetreiber aufgefangen werden. Europaweite Störungen bis hin zum Blackout wären dann nicht mehr auszuschließen. Der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) räumt der Klärung dieser Fragestellungen daher mit Blick auf das europäische Verbundnetz hohe Priorität ein.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) beauftragte ein Konsortium bestehend aus Ecofys Germany GmbH, Deutsche Windguard GmbH und der Kanzlei Becker Büttner Held mit der Erarbeitung dieser Studie „Entwicklung einer Nachrüstungsstrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz zum Erhalt der Systemsicherheit bei Über- und Unterfrequenz“.

In diesem Projekt wird die Situation analysiert, die Systemrelevanz der Anschlüsse der dezentralen Energieerzeugungsanlagen untersucht und mögliche Handlungsempfehlungen werden erarbeitet. Das Projekt soll dabei das BMWi darin unterstützen, eine Verordnung zur Nachrüstung sicherheitsgefährdender DEA zu erarbeiten.

1.1 Hintergrund

Die angesprochene Studie des Konsortiums Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) der Universität Stuttgart und Ecofys beschäftigte sich hauptsächlich mit den systemgefährdenden Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf das Niederspannungsnetz und dabei im Speziellen Photovoltaikanlagen. Da Ende 2010 rund 80 %, und damit 14 GW, der photovoltaischen Erzeugungslleistung ans Niederspannungsnetz angeschlossen waren und die Photovoltaik im Vergleich sehr hohe Zubauraten von über 6 GW pro Jahr verzeichnete, ist dieses Vorgehen durchaus gerechtfertigt. Aufbauend auf den Handlungsempfehlungen der Studie von 2011 hat der Gesetzgeber ein Nachrüs-

tungsprogramm von Solarstromanlagen verabschiedet. Im Rahmen der Systemstabilitätsverordnung werden aktuell die Frequenzeinstellungen von mehr als 300.000 Photovoltaikanlagen nachgerüstet. Neben Photovoltaikanlagen sind auch alle übrigen nach EEG und KWK-G geförderten Anlagen mit Schutzeinrichtungen ausgestattet, die ein automatisches Trennen der Anlage bei Über- oder Unterfrequenz zur Folge haben. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um die Energieträger Windenergie, feste Biomasse, Kraft-Wärme-Kopplung, EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas), flüssige Biobrennstoffe und kleine Wasserkraft. Mit rund 66 % der installierten Leistung im Verteilnetz ist ein Großteil dieser Anlagen ans Mittelspannungsnetz angeschlossen. Die Entwicklung der installierten Leistung aller untersuchten EEG und KWK-G geförderten Anlagen ist in Abbildung 1-1 wiedergegeben.

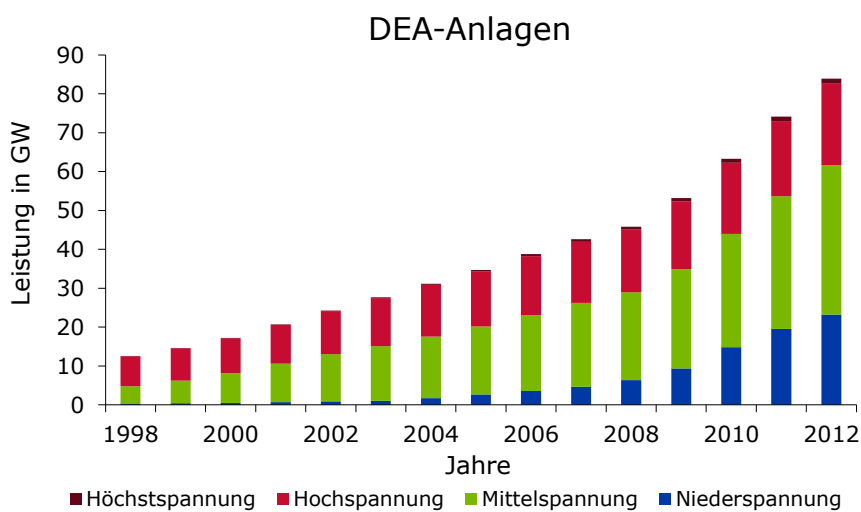


Abbildung 1-1 Entwicklung der installierten Leistung von EEG und KWK-G geförderten Anlagen in Deutschland mit einer Anlagenleistung von bis zu 100 MW_{el}, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [8, 6, 7] und Deutsche WindGuard, Stand: 31.12.2012

Die Gefährdung der Netzstabilität bei Über- oder Unterfrequenz ergibt sich vordergründig aus den geforderten Frequenzeinstellungen in den historischen technischen Anschlussrichtlinien. Bis zum Inkrafttreten der Technischen Anschlussbedingungen für die Mittelspannung des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) [2] im Jahr 2009 mussten sich Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz bei einer Frequenz von 49,5 Hz unverzüglich abschalten. Im Niederspannungsnetz sahen die Richtlinien bis zum Jahr 2012 eine Netztrennung bei 50,2 Hz vor. Erst mit der Einführung der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ galten für Neuanlagen Frequenzeinstellungen, die der Systembedeutung der DEA Rechnung tragen. Da die aktualisierten technischen Richtlinien nur für Neuanlagen gelten, ist zu überprüfen, inwieweit ein Anpassungsbedarf für Bestandsanlagen besteht.

1.2 Problemstellung und Zielsetzung

Nach aktuellen Studien zur Netzstabilität [16, 20] gefährdet die unkontrollierte Ab- und Zuschaltung von DEA beim Erreichen der Netzfrequenzen von 50,2 Hz und 49,5 Hz aufgrund der erheblichen Höhe der installierten Leistung die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Als Reaktion auf dieses Gefährdungspotential wurden erste Nachrüstungsprogramme für PV-Anlagen initiiert. Für weitere Energieträger identifizierten die Studien die grundsätzliche Notwendigkeit von Anpassungsmaßnahmen. Die weitergehende Spezifikation dieses Bedarfs ist bisher ausstehend.

Ziel des Projektes ist die genaue Ermittlung des Nachrüstungsbedarfs von bestehenden Windenergie-, festen Biomasse-, Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) und kleinen Wasserkraftanlagen sowie die Erarbeitung konkreter Nachrüstungsempfehlungen. Zu den untersuchten Anlagentypen zählen:

Windenergie (WEA) nach EEG

- Feste Biomasse nach EEG
- EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe
- KWK nach KWK-G (Anlagen bis maximal 100 MWel)
- Kleine Wasserkraft (WKA) nach EEG

Im Rahmen dieser Studie werden nur WKA bis zu einer Leistung von 5 MW untersucht, d.h. kleine Wasserkraft bedeutet hier Anlagen mit einer Leistung ≤ 5 MW.

Als Ergebnis wird eine netz- und systemtechnisch gerechtfertigte, technisch und finanziell aufwandsminimierte und politisch umsetzbare und insbesondere von Anlagenbetreibern akzeptierte Nachrüststrategie entwickelt. Übergeordnete Maßgabe ist, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auch in Zukunft jederzeit zu gewährleisten.

Es ist hierbei zu betonen, dass die angestrebte Erweiterung der Frequenzeinstellungen nicht zu häufigeren Abschaltungen führt, sondern diese ggf. verhindern soll. Die Aufweitung der zulässigen Frequenzabschaltwerte hat die Absicht, DEA bei schwierigen Netzsituationen länger am Netz zu behalten. Die Frage ist einzig, ob die jeweiligen Anlagen bei den niedrigeren bzw. höheren Frequenzen noch betrieben werden können, ansonsten sind von der Frequenzwert-Umrüstung keine technischen Nachteile zu erwarten.

1.3 Methodik

Die Entwicklung von Handlungsempfehlungen für den Nachrüstungsprozess basiert auf einer technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Bewertung. Im Ergebnis dieser stehen

- eine Abschätzung des nachzurüstenden Anlagenbestands,
- regelungstechnische Lösungsvorschläge für die nachzurüstenden Anlagen und
- eine Bewertung des bestehenden Rechtsrahmens sowie rechtliche Umsetzungsvorschläge.

Die Analyse gliedert sich wie folgt. Zuerst erfolgte eine Recherche der relevanten historischen technischen Anschlussbedingungen (TAB) für die untersuchten Anlagentypen. Ferner wurde die Entwicklung der betreffenden Anlagenpopulation auf Grundlage von öffentlichen Datenbanken und den bisherigen Arbeiten von Ecofys und der Deutschen WindGuard ausgewertet. Aus der Verschneidung der Informationen zu den TAB und zur Anlagenpopulation leitete sich der betroffene Anlagenbestand ab. Mittels einer Datenerhebung durch Ecofys und der Deutschen WindGuard konnten die einbezogenen Informationen validiert werden. Die Umfrage diente auch zur umfassenden technischen Bewertung des

Anlagenbestands und der möglichen Umrüstanforderungen. Dies erlaubte eine bessere Einschätzung der Umrüstmöglichkeiten in Abhängigkeit

- der technischen Gegebenheiten verschiedener Anlagentypen und -konzepte,
- teilweise herstellerspezifischer Besonderheiten,
- sowie der tatsächlich vorgegebenen Frequenzparameter.

Im Zuge der Befragung berücksichtigten wir die Umrüstungsprogramme nach der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) [37] und der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV). Für die Erhebung befragte das Konsortium Verbände, stichprobenartig Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber und eine repräsentative Menge an Herstellern. Neben der Validierung diente die Befragung der Bewertung von regelungstechnischen Lösungsvorschlägen für die betroffenen Anlagentypen. Im weiteren Vorgehen führte Ecofys eine Abschätzung des Gesamtverhaltens der betroffenen Anlagenpopulation auf Basis der Untersuchungen zur Netzstabilität des IFK Stuttgarts (Vgl. Anhang 13.3) und des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) [20] durch. Unter Einbeziehung der Gefahrenabschätzung und des betroffenen Anlagenbestands leiteten wir schließlich den Nachrüstungsbedarf ab. Begleitend zur Analyse des Anlagenbestands und der technischen Spezifikationen untersuchte Becker Büttner Held den rechtlichen und regulatorischen Rahmen. Das hier beschriebene Vorgehen ist in Abbildung 1-2 als Übersicht dargestellt.

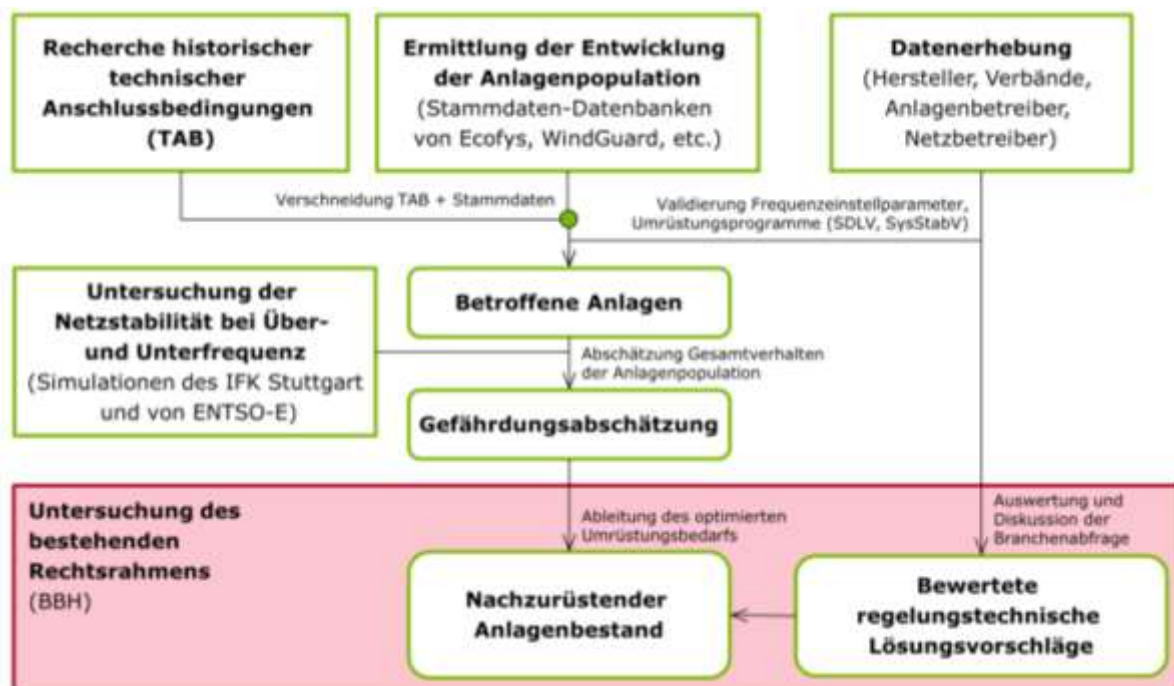


Abbildung 1-2 Übersicht der verwendeten Methodik, Quelle: Eigene Darstellung

Als eine wesentliche Voraussetzung für die realistische und valide Bewertung der technischen Lösungen und der Ermittlung des Nachrüstungsbedarfs ist eine belastbare Datenbasis notwendig. Neben der Auswertung von öffentlich verfügbaren Quellen führten Ecofys und die Deutsche WindGuard eine

umfangreiche Branchenabfrage durch. Nachfolgend sind die verwendeten Quellen und eingebundenen Akteure aufgelistet:

Veröffentlichte Daten zur Entwicklung der Anlagenpopulation

- *Datenbanken*
 - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), energymap.info, Anlagenregister aller geförderten Erzeuger nach EEG, Stand: Februar 2013, [8]
 - Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Anlagenregister aller nach dem KWK-G geförderten Erzeuger, Stand: Oktober 2012, [6]
 - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Melderegister aller PV-Anlagen seit 01.01.2009, Stand: Dezember 2012, [7]
 - Betreiber-Datenbasis (BDB), Errichtungs- und Produktionsdaten von Windanlagen in Deutschland seit 1988, Stand: Oktober 2012, [28]
 - Stammdaten-Datenbanken von Ecofys und Deutsche WindGuard
- *Weitere Veröffentlichungen*
 - Deutsches Biomasseforschungszentrum, Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 2012, [13]
 - Öko-Institut, Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 – Berichtszeitraum 2010, [29, 30]
 - Prognos AG, Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, 2011 [31]

Datenerhebung auf Basis von Interviews

- Verbände, Erstkontakt zu Interviewpartner und Arbeitsgruppen
 - Wind
 - Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA) Power Systems, Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V. (FGW)
 - Feste Biomasse
 - Fachverband Biogas, Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE)
 - KWK
 - Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK)
 - Kleine Wasserkraft
 - Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW), Arbeitsgemeinschaft Wasserkraftwerke Deutschland (AWK-D), Landesverband Bayerischer Wasserkraftwerke eG (LVBW)
 - Übergreifende Verbände
 - BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI), Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), VDMA

- Hersteller von Erzeugungsanlagen und Anlagenkomponenten (im Vergleich zu PV stellenweise stark heterogener Markt)
- Hersteller von Frequenzschutzgeräten
- Netzbetreiber
- Anlagenbetreiber

Folgende Daten wurden im Rahmen der Branchenabfrage gesammelt

- Aussagen zur Umsetzbarkeit und Kosten verschiedener Nachrüstungsoptionen für DEA-Bestandsanlagen
- Aussagen zum Stand der Umrüstung von DEA-Bestandsanlagen im Rahmen der SDLWindV und SysStabV
- Aussagen zu den historischen Vorgaben der Frequenzeinstellungen durch Netzbetreiber

1.4 Umfang der Branchenabfrage

Windenergieanlagen

Um die Frage zu klären, welche Anlagentypen für die Umrüstung auf den erweiterten Frequenzbereich geeignet sind, wurden die Hersteller der meistverbreiteten WEA in Deutschland befragt. Eine Schwierigkeit bestand in der Tatsache, dass etliche Hersteller inzwischen vom Markt verschwunden oder durch Fusionen mit anderen Unternehmen verschmolzen sind. Es wurden daher auch Wartungsfirmen befragt, die ältere Anlagentypen betreuen und ebenfalls Optimierungs- und Modifikationsmaßnahmen an diesen durchführen. Generell ist es schwierig, bei den Herstellern und Wartungsfirmen Mitarbeiter zu finden, die sich mit der Auslegung der älteren Anlagentypen auskennen und Auskunft über die Auswirkung der Umrüstung auf das Anlagenkonzept geben können. Eine Übersicht über die im Anlagenbestand vertretenen WEA-Hersteller gibt Abbildung 1-3. In dieser Aufstellung sind über 98 % der in Deutschland in den vergangenen Jahren installierten WEA vertreten. Der Rest betrifft Anlagen, die nur in geringer Stückzahl installiert wurden (ca. 0,61 GW) und nicht mehr am Markt vertreten sind. In dieser Zusammenstellung wurden Firmen, die fusioniert haben oder aufgekauft wurden, zusammengefasst (Beispiel Vestas: NEG-Micon, Micon, Nordtank, Windworld, Nedwind). Angeschrieben wurden insgesamt 14 Hersteller und Wartungsanbieter, siehe Tabelle 1-1, die allerdings – unter Einschluss auch der nicht mehr existenten, ehemaligen Firmen – 25 Anlagenhersteller repräsentieren. Aus der Zahl der angesprochenen Hersteller- und Wartungsfirmen konnten für acht Anlagenhersteller detaillierte Informationen eingeholt werden, die einen Umfang von 76,5% der installierten WEA-Kapazität betreffen, bzw. 75,0% der installierten Anlagenzahl (Stand Mitte 2012). Durch Telefonate und Emails konnten weniger detaillierte Informationen von weiteren Firmen eingeholt werden, so dass die Abfrage insgesamt 91,5% bzgl. der installierten Leistung bzw. 89,9% bzgl. der installierten Anlagenzahl repräsentiert.

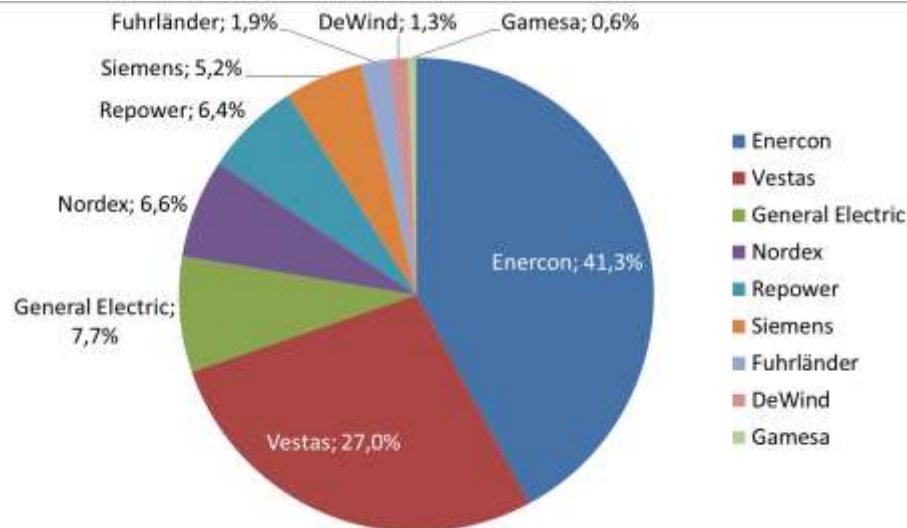


Abbildung 1-3 Verteilung der im aktuellen Anlagenbestand in Deutschland vertretenen Hersteller mit den größten Markt- bzw. Bestandsanteilen. Fusionierte Firmen sind gemeinsam aufgeführt, der Kapazitätsanteil der aufgeführten Hersteller am Gesamtbestand beträgt 98,3 %. Hersteller mit geringen installierten Leistungen sind nicht aufgeführt.

Tabelle 1-1 Übersicht zum Umfang der Befragung der Hersteller und Wartungsfirmen für WEA.

	WEA-Hersteller	Wartungsfirmen	Summe
Anzahl angeschriebener Hersteller	8	6	14
Durchgeführte Interviews (Telefon & persönlich)	7	4	11
Dateneingang erweiterter quantitativer Angaben	5	2	7

Im Bereich Windenergie ist für neue Anlagen laut SDLWindV [37] seit 2011 die Fähigkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL-Fähigkeit) in den Verteil- und Übertragungsnetzen verpflichtend, in den davor liegenden Zeiträumen auch optional möglich, siehe Abschnitt 3.2.2. WEA, die diese Fähigkeit besitzen, sind problemlos auf die geforderten erweiterten Frequenzvorgaben einstellbar bzw. bereits eingestellt.

Zur Frage, wie hoch im Bereich der Alt- und Übergangsanlagen¹ die bereits erfolgte SDL-Umrüstung ist, wurden Daten früherer Erhebungen analysiert und Befragungen bei WEA-Herstellern und Wartungsfirmen durchgeführt. Insgesamt sind in der Abfrage zur umgerüsteten Leistung Daten der in

¹ Für eine detaillierte Einordnung der Bezeichnung der WEA entsprechend der SDLWindV siehe Abschnitt 3.2.2.

Tabelle 1-1 aufgeführten Firmen eingegangen. In drei Fällen waren Annahmen zur Abschätzung der wahrscheinlich umgerüsteten Leistung notwendig, weil keine Daten vorlagen, wobei die Annahmen eher konservativ gewählt wurden.

Biomasse und Kraft-Wärme-Kopplung

Die Hersteller von fester Biomasse- und KWK-Anlagen lassen sich nach den verwendeten Technologien in zwei Gruppen unterteilen:

- Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Motoren (EEG-Gas und flüssige Biobrennstoffe und kleinere KWK)
- Anlagen mit Turbinen (feste Biomasse, größere KWK)

Ferner wurden Hersteller von Schutzgeräten für diese Anlagentypen befragt.

Tabelle 1-2 Übersicht zum Umfang der Befragung der Hersteller von BHKW, Anlagen mit Turbinen und Frequenzschutzgeräten

	BHKW-Hersteller	Turbinen-Hersteller	Frequenzschutzgeräte
Anzahl angeschriebener Hersteller	16	9	3
Durchgeführte Telefoninterviews	16	4	3
Marktanteil	rund 88 %, 9 Hersteller in Top 10	> 50 %	Keine Angaben
Dateneingang erweiterter quantitativer Angaben	5	2	Keine Angaben

Kleine Wasserkraftanlagen

Zur Untersuchung im Bereich kleine Wasserkraftanlagen wurden Wasserkraft-Verbände, Hersteller, Planer und Betreiber befragt. Vor dem Hintergrund der Einführung des im Einspeisemanagements und der Verpflichtung zum Einbau entsprechender Geräte im EEG zum 01.01.2009 und der nicht problemfreien Umsetzung vor allem bei älteren WKA äußerten sich WKA-Betreiber nur sehr zurückhaltend. Die Tatsache, dass die älteste stromerzeugende Erneuerbare-Energien-Quelle in die gesetzliche Regelung mit einbezogen wurde, gleichwohl vor dem Hintergrund der Wasserhaltung eine Abschaltung beträchtlich schwieriger als bei anderen Erzeugungsbereichen ist, hat die Branche verunsichert. Dem Einwand, dass die Erweiterung der Frequenzeinstellbereiche nicht zu einem erhöhten Abschaltisiko führt, sondern dies im Gegenteil mindern kann, wurde nicht gefolgt. Die Antworten aus dem Kreis der Betreiber grenzen sich damit auf wenige gut informierte Akteure ein.

Der Umfang der Rückmeldungen aus der Befragung beträgt für den Bereich kleine Wasserkraft daher nur drei persönliche Interviews sowie vier telefonische Interviews. Fragebögen wurden von 10 Was-

serkraftbetreibern ausgefüllt. Quantitative Angaben zu Kosten wurden von sieben Teilnehmern geäußert, die teilweise nur jeweils für einzelne WKA oder aber als Erfahrungswerte in der Branche gelten. Aufgrund der sich wiederholenden technischen Strukturen von WKA werden die Angaben als repräsentativ eingeschätzt. Aufgrund der Branchenstrukturen lässt sich keine fundierte Aussage bzgl. der Marktabdeckung treffen.

2 Hintergrund der vorliegenden Untersuchung

Die Studie zur Netzstabilität aus dem Jahr 2011 [16] zeigte eine mögliche Systemgefährdung aufgrund der Frequenzeinstellungen von DEA auf. Der Schwerpunkt der Analyse lag auf der Photovoltaik und dem deutschen Regelverbund. Als ein Ergebnis leitete die Studie einen zusätzlichen Untersuchungsbedarf für weitere Energieträger und das europäische Verbundsystem ab. Da die Netzfrequenz im europäischen Verbund synchron ist und der dezentrale Anlagenbestand aus einer Vielzahl an Anlagentypen besteht, wäre eine isolierte Betrachtung der Energieträger und betroffenen Länder nicht ausreichend. Nachfolgend werden wesentliche Aspekte des thematischen Umfelds in einem Exkurs im Überblick dargestellt.

2.1 Aktueller Stand der Nachrüstung (PV)

Im Jahr 2011 ermittelte die Studie zur Netzstabilität [16] einen Handlungsbedarf für die Nachrüstung von mehr als 300.000 PV-Anlagen bis zum 31.12.2014. Daraufhin trat am 26.07.2012 die SysStabV in Kraft, die den regulatorischen Rahmen für das Nachrüstungsprogramm bildet.

In Abbildung 2-1 ist der Nachrüstungsbedarf gestaffelt nach den drei vorgegebenen Fristen als Übersicht dargestellt. Die Nachrüstungsfrist vom 31.08.2013 wurde nach den Gesprächen mit den Netzbetreibern bei knapp 50 % der Anlagen nicht gehalten. Die Verzögerung bei der Nachrüstung der PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW beläuft sich auf wenige Monate.

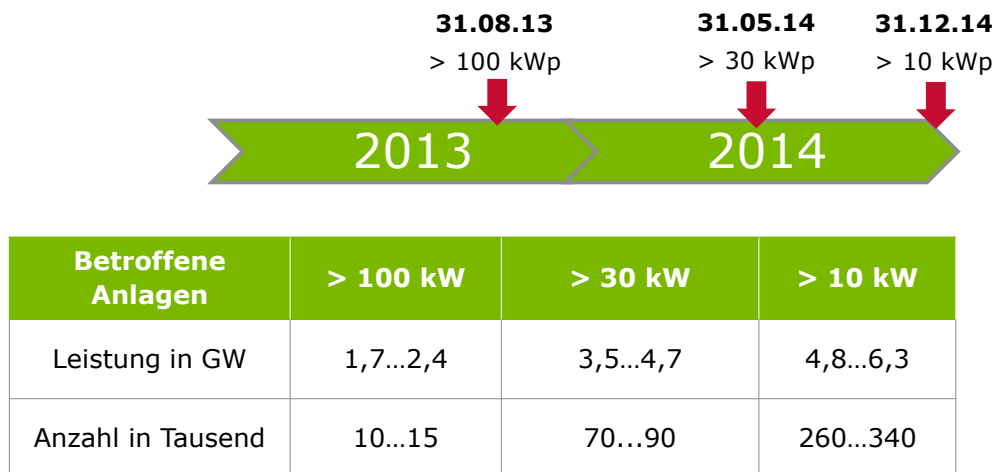


Abbildung 2-1 Übersicht zum Nachrüstungsbedarf der PV-Anlagen im Sinne der SysStabV

Nach der Erfahrung der Netzbetreiber sind u.a. folgende Herausforderungen beim aktuellen Nachrüstungsprogramm zu benennen:

- sehr schlechte Datenqualität der Abfragebögen, diese sind selten vollständig ausgefüllt → sehr hohe Aufwendungen bei der manuellen Nachbearbeitung und Kommunikation mit Anlagenbetreiber bzw. Installateur

- Aussetzung der Einspeisevergütung bei vierstelliger Zahl von Anlagenbetreibern
- Hohe Quote an Wunschinstallateuren mit hohen administrativen Aufwendungen verbunden
- Einhaltung der Fristen durch Komplexität des Prozesses sehr kritisch
- Schwer zu prognostizierende und hohe Kosten des Nachrüstungsprogramms, insbesondere administrative Kosten

2.2 Europäische Perspektive

Europäisches Verbundsystem

Die Studie zur Netzstabilität aus dem Jahr 2011 hatte bereits auch auf europäischer Ebene einen signifikanten Nachrüstbedarf identifiziert [16]. Die Ergebnisse belegten, dass auch in anderen Staaten, die Teil des kontinentaleuropäischen Synchronverbundes sind, erhebliche Erzeugungsleistungen bei Frequenzen in der Nähe von 50 Hz die Erzeugung unmittelbar einstellen. Abbildung 2-2 illustriert diesen Sachverhalt, wie er sich 2011 darstellte.

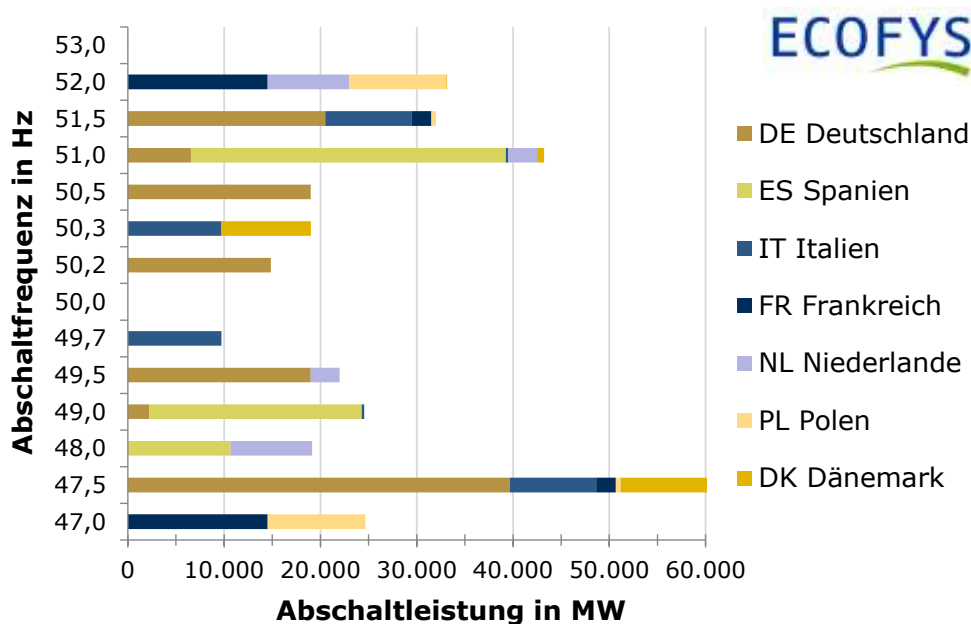


Abbildung 2-2 Verteilung der Abschaltleistung dezentraler Erzeugungseinheiten in EU-Staaten nach Ecofys-Studie von 2011 [16]

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E hat sich, nicht zuletzt infolge der in der Studie zur Netzstabilität [16] publizierten Ergebnisse, des Sachverhalts angenommen und eine Studie zur Stabilität des Systems bei Frequenzabweichungen beauftragt [20]. Mittels dynamischer Simulationen wurde abgeschätzt, welche maximale Erzeugungsleistung, zum Beispiel infolge einer Frequenzabweichung, unmittelbar abgeschaltet werden kann, ohne dass der Synchronbetrieb zusammenbricht. Im Ergebnis der Studie wird abgeschätzt, dass bei Überfrequenz ein Leistungsverlust

von maximal ca. 6 GW und bei Unterfrequenz maximal ca. 3 GW ausgeglichen werden kann. Angesichts dieser Ergebnisse und der offenkundigen Nichteinhaltung der vertretbaren Systemgrenzen hat ENTSO-E die Mitgliedsstaaten aufgefordert, sich des Problems anzunehmen und erwägt gegenwärtig eigene Initiativen zur Nachrüstung der DEA. Infolge dieser Aufforderung hat der italienische Übertragungsnetzbetreiber den Betreibern von PV-Anlagen bereits eine Anpassung der Frequenzschutzwerte auferlegt. Diese Maßnahme ist schon weitgehend umgesetzt. Parallel hat ENTSO-E die Mitgliedsstaaten aufgefordert, die Ergebnisse der vorangegangenen Studie [16] durch eigene, detailliertere Zahlen zu unterlegen. Dieser Prozess läuft gegenwärtig.

Letztlich bleibt festzustellen, dass auch die Entwicklung der rechtsverbindlichen europäischen Grid-Codes eine Handhabe für künftige Anpassungsmaßnahmen bietet. Der Network Code „Requirements for Generators“, der sich gerade im Kommitologie-Prozess befindet, sieht vor, dass in angemessenen Fällen und nach Lieferung einer Cost-Benefit-Analyse durch die Übertragungsnetzbetreiber, die Erfüllung neuer Anforderungen auch von Bestandsanlagen gefordert werden kann. Inwieweit dieser Rechtsrahmen ein geeignetes Mittel für die Bewältigung von Herausforderungen der hier beschriebenen Art darstellt, bleibt abzuwarten.

3 Entwicklung dezentraler Erzeugungsanlagen im deutschen Versorgungsnetz

3.1 Entwicklung der Anlagenpopulation

Auf Basis historischer Daten wird im Folgenden die Entwicklung der installierten Leistung der DEA dargestellt. Die Anlagen werden gesondert nach Energieträger untersucht.

- WEA nach EEG
- Feste Biomasse nach EEG
- EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe nach EEG
- KWK nach KWK-G (Anlagen bis maximal 100 MW_{el})
- WKA nach EEG

Zusätzlich wird die Verteilung der Anlagen nach Spannungsebene dargestellt. Die Ergebnisse dieser Analyse erlauben eine umfassende Einordnung der heutigen Situation und geben Hinweise auf Herausforderungen in der Frequenzhaltung.

3.1.1 Windenergie

Mit Stand 30. Juni 2012 betrug die bundesweit installierte Leistung aus Windenergie rund 30 GW, es waren 22.664 Windenergieanlagen in Betrieb. Der Windenergieausbau begann in relevantem Maße Anfang der 90er-Jahre. Im Jahr 1991 war mit Inkrafttreten des Stromeinspeisegesetzes erstmals eine Förderung für den aus Windenergieanlagen erzeugten Strom verfügbar. Die Bedingungen verbesserten sich weiter, als im Jahr 2000 das erste EEG in Kraft trat. Kurz danach, im Jahr 2002, wurde der bisher größte Zubau an Leistung aus Windenergie erreicht. Seit 2004 liegen die jährlichen Zubauraten relativ konstant im Bereich von zumeist etwa 1.500 bis 2.000 MW. In Abbildung 3-1 wird die jährlich zugebaute Leistung aus Windenergie im Zeitraum 1990 bis 1. Halbjahr 2012 mit der Verteilung auf ausgewählte Leistungsklassen aufgeführt.

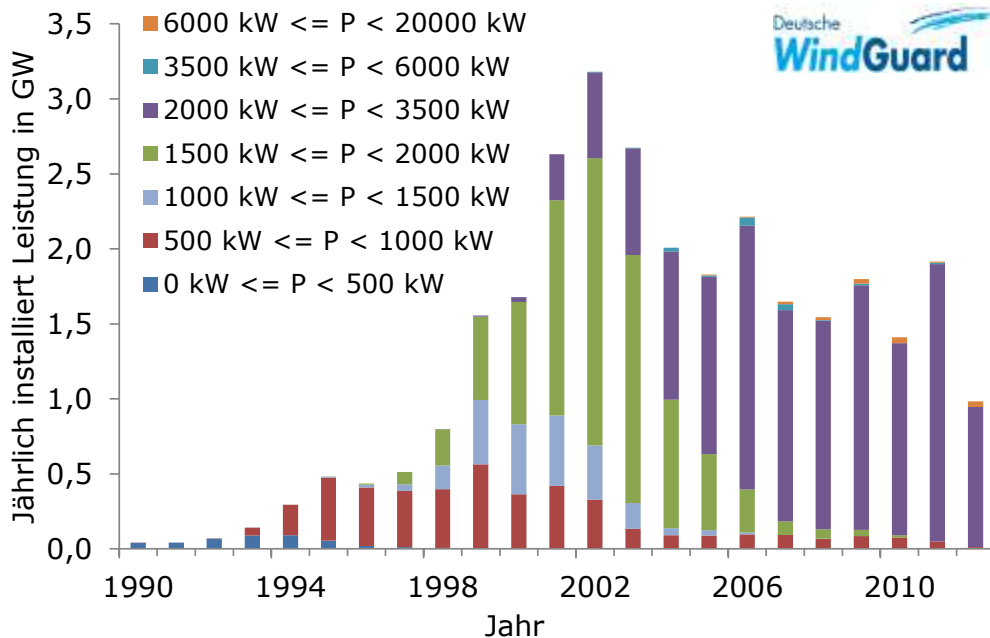


Abbildung 3-1 Entwicklung der jährlich installierten Windenergie-Leistung gegliedert nach Leistungsklassen der Anlagen (Legende Leistung in kW) bei einer gesamten installierten Leistung von 29,9 GW, Status 30.08.2012 [28]

Tabelle 3-1 Aufteilung der gesamten installierten Leistung in Deutschland auf die verschiedenen Leistungsklassen der WEA.

Leistungsklasse	< 500 kW	≥100- <1000 kW	≥1000- <1500 kW	≥1500- 2000 kW	≥2000- <3500k W	≤3500- <6000k W	≥6000k W
Installierte Leistung in GW	0,4	4,3	2,2	8,6	14,1	0,2	0,2

Verteilung der Anlagenpopulation nach Spannungsebene

Die Aufteilung der Anlagenpopulation auf die drei Spannungsebenen Niederspannung (NS) Mittelspannung (MS) und Hoch- bzw. Höchstspannung (HS / Hös) ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Die Installation auf Niederspannungsebene ist generell auf wenige 100 kW begrenzt und war daher für die Anbindung von WEA nie relevant, die gesamte angeschlossene Leistung auf dieser Ebene beträgt ca. 150 MW, siehe Tabelle 3-2. Die Kapazität der auf Mittelspannungsebenen angeschlossenen WEA beträgt 62 %, auf Hoch- und Höchstspannungsebene sind 37 % der WEA angeschlossen.

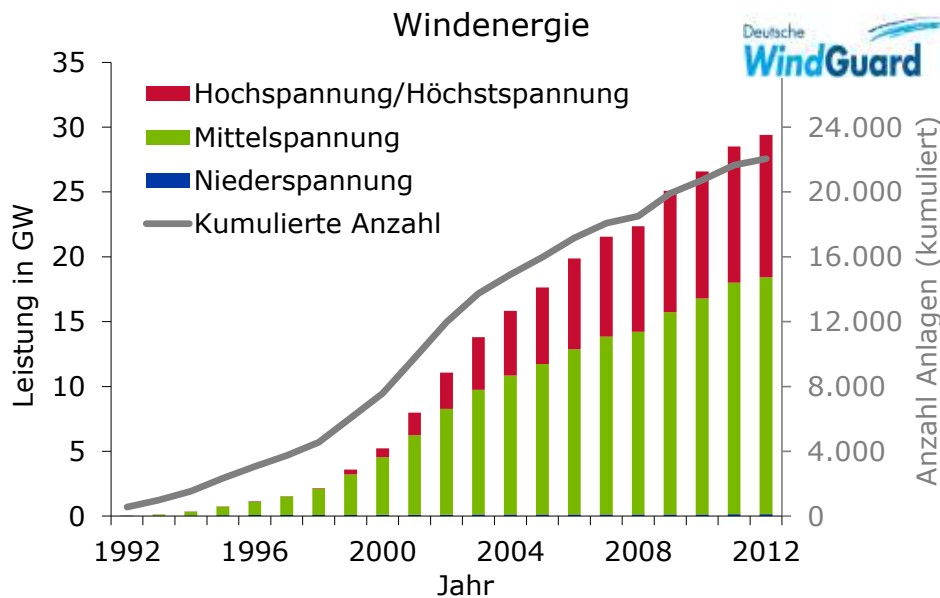


Abbildung 3-2 Kumulierte Anzahl und Leistung der in den verschiedenen Netzebenen jährlich installierten WEA

Tabelle 3-2 Anzahl und Leistung der bis 2012 installierten WEA in den verschiedenen Netzspannungsebenen

Anlagenpopulation in 2012	NS	MS	HS / HöS	Σ
Anzahl der Anlagen	1.104	14.859	6.102	22.065
Installierte Leistung in GW	0,15	18,3	11,0	29,4

Bedeutung des Repowerings von Windenergieanlagen

Seit einigen Jahren gewinnt das Thema Repowering von Windenergieanlagen in Deutschland zunehmend an Bedeutung. In Abbildung 3-1 wird die jährlich zugebaute Leistung aus Windenergie im Zeitraum 1992 bis 1. Halbjahr 2012 dargestellt [11]. Die Anlagen, die zu Beginn der Windenergieentwicklung, also vor allem in den 90er Jahren, errichtet wurden, erreichen heute ein Alter nahe ihrer technischen Lebensdauer von 20 Jahren. In den meisten Fällen ist unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten ein Abbau von Bestandsanlagen mit verhältnismäßig geringer Leistung und deren Ersatz durch moderne Anlagen mit deutlich größerem Ertragspotential am selben Standort attraktiv. Dies kann auch schon weit vor Ablauf der technischen Lebensdauer einer Anlage der Fall sein.

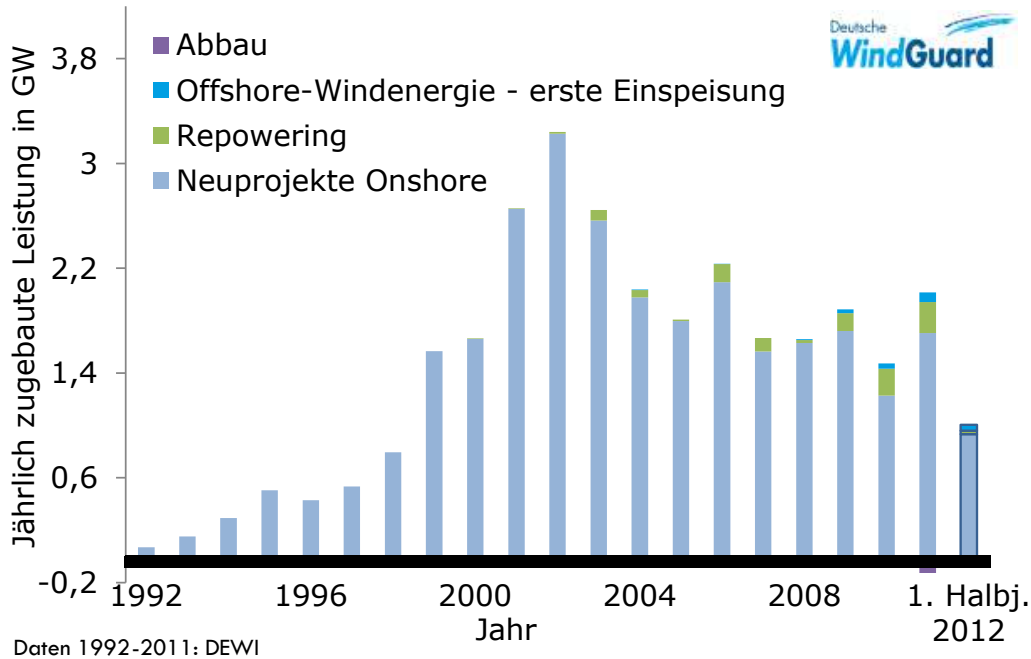


Abbildung 3-3 Entwicklung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie in Deutschland (in MW), Status 30.06.2012 [11]

Gleichzeitig sind seit mehreren Jahren im EEG Mechanismen enthalten, die einen frühzeitigeren Abbau von Altanlagen und deren Ersatz durch neue Windenergieanlagen fördern. Auf diese Weise wird die Wirtschaftlichkeit von Repowering-Projekten verbessert und das Interesse an der Umsetzung derartiger Projekte steigt.

Wenn im Rahmen eines Repowering-Projektes Neuanlagen errichtet werden, müssen diese, wie alle anderen Neuanlagen auch, die Anforderungen der SDLWindV [37] erfüllen. Bei den im gleichen Zuge abgebauten Altanlagen dürfte es sich in der Regel um Anlagen handeln, die bereits vor 2002 errichtet wurden und damit durchgängig keine Systemdienstleistungen stellen können.

Es hat sich gezeigt, dass die Datenlage im Bereich Repowering nicht befriedigend ist. In den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber sind in der Regel keine bis unzureichende Angaben zum Abbau von Altanlagen enthalten, Repowering-Projekte werden nicht definiert, sondern als herkömmliche Neuprojekte bilanziert. Datenquellen, die auf den Meldungen von Herstellern beruhen, haben Probleme, die Repowering-Daten vollständig zu erfassen. Auch hier ist davon auszugehen, dass nur ein Anteil der tatsächlich vorhandenen Repowering-Projekte erfasst werden konnte. Gründe für die Schwierigkeiten bei der Datenerhebung sind erstens, dass gemäß EEG 2009 als Repowering-Vorhaben auch solche Projekte gelten, bei denen sich die Altanlagen im benachbarten Landkreis des Neuprojektes befinden. Das bedeutet, dass im Falle einer Entkopplung von Abbau und Neuerrichtung der umsetzende Hersteller unter Umständen keine Kenntnis über die Altanlagen hat. Zweitens erfolgen zumeist der Abbau der Altanlagen sowie die Umsetzung des Neuprojektes nicht durch den Hersteller der Altanlagen, so dass der im Neuprojekt gewählte Hersteller per se nur begrenzt Kenntnis über das Altprojekt haben kann. Vollständige Information über die Höhe der Repowering-Realisierungen müssten sich theoretisch in den Datenbanken der Übertragungsnetzbetreiber befinden.

den, siehe 1.3. Leider ist aber eine Identifizierung von Repowering-Anlagen anhand des damit verknüpften EEG-Bonus nicht möglich, da die Daten diesbezüglich äußerst unvollständig sind.

Einschätzung der verwendeten Datenbasis

Die vorliegende Studie berücksichtigt für den Bereich der Windenergie den Anlagenbestand seit 01.01.1990. Dies scheint aufgrund der Tatsache, dass die typische Bemessungslebensdauer einer WEA 20 Jahre beträgt, realistisch. Für die Untersuchung der Anlagenpopulation im Bereich Windenergie wurden die Datenbank „Energymap“ der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS, 2012), der Windenergie-Betreiberdatenbank (BDB) (BDB, 2012), der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland sowie eigene Datenbestände und Informationen herangezogen.

Vollständige Information über die Erzeugungsanlagen mit Vergütungen nach dem EEG müssten sich theoretisch in den Datenbanken der Übertragungsnetzbetreiber befinden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, eine vollständige Liste aller Anlagen, die nach EEG vergütet werden, mit einem definierten EEG-Anlagenschlüssel sowie u.a. Höhe der jeweiligen EEG-Vergütungssätze, inkl. der Boni aus SDL oder Repowering, zu führen. Daten für Anlagen, die nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, sind von den Verteilnetzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln. Die Auswertung dieser Datenbestände zeigt jedoch, dass die Daten weder zeitnah noch augenscheinlich vollständig und in konsistenter Form eingetragen sind.

Problematisch ist bei der Auswertung u.a. die Einordnung nach einer unterschiedlichen Definition des Begriffs „Anlage“. Während von den meisten Netzbetreibern jede einzelne WEA als Anlage mit eigener EEG-Schlüsselnummer gewertet wird, stufen einige Verteilnetzbetreiber komplette Windparks als eine Anlage ein. Dies macht den Abgleich der Datensätze schwierig. Die Windenergie BDB weist über die Informationen der anderen Datenquellen hinaus Angaben über die installierten Anlagentypen auf, eine Information, die zur Beurteilung der SDL-Umrüstungskapazitäten wichtig ist. Allen Datensätzen ist jedoch gemein, dass die Informationen über ersetzte WEA (sog. Repowering, siehe Abschnitt 3.1.1) nicht enthalten sind. Abgeglichen wurden die Daten ebenfalls mit den halbjährigen Kapazitätsanalysen, die von den Windenergie-Verbänden veröffentlicht werden. Hier gab es geringe Abweichungen in der installierten Gesamtleistung.

3.1.2 Feste Biomasse

Als Grundlage für die Abschätzung der Anlagenpopulation der Erzeugungsanlagen mit fester Biomasse dienten die Anlagenregister der Netzbetreiber und die Daten der energymap. In diesen sind alle EEG geförderten Anlagen veröffentlicht. Für die Berechnungen und Analysen dieser Untersuchung verwenden wir eine Datenbasis mit dem Stand vom Februar 2013. [8]

Stellenweise ist die Zuordnung der Untertypenbezeichnung (feste Biomasse und Biogas) in den Anlagenregistern nicht eindeutig. Auf Basis der Erfahrung, dass die Leistungsklassen von Biogasanlagen tendenziell kleiner sind als die von Anlagen mit fester Biomasse, überprüften und korrigierten wir stellenweise manuell die Zuordnung.

Die Abschätzung der Entwicklung der Anlagenpopulation für die relevanten Spannungsebenen wird in Abbildung 3-4 wiedergegeben. Die installierte Leistung der untersuchten Anlagen ist seit 1992 von wenigen MW_{el} massiv auf 1,4 GW_{el} gestiegen. Im gleichen Zeitraum hat sich die Anzahl der Anlagen

von knapp 10 auf ca. 200 Stück erhöht. Zwischen den Jahren 1992 und 2000 stagnierte der Anlagenbestand auf einem sehr niedrigen Niveau. Erst mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 war ein signifikanter Zubau an Anlagen zu verzeichnen. Seit 2010 stagniert der Anlagenbestand wieder weitestgehend bei einer installierten Leistung von ca. 1,4 GW_{el}.

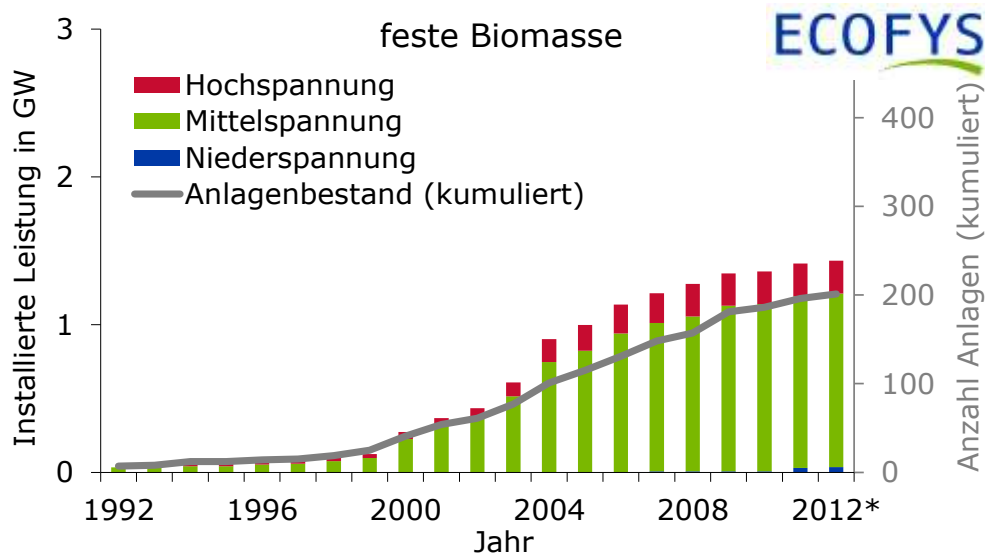


Abbildung 3-4 Entwicklung der installierten Leistung nach EEG geförderter Anlagen zur Verwertung fester Biomasse für die relevanten Spannungsebenen in Deutschland, 2012*: Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6]

Die Population der festen Biomasse zeichnet sich durch eine sehr geringe Anlagenanzahl und eine durchschnittliche Anlagenleistung von rund 7 MW_{el} aus. In der Summe stellen die Anlagen in der Mittelspannung mit einem Anteil von über 80 % den Großteil der installierten Leistung. Die Verteilung der Bestandsanlagen auf die Spannungsebenen gibt Tabelle 3-3 wieder.

Tabelle 3-3 Anlagenpopulation der untersuchten Anlagen zur Verwertung fester Biomasse, Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: [6]

Anlagenpopulation in 2012	NS	MS	HS / HöS	Σ
Anzahl der Anlagen	15	170	15	200
Installierte Leistung in GW _{el}	< 0,1	1,2	0,2	1,4

Einschätzung der verwendeten Datenbasis

Stilllegungen oder Repowering von Anlagen sind in den Anlagenregistern unterjährig nur unzureichend erfasst. Die verwendete Datenbasis entspricht dem Stand zum Jahresende und weist eine höhere Datenqualität auf. Eine Unsicherheit bei der eindeutigen Erfassung von Stilllegungen oder Repowering von Anlagen bleibt bestehen.

3.1.3 EEG-Gas und flüssige Biobrennstoffe

Analog zur festen Biomasse basiert die Abschätzung der Anlagentypen mit EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssiger Biobrennstoffe auf öffentlich verfügbaren Datenbanken mit dem Stand vom Februar 2013. [8]

Für die Unterscheidung zwischen Anlagen mit Biogas und fester Biomasse überprüften und korrigierten wir wieder stellenweise manuell die Zuordnung in den Datenbanken.

Wie in Abbildung 3-5 ersichtlich, sind Anlagen mit EEG-Gas, überwiegend Biogas, und flüssige Biobrennstoffe mit 80 % der installierten Leistung im Jahre 2012 ebenfalls vorwiegend in der Mittelspannung angesiedelt. 17 % der Leistung entfällt zudem auf die Niederspannungsebene und 3 % auf die Hochspannungsebene. Die Verteilung der Bestandsanlagen auf die Spannungsebenen im Jahr 2012 gibt Tabelle 3-3 wieder. Ein stetiger Zubau dieser Anlagentypen, insbesondere in der Mittelspannung, ist seit dem Jahr 2000 zu verzeichnen. In den Jahren 2004 bis 2011 ist die installierte Leistung signifikant von ca. 1,2 GW_{el} auf knapp 5,0 GW angewachsen. Im gleichen Zeitraum stieg die Anzahl von ca. 75 auf ca. 14.000 Anlagen an. Der Anteil der auf der Mittelspannungsebene angesiedelten Leistung wird voraussichtlich auch in Zukunft die Verteilung der Anlagenpopulation dominieren, da insbesondere Biogasanlagen typischerweise in der Nähe von Agrar- und Forstbetrieben mit entsprechenden Anschlüssen installiert werden. Allgemein stagniert jedoch seit 2011 der absolute Anlagenbestand bei ca. 5,0 GW_{el}. Abschließend charakterisiert sich die Population dieser Anlagentypen durch eine hohe Anlagenanzahl und eine niedrige durchschnittliche installierte Leistung von ca. 350 kW_{el}.

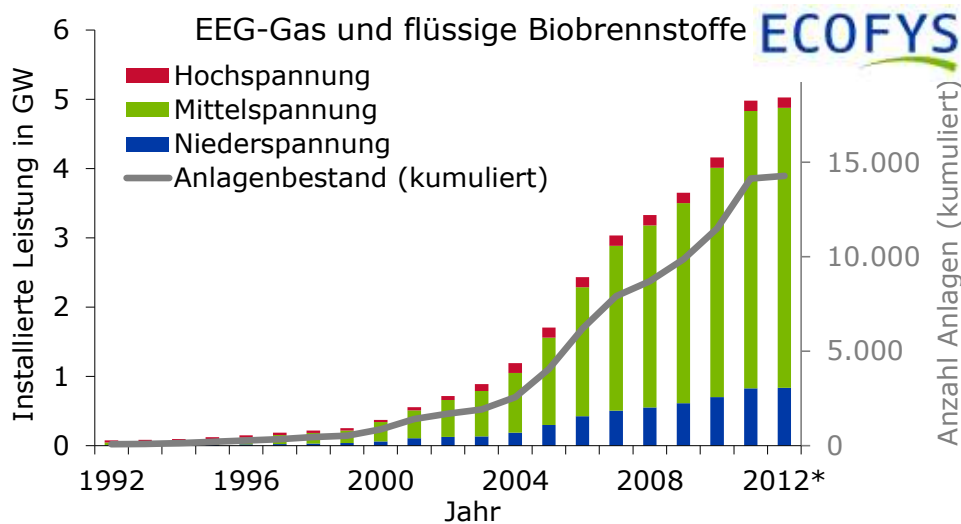


Abbildung 3-5 Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen zur Verwertung von EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssigen Biobrennstoffen für die relevanten Spannungsebenen in Deutschland, 2012*: Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6]

Tabelle 3-4 Anlagenpopulation der untersuchten Anlagen zur Verwertung von EEG-Gas (z. B. Bio-, Depo- nie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe, Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quel- le: [6]

Anlagenpopulation in 2012	NS	MS	HS / HöS	Σ
Anzahl der Anlagen	5.400	8.800	100	14.300
Installierte Leistung in GW	0,8	4,0	0,2	5,0

Einschätzung der verwendeten Datenbasis

Im Anlagenregister melden Anlagenbetreiber von Biogasanlagen stellenweise eine höhere Leistung als die tatsächlich verbaute Leistung (bis zu 20 %). Die in den Anlagenregistern ausgewiesene Leistung von Biogasanlagen kann deshalb über den Angaben von anderen Erhebungen (z. B. Branchenabfrage) liegen. Bei Biogasanlagen gibt es die Besonderheit, dass die Auslegung des Anlagenbegriffs verschieden ist. Zum Beispiel verfügt eine Biogasanlage ggf. über mehrere (Blockheizkraftwerke) BHKWs zur Stromerzeugung. Die befragten Netzbetreiber definieren den Anlagenbegriff in der Art, dass eine Anlage aus mehreren Erzeugungseinheiten bzw. Aggregaten bestehen kann. Nach der eigenen Auswertung der Anlagenregister durch Ecofys ist aber ein geringer Anteil an Anlagen aufgeführt, der nicht zusammengefasst wurde. Daraus ergibt sich eine Unschärfe im Vergleich zu anderen Studien [13], deren Daten zur Anlagenpopulation auf Branchenabfragen und nicht auf Anlagenregistern basieren. In der folgenden Untersuchung orientieren wir uns an dieser Anlagendefinition der Netzbetreiber, die die Anlagenzusammenfassung berücksichtigen. Stilllegungen oder Repowering von Anlagen sind in den Anlagenregistern unterjährig nur unzureichend erfasst. Die verwendete Datenbasis entspricht dem Stand zum Jahresende und weist eine höhere Datenqualität auf. Eine Unsicherheit bei der eindeutigen Erfassung von Stilllegungen oder Repowering von Anlagen bleibt bestehen.

3.1.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Zur Analyse von KWK-Anlagen verwenden wir anlagenscharfe Daten des BAFA. Dieses Anlagenregister beinhaltet alle nach dem KWK-G geförderten Erzeuger (rund 35.000 Anlagen). In den veröffentlichten Anlagenregistern der Übertragungsnetzbetreiber wird dieser Anlagentyp bisher nicht erfasst. Für die Berechnungen und Analysen dieser Untersuchung verwenden wir eine Datenbasis mit dem Stand vom Oktober 2012. [6]

Die Abschätzung der Entwicklung der KWK-G-geförderten Anlagenpopulation für die relevanten Spannungsebenen wird in Abbildung 3-6 wiedergegeben. Da in den BAFA Daten keine Spannungsebene ausgewiesen ist, erfolgt die Zuordnung einer jeden Anlage auf Basis eigener Annahmen². Anlagen in der Höchstspannung werden in der weiteren Analyse nicht berücksichtigt, da die technischen Richtlinien bereits seit langem den Anforderungen entsprechen (Vgl. Abschnitt 3.2.3). Die installierte Leis-

² Eigene Annahmen: Niederspannung: Anlagenleistung bis 250 kW_{el}, Mittelspannung: Anlagenleistung größer als 250kW_{el} und bis 10 MW_{el}, Hochspannung: Anlagenleistung größer als 10 MW_{el} und bis 100 MW_{el}, Höchstspannung: Anlagenleistung größer als 100 MW_{el}

Die durchschnittliche Anlagengröße der untersuchten Anlagen ist seit 1992 um 80 % von rund 7 auf 12 GW_{el} gestiegen. Im gleichen Zeitraum hat sich die Zahl der KWK-Anlagen um rund 34.000 auf 34.800 erhöht. Folglich ist die durchschnittliche Anlagengröße deutlich von 8,75 auf 0,3 MW_{el} gesunken.

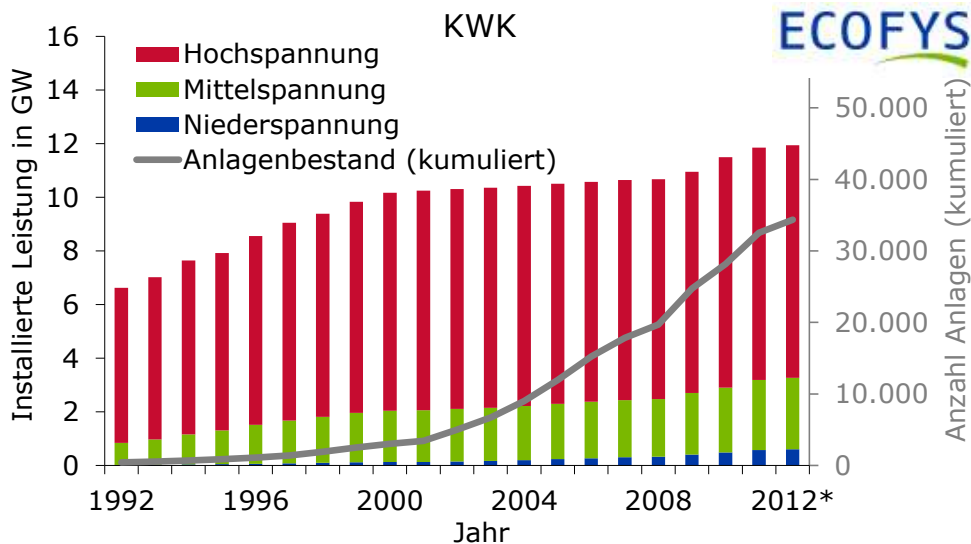


Abbildung 3-6 Entwicklung der installierten Leistung von KWK-G geförderten Anlagen für die relevanten Spannungsebenen in Deutschland, 2012*: Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6]

Tabelle 3-5 Anlagenpopulation der untersuchten, nach dem KWK-G geförderten Anlagen, Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: [6]

KWK Anlagenpopulation	NS	MS	HS	Σ
Anzahl der Anlagen	33.000	1.500	300	34.800
Installierte Leistung in GW _{el}	0,6	2,7	8,7	10,9

Der Trend zu DEA schlägt sich vor allem im massiven Anstieg der Anlagenzahl nieder. Die Verteilung der Leistung auf die einzelnen Spannungsebenen hat sich grundsätzlich nicht geändert. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass es sich bei den Anlagen im Verteilungsnetz um Anlagen sehr kleiner Leistungsklassen handelt. In der Summe stellen die Anlagen in der Hochspannung einen Großteil der installierten Leistung, aber eine sehr geringe Anlagenzahl. In der Mittel- und Niederspannung sind derzeit knapp 30 % der Leistung installiert, die aber gut 99 % der Anlagenzahl stellen.

Einschätzung der verwendeten Datenbasis

Obwohl sich die ermittelten Werte mit anderen Studien decken [31, 29, 30], sind folgende Einschränkungen der Datenbasis zu berücksichtigen. Nicht geförderte oder stillgelegte Anlagen sind in dem BAFA-Register nicht erfasst. Da der wirtschaftliche Betrieb einer Anlage in dem betrachteten Leis-

tungssegment ohne Förderung zu bezweifeln ist, vernachlässigen wir diesen Anteil in der weiteren Betrachtung. Stilllegungen und Repowering berücksichtigen wir in Kapitel 4 in geeigneter Weise, insbesondere aufgrund der relativ geringen Lebensdauer von BHKW-Anlagen oder dem aktuellen Marktumfeld für Gaskraftwerke.

3.1.5 Kleine Wasserkraft

Eine grundlegend besondere Situation ergibt sich bei der kleinen Wasserkraft durch die Tatsache, dass heute noch Anlagen betrieben werden, die bereits zwei Jahrhundertwenden überstanden haben. Entsprechend alt ist zum Teil die verwendete Technologie. Es wurden in der Regel bei vielen alten WKA Erneuerungen in Teilen der Anlagentechnik realisiert, doch leider gibt es über diese Maßnahmen keine allgemein verfügbaren Informationen. Man kann davon ausgehen dass in fast allen Anlagen Steuerungen modernisiert wurden; wann dies geschah und auf welchem technischen Stand die Anlagen sind ist nicht erfassbar. Dass der aktuelle Zustand der Anlagensteuerungen nicht bekannt ist, erschwert es, Aussagen zu den Umrüstmöglichkeiten zu treffen. Das in den Datenbanken angegebene Anlagenalter definiert sich vermutlich teilweise nach Baujahr und teilweise nach Modernisierungs-/Erneuerungsjahr, falls eine umfassende Erneuerung bzw. Wieder-Inbetriebnahme stattgefunden hat. Eine weitere Erschwernis ergibt sich durch die Tatsache, dass anders als z.B. in der Windenergie in der Regel nicht komplette Wasserkraftanlagen von einem Hersteller eingekauft werden, sondern dass diese aus den Komponenten verschiedener Hersteller zusammengestellt und auf das jeweilige Projekt abgestimmt wurden. Anders als in den anderen Erneuerbaren Technologien muss eine WKA sehr speziell und exakt auf die Bedingungen vor Ort ausgelegt werden. Dies betrifft nicht nur die Ausrichtung der baulichen Anlagenteile auf die Gegebenheiten vor Ort, sondern speziell auch die hydrographischen und hydrologischen Bedingungen sowie die sich aus natur- und wasserschutzrechtlichen Vorgaben ergebenden Anforderungen. Entsprechend schwierig gestaltet sich die Auswertung der erhobenen Daten.

Die Interviews wurden daher nicht nur mit Verbänden, sondern auch mit Betreibern von WKA geführt, und es wurden exemplarisch Anlagen besucht, um Informationen über die Bandbreite der vorhandenen Installationen zu erhalten.

Eine Übersicht über die in den Jahren seit 1990 installierten WKA, gegliedert nach drei Spannungsebenen, gibt Abbildung 3-7 wieder. Die vor 1990 aufgebauten Anlagen sind ebenfalls erfasst. In Tabelle 3-6 sind zusätzlich die Anzahl und mittlere Leistung je Anlagenklasse genannt. Die Zahl der auf Niederspannungsebene angebundnen Anlagen ist mit 5.818 Einheiten hoch, bei einer mittleren Anlagenleistung von 50 kW ergibt sich aber dennoch ein niedriges Potential von 0,29 GW.

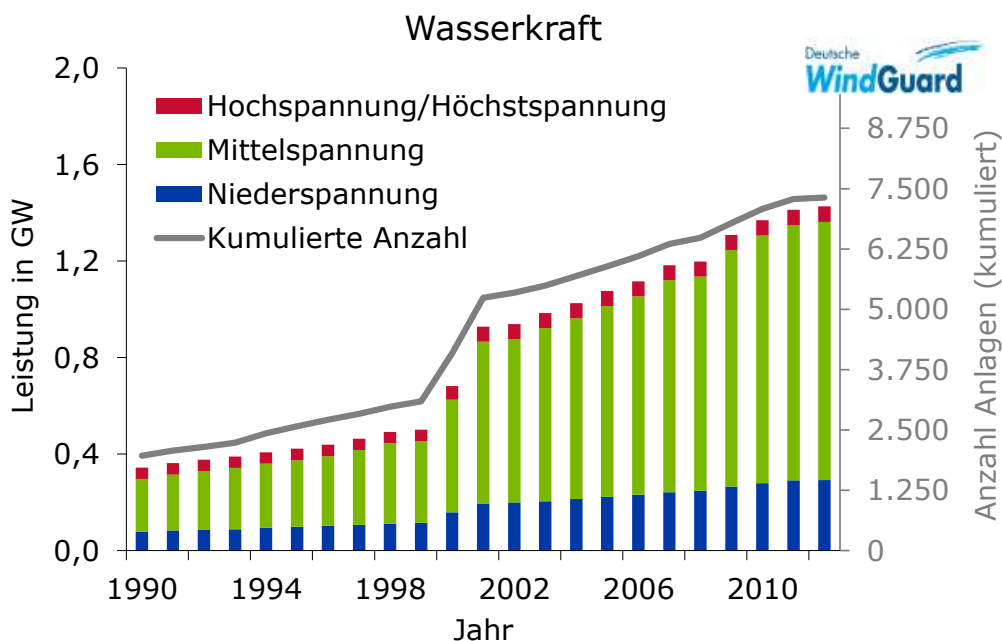


Abbildung 3-7 Kumulierte Anzahl und Leistung der in den verschiedenen Netzebenen jährlich installierten Wasserkraftanlagen, Quelle: [8]

Tabelle 3-6 Anzahl und Leistung der bis 2012 installierten WKA in den verschiedenen Netzspannungsebenen.

Anlagenpopulation in 2012	NS	MS	HS / HöS	Σ
Anzahl der Anlagen	5.818	1.469	29	7.316
Installierte Leistung in GW	0,29	1,07	0,06	1,43

Einschätzung der verwendeten Datenbasis

Zur Untersuchung der Anlagenpopulation im Bereich Wasserkraftanlagen (WKA) wurden die Datenbanken der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie [8] sowie der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland herangezogen. Darüber hinaus sind kaum zusammenhängende, schlüssige Datensätze zu erhalten. Stilllegungen oder Repowering von Anlagen sind in den Anlagenregistern unterjährig nur unzureichend erfasst. Die verwendete Datenbasis entspricht dem Stand zum Jahresende und weist eine höhere Datenqualität auf. Eine Unsicherheit bei der eindeutigen Erfassung von Stilllegungen oder Repowering von Anlagen bleibt bestehen.

3.2 Entwicklung technischer Richtlinien

Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind gemäß § 19 EnWG verpflichtet, verschiedene TAB für Stromerzeugungsanlagen vorzugeben und zu veröffentlichen. Die TAB für DEA wurden einge-

führt, um die Versorgungssicherheit und die Verbesserung der Netzintegration zu gewährleisten. In den Anschlussbedingungen regeln die Netzbetreiber die technischen Mindestanforderungen für die Auslegung und den Betrieb von den in ihrem Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der betroffenen Spannungsebene. Die Richtlinien enthalten auch die Spezifikationen für die Abschaltkriterien der DEA bei Unter- und Überfrequenz. In den historischen Richtlinien für die Verteilnetze lag der Schwerpunkt auf der sicheren Netztrennung von DEA bei Wartungsarbeiten und auf der Vermeidung von Inselbildung. Um dies sicherzustellen, verlangten die Netzanschlussrichtlinien in der Vergangenheit die Trennung von Erzeugungsanlagen nahe der Nennfrequenz von 50,0 Hz. Eine direkte Verantwortung für die Frequenzhaltung tragen die Verteilnetzbetreiber nicht. Im Rahmen des Zubaus an DEA erfolgte eine sukzessive Anpassung und Erweiterung von systemtechnischen Anforderungen der TAB. Geänderte Regelungen betreffen beispielsweise die Spannungshaltung, das Verhalten im Fehlerfall, die Frequenzhaltung oder den Versorgungswiederaufbau. Der Netzstabilität dienen somit erst die Frequenzeinstellungen aktueller Richtlinien, frequenzabhängige Leistungsreduktion sowie Abschaltwerte von 47,5 und 51,5 Hz. Die Entwicklung der geforderten Frequenzeinstellungen stellt Abbildung 3-8 am Beispiel der Nieder- und Mittelspannung grafisch dar.

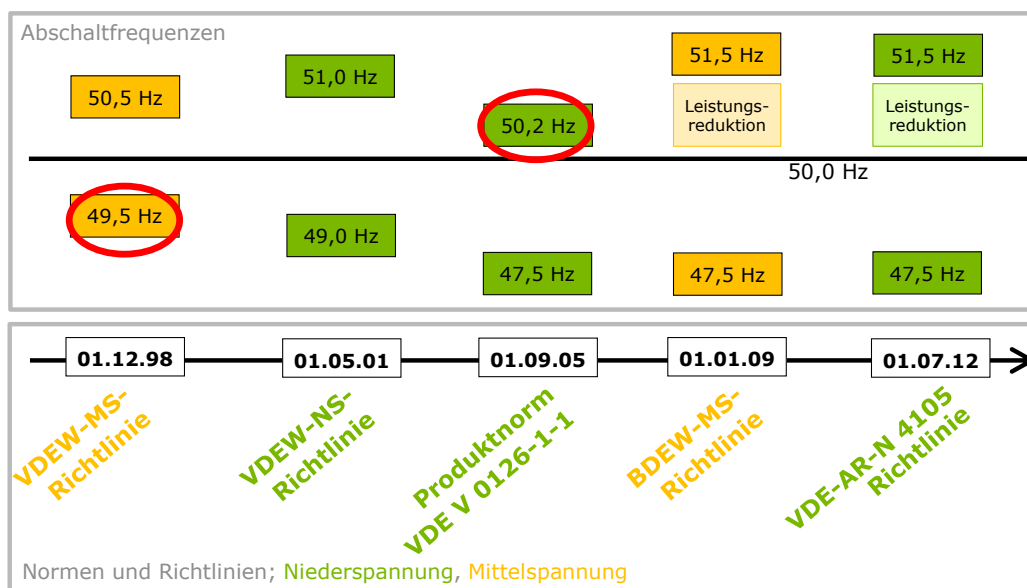


Abbildung 3-8 Überblick zur Entwicklung der technischen Anschlussbedingungen für die Nieder- und Mittelspannung, Quelle: Eigene Darstellung

Ein Überblick zu den TAB der einzelnen Spannungsebenen erfolgt in den folgenden Abschnitten. Hierbei fokussiert sich die Analyse auf die Spannungsebenen des Verteilnetzes, die Hoch-, Mittel- und Niederspannung. Die untersuchten DEA sind nahezu ausschließlich in den genannten Spannungsebenen angeschlossen. In Einzelfällen können größere Windparks direkt mit dem Höchstspannungsnetz verbunden sein. Die Höchstspannung liegt aber nicht im Fokus der Studie, da die direkte Verantwortung für die Frequenzhaltung seit jeher bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt.

3.2.1 Niederspannung

Die bis Ende 2011 gültigen technischen Richtlinien und Normen für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz trugen der aktuellen Entwicklung des Zubaus DEA (Vgl. Abbildung 1-1) bislang nicht ausreichend Rechnung. Bei der in den Jahren 2005 / 2006 eingeführten Gerätenorm DIN VDE V 0126-1-1 mussten sich Erzeugungsanlagen im Niederspannungsbereich bei einer Frequenz von 50,2 Hz unverzüglich (d. h. innerhalb von 200 ms) abschalten. Eine frequenzabhängige Leistungsreduktion bei Überfrequenz und eine untere Abschaltfrequenz von 47,5 Hz schreibt verpflichtend die neue VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ vor, die seit dem 1. August 2011 für alle DEA gilt. Die Anforderungen an die Frequenzeinstellungen nach der aktuell gültigen Anwendungsregel sind in Abbildung 3-9 wiedergegeben. Als Übergangsregelung konnte für PV-Neuanlagen bis zum 1. Januar 2012 und für alle weiteren DEA bis zum 1. Juli 2012 noch die Produktnorm DIN VDE V 0126- 1-1 angewandt werden. Für die entsprechenden Bestandsanlagen vor dem 1. Januar bzw. 1. Juli 2012 sind die neuen Anforderungen bisher nicht verpflichtend. Für die Auswertung der Stammdaten der ÜNB wird daher der Bezugszeitpunkt 1. Juli 2012 gewählt.

Auch die VDE-AR-N 4105 spezifiziert allerdings noch nicht abschließend die Mindestbetriebsdauer bei Unterfrequenz, die zulässige Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz und das gewünschte Wiederzuschaltverhalten.

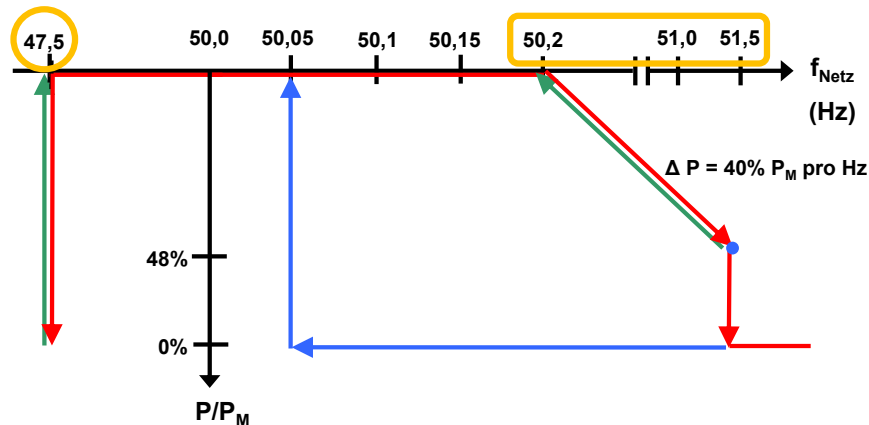


Abbildung 3-9 Anforderungen an die Frequenzeinstellung von Erzeugungsanlagen in der Niederspannung, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [22]

3.2.2 Mittelspannung

Im Jahr 1998 wurden mit der Mittelspannungsrichtlinie des Verbands der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW) erstmals in Deutschland Anforderungen an den Netzanschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz festgeschrieben. Ein Kernelement der Richtlinie war der Entkopplungsschutz zur Trennung der Eigenerzeugungsanlage bei Frequenzen von 49,5 und 50,5 Hz. Durch den Zubau an DEA (Vgl. Abbildung 1-1) erlangten diese Anlagen und das gesamte Verteilungsnetz eine zunehmende Systemrelevanz für den Betrieb des Übertragungsnetzes. Um dieser Entwick-

lung Rechnung zu tragen, wurden 2008 mit der technischen Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz" (BDEW, Juni 2008 einschließlich Ergänzung vom 15. Februar 2011) entsprechende Änderungen vorgenommen und erste systemtechnische Anforderungen festgelegt, z. B. die sog. dynamische Netzstützung und Frequenzstützung bzw. frequenzabhängige Leistungsreduktion bei Überfrequenz. Insbesondere müssen alle Neuanlagen, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, ab dem 1. Januar 2009 bei einer Überfrequenz ab 50,2 Hz die Leistung mit einem Gradienten von 40 % je Hz verringern und bei einer Frequenz über 51,5 Hz jede Einspeisung einstellen. Umgekehrt dürfen sich Erzeugungsanlagen bei Unterfrequenz erst bei Unterschreiten eines Wertes von 47,5 Hz (automatisch) vom Netz trennen. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind, ist diese Anforderung bisher nicht verpflichtend. Die Branchenabfrage hat ergeben, dass die Einhaltung der BDEW MS-RL 08 erst mit der Einführung der Zertifizierungspflicht als in vollem Umfang gesichert angenommen werden kann. Nach den Aussagen der Hersteller erfolgte aber die zuverlässige Implementierung des geforderten Abschaltverhaltens bei Unter- und Überfrequenz bereits kurz nach der Einführung der Richtlinie.

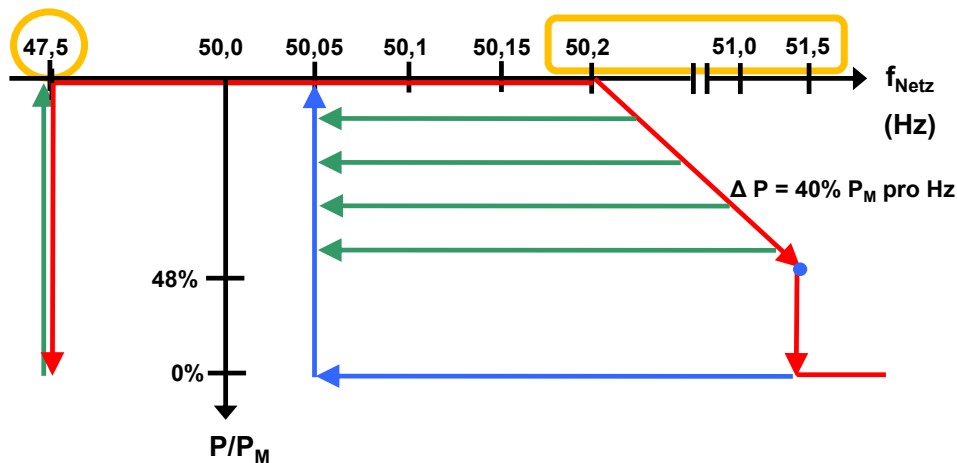


Abbildung 3-10 Anforderungen an die Frequenzeinstellung von Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [2]

Besonderheiten im Rahmen der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen

Für Windenergieanlagen gilt die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen vom 3. Juli 2009 mit der letzten Änderung vom 28.07.2011 [37]. Darin werden die technischen und betrieblichen Vorgaben nach § 6 Absatz 5 EEG 2009 und die Anforderungen nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 des EEG 2009 zum Erhalt des Systemdienstleistungs-Bonus geregelt. In Bezug auf das Frequenzverhalten als Systemdienstleistung wird in der SDLWindV zwischen Anlagen mit Inbetriebnahmen zwischen dem 31.12.2001 und 01.01.2009, den sogenannten Alten Windenergieanlagen und Anlagen, die nach dem 31.12.2008 in Betrieb genommen wurden, unterschieden. Während für die zuletzt genannte Gruppe die oben bereits beschriebenen Anforderungen der BDEW MS RL 08 gelten, wird für die Alten Windenergieanlagen das Frequenzverhalten in der Anlage 3 der SDLWindV geregelt.

Demnach ist eine Trennung vom Netz bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51 Hz nicht erlaubt. Oberhalb von 50,2 Hz und unterhalb 51 Hz sowie bei einer verfügbaren Leistung ≥ 50 % der installierten Leistung muss die Leistung mit einem Gradienten von 40 % je Hz abgesenkt werden. Zwischen 51 Hz und 51,5 Hz erfolgt ein gestaffeltes Ausschalten, so dass bei 51,5 Hz alle Erzeugungseinheiten vom Netz getrennt sind. Diese Anforderung gilt für Windenergieanlagen, die an das Mittel- oder auch Hochspannungsnetz angeschlossen sind/werden.

Alle nach SDLWindV umgerüsteten WEA erfüllen demnach die Anforderungen der erweiterten Frequenzeinstellung. WEA, die nach dem 30.06.2011 in Betrieb genommen wurden (siehe Tabelle 3-7), müssen im Rahmen dieser Untersuchung nicht betrachtet werden. Anlagen mit Errichtung zwischen dem 31.12.2001 und dem 30.06.2011 müssen erfasst werden, wenn sie nicht umgerüstet wurden. Der Stand der Umrüstung der Alt- und Übergangsanlagen wurde in den Umfragen und Interviews bei WEA-Herstellern und Wartungsdienstleistern erfragt. Das Ergebnis dieser Befragung ist mit Unsicherheiten behaftet, die Größenordnung der Umrüstung ist aber plausibel.

Tabelle 3-7 Einordnung der WEA nach Inbetriebnahmedatum entsprechend SDLWindV

Bezeichnung	SDL-Einrichtung	Zeitraum der Inbetriebnahme
Alt-/Bestands-WEA:	optional	31.12.2001 bis 01.01.2009
Übergangs-WEA I: (Nachreichung Gutachten)	optional	31.12.2008 bis 31.03.2011
Übergangs-WEA II:	optional	31.03.2011 bis 30.06.2011
Neu-WEA	verpflichtend	ab 30.06.2011

Ausblick

Aktuell überarbeitet das Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) die Richtlinien für die Mittelspannung. Mit der VDE-AR-N 4110 werden die technischen Anschlussbedingungen in Form einer Anwendungsregel festgelegt. Mit der Veröffentlichung im Jahr 2014 oder 2015 wird die neue Anwendungsregel die BDEW MS-RL 08 ablösen. Anpassungen sind in Bezug auf das Abschaltverhalten bei der Ausgestaltung der Wirkleistungsreduktionskennlinie angedacht. Im Gegensatz zur Kennlinie der BDEW MS-RL 08 mit Hysterese (Vgl. Abbildung 3-10) wird eine Kennlinie ohne Hysterese in Anlehnung an die VDE-AR-N 4105 bevorzugt (Vgl. Abbildung 3-9). Weiterhin unklar ist die Entwicklung der Anforderungen in der Mittelspannung an eine Leistungsreduktion bei Unterfrequenz. Derzeit gibt es hierzu keine klaren Spezifikationen.

3.2.3 Hoch- und Höchstspannung

Zur Regelung für den Anschluss und den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz wurden bereits 1998 von der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG), dem Ver-

band der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die ersten Regelwerke veröffentlicht. Im Transmission Code 2003 [5], vom Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) im August 2003 veröffentlicht, werden erstmals Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit regenerativen Energiequellen gestellt. Im Transmission Code 2007 [4] werden erweiterte Anforderungen definiert.

Bereits im Transmission Code 2003 wird bei Unterfrequenz eine Trennung der Erzeugungseinheit vom Netz erst bei Unterschreiten eines Wertes $< 47,5$ Hz gestattet. In Transmission Code 2007 wird diese Forderung auch auf die Überfrequenzen erweitert, bei „Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz auf Grund der Frequenzabweichung gegenüber 50 Hz nicht zulässig“.

Bezüglich des Frequenzverhaltens wird gefordert, dass beim Überschreiten von 50,25 Hz die abgegebene Wirkleistung kontinuierlich zu reduzieren ist, bis sie bei 51,5 Hz Null wird. In der Weiterentwicklung, mit der Veröffentlichung des TransmissionCode 2007 im August 2007, wurde dann das in die BDEW MS RL 08 übernommene Verfahren der Wirkleistungsreduzierung bei Überschreitung von 50,2Hz und Hysterese-Funktion gefordert.

Ausblick

Im November 2012 wurde vom VDE der Entwurf der Anwendungsregel VDE-AR-N 4120 zur Kommentierung herausgegeben. Mit der VDE-AR-N 4120 werden die technischen Anschlussbedingungen in Form einer Anwendungsregel festgelegt. Mit der Veröffentlichung wird die neue Anwendungsregel TC2007 ablösen. Anpassungen sind in Bezug auf das Abschaltverhalten bei der Ausgestaltung der Wirkleistungsreduktionskennlinie angedacht. Im Gegensatz zur Kennlinie des TC2007 mit Hysterese (Vgl. Abbildung 3-10) wird, wie auch für die Mittelspannung angedacht, eine Kennlinie ohne Hysterese in Anlehnung an die VDE-AR-N 4105 bevorzugt (Vgl. Abbildung 3-9).

3.2.4 Konsistenz der durch die Netzbetreiber angewandten technischen Anschlussbedingungen

Gemäß § 19 EnWG ist jeder Netzbetreiber dazu verpflichtet, TAB für die Stromerzeugungsanlagen in seinem Netzgebiet festzulegen und zu veröffentlichen. Grundsätzlich basieren die TAB der Netzbetreiber auf den allgemeinen TAB, die in Abschnitt 3.2.1 bis 3.2.3 wiedergegeben sind. Gleichwohl können die konkreten Vorgaben von Netzbetreiber zu Netzbetreiber variieren. Aus diesem Grund befragten wir stichprobenartig fünf Flächennetzbetreiber zu deren historischen Frequenzeinstellwerten. Bei der Auswahl der Stichprobe berücksichtigten wir die folgenden Kriterien: hoher Anteil an DEA, hoher Anteil verschiedener Energieträger und geographische Gleichverteilung.

Tabelle 3-8 Installierte Summenleistung in Netzgebieten der interviewten Verteilnetzbetreiber, Stand 31.12.2012, Quellen: [8, 6]

Anlagentyp	Windenergie	Biomasse und EEG-Gas	KWK	kleine Wasserkraft
Summenleistung in GW	10,2	2,2	3,3	0,5

Wir fragten insbesondere die zwischen 1990 und 2012 vorgegebenen oberen und unteren Abschaltfrequenzwerte für die jeweiligen Spannungsebenen ab. Diese Erhebung diente der Abschätzung, inwieweit sich die Netzbetreiber bei den historischen Frequenzeinstellwerten an den allgemeinen TAB orientieren.

Im Ergebnis beruhen die vorgegebenen Abschaltwerte der befragten Netzbetreiber auf den allgemeinen TAB. Für die Mittelspannung, in der der Großteil der untersuchten DEA verbaut ist (vgl. Abbildung 3-7), liegen die Vorgaben vor dem Jahr 2009 in der Regel:

- Bei Unterfrequenz: zwischen 48,0 und 50,0 Hz; Häufung bei 49,5 Hz
- Bei Oberfrequenz: zwischen 50,0 und 51,0 Hz; Häufung bei 50,5 Hz

Die exakte Quantifizierung der eingestellten Schwellwerte für die Netztrennung bei Unter- oder Überfrequenz ist nur per Einzelfallprüfung ermittelbar.

3.3 Zwischenfazit

Im Rahmen des Zubaus an DEA führten die Netzbetreiber in den Spannungsebenen des Verteilnetzes sukzessiv technische Anforderungen für die sichere Frequenzhaltung ein. Beginnend in der Hochspannung im Jahr 2003, nachfolgend in der Mittelspannung im Jahr 2009 und schließlich in der Niederspannung im Jahr 2012. Die Verantwortung der Überprüfung der Regelkonformität liegt dabei beim jeweiligen Netzbetreiber, der die Prüfung einmalig zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage durchführen lässt. Die Umsetzung geänderter technischer Anforderungen mittels Anpassung der bilateralen Verträge wie bei konventionellen Kraftwerken ist aufgrund der sehr hohen Anlagenzahl für DEA praktisch nicht realisierbar. Gleichwohl ist festzuhalten, dass die Entwicklung der DEA und der TAB nicht mit der gleichen Dynamik fortgeschritten ist. Aus diesem Spannungsfeld ergibt sich ein Anlagenbestand (vgl. Abbildung 3-11), der ggf. einen nachträglichen Anpassungsbedarf bezüglich der Frequenzeinstellungen aufweist. Die Befragung der Netzbetreiber bestätigt das Vorhandensein der ggf. kritischen Abschaltwerte bei Unter- und Überfrequenz. Eine Quantifizierung des betroffenen Anlagenbestands erfolgt im Kapitel 4.

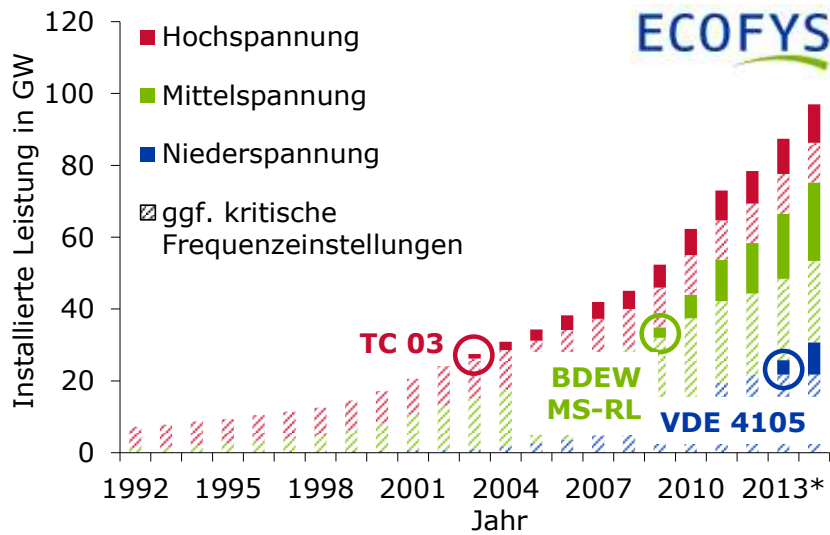


Abbildung 3-11 Gegenüberstellung der Entwicklung dezentraler Erzeugungseinheiten und der Einführung technischer Anschlussbedingungen; schraffierte Anteile: Frequenzeinstellungen unbekannt oder kritisch, vollflächige gefärbte Anteile: Frequenzeinstellungen unkritisch; Stilllegungen sind nicht berücksichtigt, 2013*: Eigene Prognose, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [8, 6] + Angaben der Deutschen WindGuard

Ausblick

Aus heutiger Sicht ist auch zukünftig von einer zunehmend divergenten Dynamik der Entwicklung der DEA und TAB auszugehen. Einerseits weist die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber [33, 32] mittelfristig einen anhaltenden hohen Zubau an DEA aus, andererseits ist aufgrund des komplexen europäischen Harmonisierungsprozesses auf Basis der ENTSO-E Grid Codes mit einer verlangsamten Anpassungsgeschwindigkeit der TAB zurechnen. Vor diesem Hintergrund ist zu hinterfragen, ob die bewährten Instrumente zur Überprüfung und Umsetzung der Regelkonformität weiterhin die Systemicherheit gewährleisten können.

4 Ableitung der betroffenen Anlagenpopulation

Für die Abschätzung der Anlagenpopulation mit kritischen Frequenzeinstellungen haben wir die Informationen zu den historischen Abschaltwerten mit den Informationen der durch die Netzbetreiber erhobenen und öffentlich zugänglichen Anlagenstammdaten verschnitten. In Abbildung 4-1 ist die resultierende betroffene Leistung für die einzelnen Frequenzwerte dargestellt. Unter der betroffenen Leistung ist die installierte Leistung der DEA, die sich bei Netzfrequenzen zwischen 47,5 und 51,5 Hz instantan vom Netz trennen, zu verstehen. Nach den aktuell gültigen TAB ist eine Netztrennung zwischen 47,5 und 51,5 Hz unzulässig. Der Grafik ist beispielsweise zu entnehmen, dass die Frequenzeinstellungen von Anlagen mit einer installierten Leistung von ca. 27 GW unmittelbar (innerhalb von 170 bis 200 ms) eine Netztrennung vorsehen, falls die Netzfrequenz unter 49,5 Hz fällt.

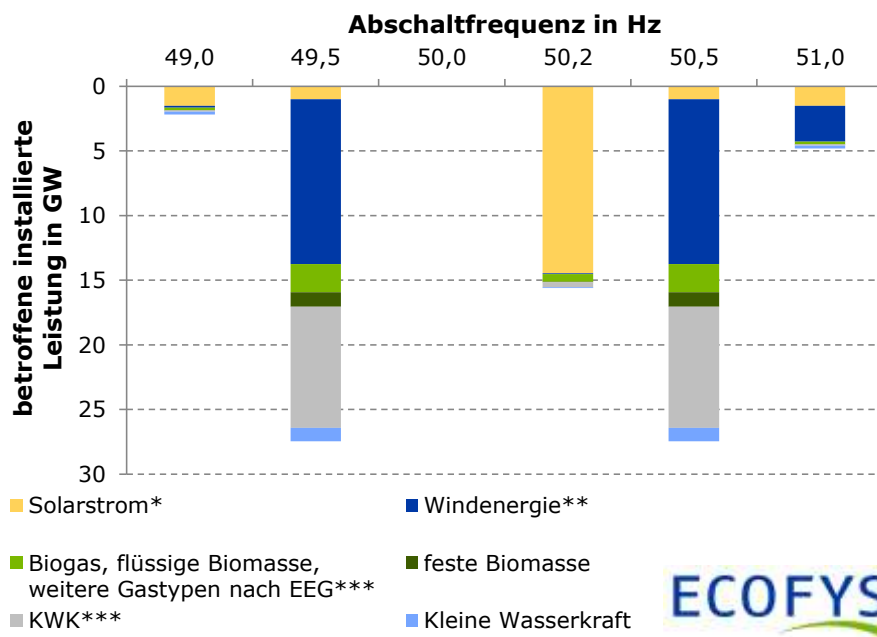


Abbildung 4-1 Übersicht der betroffenen installierten Leistung Ende 2012, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

Die Abschätzung der betroffenen installierten Leistung berücksichtigt folgende Besonderheiten der einzelnen Energieträger:

- Stand der Nachrüstung der Windenergieanlagen nach der Verordnung zu SDLWindV
- Die spezifische Lebensdauer von BHKW
- Abschätzung der installierten PV-Anlagen nach der freiwilligen FNN-Übergangsregelung³, [21]

Nach den Vorgaben der alten technischen Anschlussbedingungen trennen sich dezentrale Bestandsanlagen beim Erreichen der Netzfrequenz von 49,0; 49,5; 50,2; 50,5 und 51,0 Hz automatisch vom Netz. Mit insgesamt rund 48 GW ist bei Überfrequenz eine deutlich größere Menge an Leistung betroffen. Bei Unterfrequenz beträgt die Summe rund 30 GW. Die Ungleichverteilung zwischen Unter- und Überfrequenz beruht auf den Spezifikationen der VDE V 0126-1-1 und der SDLWindV, die für Unterfrequenz bereits konsequent einen Wert von 47,5 Hz forderten. Der Großteil der betroffenen installierten Leistung verteilt sich auf die Abschaltwerte von 49,5 und 50,5 Hz. Dies beruht im Wesentlichen auf den Frequenzvorgaben in der Mittelspannung vor dem Jahr 2008. KWK- und Windenergieanlagen stellen hier mit rund 80 % den überwiegenden Anteil. Der verbleibende Anteil von 20 % verteilt sich auf die weiteren Anlagentypen nach EEG und KWK-G. Mit rund 15 GW trennt sich der nächstkleinere Leistungsblock bei dem Schwellwert von 50,2 Hz. Die betroffenen PV-Anlagen haben an diesem Block einen Anteil von rund 93 % und werden aktuell im Rahmen der SysStabV entsprechend nachgerüstet. Vergleichsweise geringe verbaute Leistungen von rund 2 und 5 GW weisen Parameter von 49,0 und 51,0 Hz auf. Vor allem PV-Anlagen in der Niederspannung, die vor 2005 installiert wurden, und Windenergieanlagen, die nach der SDLWindV umgerüstet wurden, sind mit diesen Werten anzutreffen.

4.1 Verteilung der betroffenen Leistung nach Energieträger

In der weiteren Analyse liegt der Fokus auf dem Frequenzbereich von 49,0 bis 50,2 Hz und den folgenden betroffenen Anlagentypen:

- Windenergie (WEA) nach EEG
- Feste Biomasse nach EEG
- EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe
- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach KWK-G (Anlagen bis maximal 100 MWel)
- Kleine Wasserkraft (WKA) nach EEG

³ Auf Basis der Befragung einzelner Herstellern von Wechselrichtern nehmen wir an, dass zwischen dem 01.04. und 31.12.2011 rund 40 % der verbauten Wechselrichter nach der freiwilligen FNN-Übergangsregelung angeschlossen wurden. Diese Wechselrichter trennen sich erst oberhalb einer Netzfrequenz von 50,2 Hz. Nach den Aussagen der Hersteller wurden ab dem 01.04.2011 die Wechselrichter bereits überwiegend nach der Übergangsregelung ausgeliefert. Die umfangreichen Lagerbestände bei Großhändlern führten aber dazu, dass bis Ende 2011 noch sehr viele Wechselrichter ohne FNN-Übergangsregelung verbaut wurden.

In der Summe trennen sich potenziell bis zu rund 27 GW an installierter Leistung und bis zu rund 60.000 Anlagen der genannten Anlagentypen bei Netzfrequenzen von 49,0, 49,5 und 50,2 Hz. Mit einem Anteil von 95 % konzentriert sich die betroffene Leistung nahezu vollständig auf die Abschaltfrequenz von 49,5 Hz. Die Verteilung der betroffenen Anlagenpopulation nach Energieträger, Leistung und Anlagenanzahl ist in Abbildung 4-2 wiedergeben. Bei allen Anlagentypen ist ein signifikanter Anteil der Leistung und der Anzahl der Bestandsanlagen betroffen.

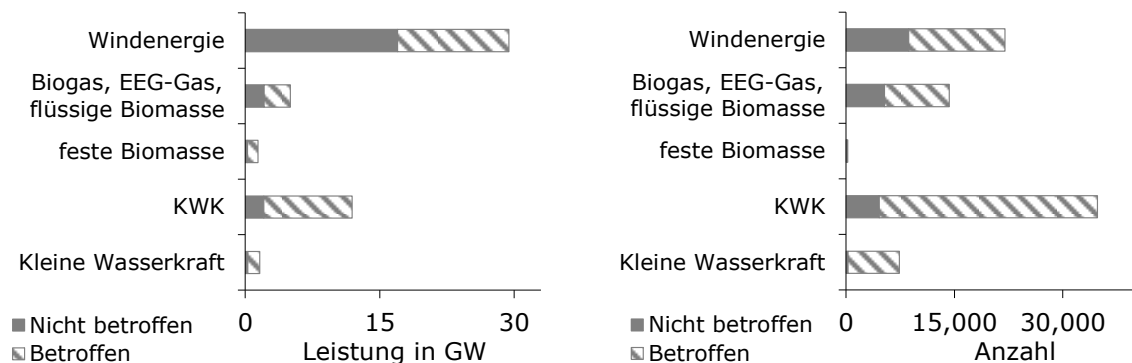


Abbildung 4-2 Abschätzung der betroffenen Leistung im Vergleich zur installierten Leistung je Energieträger, Stande Ende 2012, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

Windenergie- und KWK-Anlagen stellen mit rund 80 % den größten Anteil der betroffenen Leistung. Auf EEG-Gas und flüssige Biobrennstoffe entfällt rund 10 % und auf kleine Wasserkraft und feste Biomasse jeweils 5 % der installierten Leistung mit den kritischen Frequenzeinstellungen. Im Verhältnis zur jeweils installierten Summenleistung sind bei fester Biomasse, KWK und der kleinen Wasserkraft jeweils mehr als 80 % der Leistung betroffen. Mit rund 60 % bzw. 40 % ist der relative Anteil der Leistung bei EEG-Gas und flüssigen Biobrennstoffen bzw. bei Windenergie deutlich geringer. Anlagen aller Energieträger sind ähnlich betroffen. KWK-Anlagen stellen mit gut 50 % und rund 30.000 Anlagen die Mehrheit der betroffenen Anlagenzahl. In den Bereich von rund 13.000 bis 7.000 Anlagen mit Abschaltfrequenzen zwischen 49,5 und 50,2 Hz bewegen sich Windkraft, kleine Wasserkraft sowie EEG-Gas und flüssige Biobrennstoffe. Im Verhältnis zur Gesamtpopulation ist stets mehr als 60 % der jeweiligen Anlagenanzahl betroffen. Bei kleinen Wasserkraftanlagen sind nahezu 100 % der Anlagen betroffen.

4.2 Abgrenzung des betroffenen zum installierten Anlagenbestand

Nach den derzeit gültigen TAB ist eine Netztrennung zwischen 47,5 und 51,5 Hz unzulässig. Vor dem Hintergrund der sukzessiven Einführung dieser Anforderung für DEA in den jeweiligen Spannungsebenen lässt sich der betroffene Anlagenbestand bezüglich des Inbetriebnahmedatums scharf abgrenzen. In Tabelle 3-5 sind die oberen Grenzen der Inbetriebnahmedaten der betroffenen Anlagen für die drei Spannungsebenen angegeben. Erzeugungseinheiten, die seit den aufgeführten Stichtagen an das Netz angeschlossen wurden, sind nicht von kritischen Frequenzeinstellungen betroffen. Je

nach Spannungsebene unterscheidet sich demnach das Mindestalter der betroffenen Bestandsanlagen. In der Hochspannung sind die Anlagen mindestens 10 Jahre, in der Mittelspannung mindestens 5 Jahre und in der Niederspannung mindestens 1 Jahr alt.

Tabelle 4-1 Übersicht zur Einführung von technischen Anschlussbedingungen, dessen geforderte Frequenzeinstellungen eine sichere Frequenzhaltung ermöglichen, Quellen: [5, 2, 22]

Spannungsebene	Beitrag zur sicheren Frequenzhaltung seit...		
	TAB	Gültig ab	Anmerkungen
Hochspannung (HS)	TransmissionCode 2003	01.08.2003	Verweis auf VDN-Richtlinie "Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz"
Mittelspannung (MS)	BDEW MS-RL 2008	01.01.2009	
Niederspannung (NS)	VDE-AR-N 4105: 2011	01.07.2012	Ausnahme: Für PV-Anlagen bereits seit 01.01.2012 gültig

4.3 Verteilung der betroffenen Bestandsanlagen bei Unterfrequenz nach Inbetriebnahmejahr

In Abbildung 4-3 ist die Entwicklung des Zubaus der betroffenen Anlagen wiedergegeben. Ein Großteil des Leistungszubaus, insbesondere bei größeren KWK- und kleinen Wasserkraftanlagen, fand vor 1990 statt. In der Summe sind aber nur rund 2.000 Anlagen älter als 1990. Ein weiterer Schwerpunkt des Leistungszubaus der betroffenen Anlagen ist um das Jahr 2000 zu identifizieren. Hier wird der Zubau maßgeblich von Windenergie und kleiner Wasserkraft getrieben. Der Leistungszubau in den Jahren 2003 bis 2008 wird hingegen vor allem von Biomasse und KWK-Anlagen im kleineren Leistungsbereich bestimmt. Ab dem 2009 ist der Zubau an betroffener Leistung sehr gering. Da die untersuchten Energieträger vermehrt in der Mittelspannung verbaut sind, ist der starke Rückgang in 2009 mit der Einführung der BDEW MS-RL 08 zu erklären. Ferner wird in der Abbildung deutlich, dass ab 2003 die Anlagenanzahl massiv zunimmt. In diesem Zeitraum wurden vermehrt Anlagen in einem kleinen Leistungsklassenbereich verbaut, insbesondere Biogas und sehr kleine KWK-Anlagen. Der überwiegende Anteil der betroffenen Anlagenzahl wurde demnach erst in den letzten Jahren installiert. Zusammenfassend zeigt die Auswertung der Inbetriebnahmejahre, dass die Struktur der betroffenen Population in den Extremen aus relativ wenigen großen alten und vielen kleinen neuen Anlagen besteht.

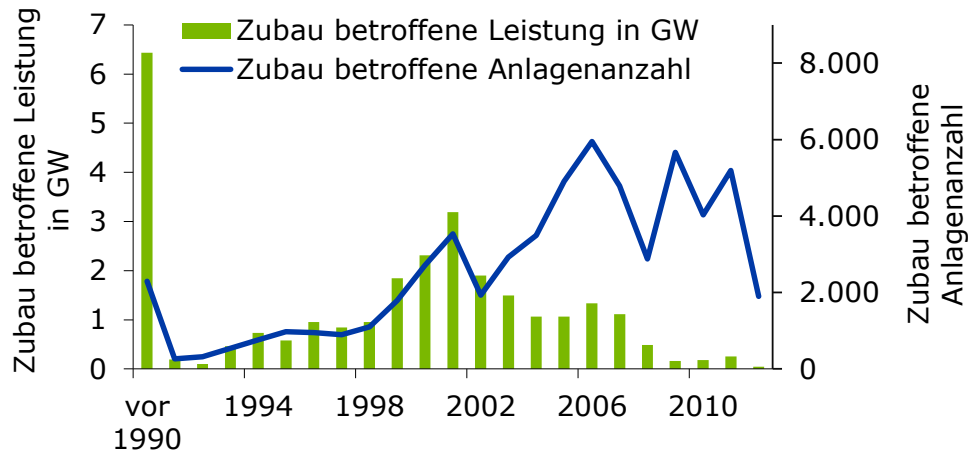


Abbildung 4-3 Entwicklung des Zubaus der betroffenen Bestandsanlagen, Stande Ende 2012, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

4.4 Besonderheiten bei Windenergieanlagen, Stand der Nachrüstung nach der SDLWindV

Aufgrund der Verpflichtung in der SDLWind-Verordnung (SDLWindV) [37] sind Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum nach dem 01.03.2011 auf den erweiterten Frequenzbereich einzustellen, siehe Abschnitt 3.2.2. Die Auswertung der Installationszahlen auf Grundlage der Daten der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012) hinsichtlich der Fristen der SDLWindV sind in Tabelle 4-2 aufgeführt. Danach sind 5 % der mit Stand 31.08.2012 installierten WEA, bzw. 2,7 GW der installierten WEA-Leistung, SDLpflichtig. 27,2 GW fallen nicht unter die SDL-Pflicht, jedoch sind davon 18,5 GW freiwillig – im Sinne des Bezugs des SDL-Bonus – umrüstbar.

Tabelle 4-2 Zeitliche Aufteilung der WEA-Installationen entsprechend der in der SDLWindV festgesetzten Fristen. In den Zeitraum vom 01.01.2002 bis 01.03.2011 fallen die sogenannten Alt- und Übergangsanlagen. Daten basierend auf der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012), Zeitraum 01.01.1990 bis 31.08.2012.

Installierte Leistung Zeitraum von bis	Zeitraum der Installation			Gesamt- zeitraum
	>=01.01.1990 <01.01.2002	>=01.01.2002 <01.03.2011	>=01.03.2011 <01.01.2013	
Installierte Leistung	8,7 GW	18,6 GW	2,7 GW	29,9 GW
in Prozent	29 %	62 %	9 %	100 %
Installierte Anlagenzahl	11.124	10.867	1.171	23.162
in Prozent	48 %	47 %	5 %	100 %

Zur Frage, wie hoch im Bereich der Bestandsanlagen die bereits erfolgte SDL-Umrüstung ist, wurden Daten früherer Erhebungen analysiert und Befragungen bei WEA-Herstellern und Wartungsfirmen durchgeführt, siehe Abschnitt 1.3. Auf Basis dieser Erhebungen wurden die Leistung der erfolgten SDL-Umrüstungen sowie deren zeitlicher Verlauf abgeschätzt. In Summe wurde für die Alt- und Übergangsanlagen⁴ eine Leistung von 12,2 GW ermittelt, die insgesamt umgerüstet wurde. Hinzu kommen mit Stand zum 31.08.2012 SDL-fähige Neuanlagen mit einer Leistung von 2,5 GW, also insgesamt 14,7 GW. Diese Leistung erfüllt die SDLWindV und damit bereits den gewünschten erweiterten Frequenzbereich

Das in Abbildung 4-4 dargestellte Ergebnis weist für Mitte 2012 bei einer installierten Windenergieleistung von ca. 30 GW einen Bestand von 15,3 GW nicht SDL-umgerüsteten WEA auf. Zum 31.12.2001 waren WEA mit einer Gesamtleistung von ca. 8,7 GW installiert, Anlagen die generell nicht als SDL-fähig betrachtet wurden und in der SDLWindV [37] von der Möglichkeit der Umrüstung komplett ausgeschlossen wurden. Mit dem Abbau alter, nicht SDL-umgerüsteter WEA vornehmlich aus der ersten Hälfte der 90er Jahre wird sich der Anteil der nicht SDL-fähigen Anlagen kontinuierlich verringern.

Zur Verteilung der ermittelten gesamt-umgerüsteten Leistung auf verschiedene Anlagenklassen und Errichtungsjahre wurden in der Tendenz folgende Werte ermittelt und angewendet:

- 80 % der WEA \geq 2.000 kW
- 45 % der WEA mit 1.500 bis < 2.000 kW
- 7 % der WEA mit 1.000 bis < 1.500 kW

⁴ Eine Einordnung der Bezeichnung der WEA entsprechend der SDLWindV erfolgte in Abschnitt 3.2.2.

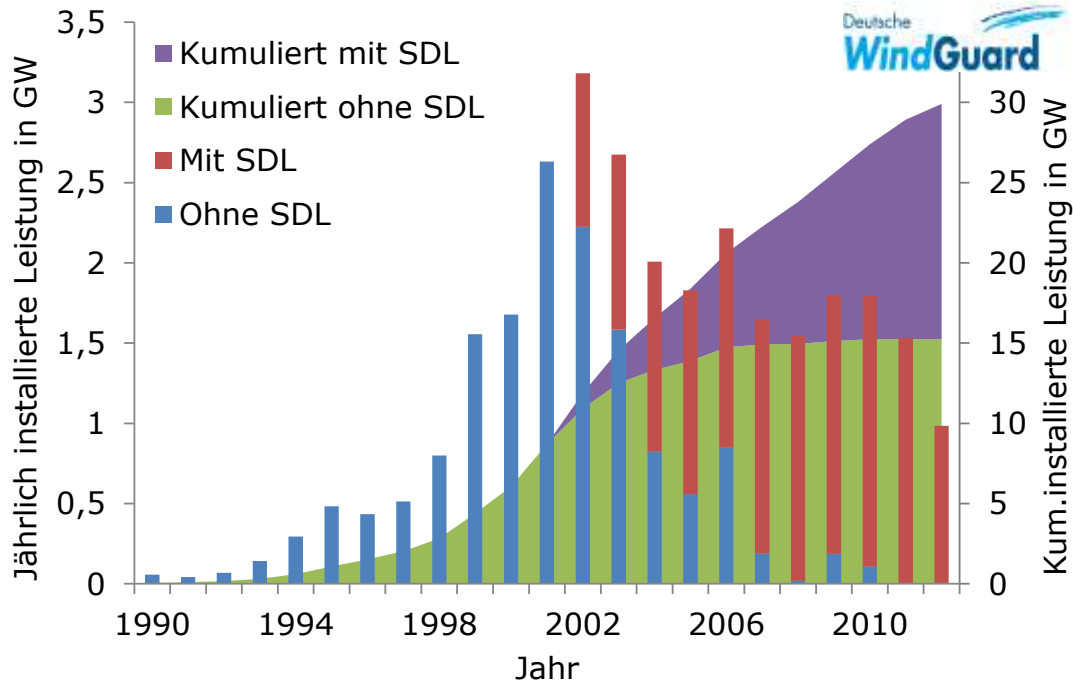


Abbildung 4-4 Auf Basis der bei Herstellern und Servicedienstleistern erhobene Daten SDL-Umrüstung mit einer geschätzten zeitlichen Verteilung. Im Jahr 2012 waren von ca. 30 GW installierter WEA-Leistung etwa die Hälfte ohne SDL-Umrüstung. Mit dem Abbau alter, nicht SDL-umgerüsteter WEA vornehmlich aus der ersten Hälfte der 90er Jahre wird sich der Anteil der nicht SDL-fähigen Anlagen kontinuierlich verringern.

Als Einschränkung zur Bestimmung der für diese Untersuchung betroffenen Windenergieanlagen gilt, dass nicht alle nach der SDLWindV umgerüsteten Anlagen von kritischen Frequenzeinstellungen betroffen waren. Da die SDLWindV nicht nur auf die Umrüstung der Frequenzeinstellungen abzielte, wurden auch Anlagen einbezogen, die bereits Frequenzeinstellungen nach aktuell gültigen TAB aufwiesen. Insbesondere für Windenergieanlagen in der Mittelspannung mit einem Inbetriebnahmejahr ab 2009 und in der Hochspannung mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem 01.08.2003 galten auch vor der Umrüstung nach der SDLWindV Frequenzeinstellungen mit den Abschaltfrequenzen 47,5 Hz und 51,5

Der Bestand an Alt- und Übergangsanlagen, der nicht umgerüstet wurde, beträgt ca. 6,9 GW. Für diese Anlagen gibt es seit der letzten EEG-Novellierung erneut die Möglichkeit, bei einer SDL-Umrüstung einen Bonus zu erhalten. Jedoch ist laut Aussagen der Hersteller die Anzahl der Anlagen, die noch betriebswirtschaftlich sinnvoll umgerüstet werden können, nicht hoch, denn die Zusatzvergütung über den SDL-Bonus trägt nicht die Kosten der Umrüstung der Anlagen. Eine Reduzierung der SDL-Anforderungen könnte in diesem Fall dieses Potential für die SDL-Umrüstung erschließbar machen.

Die gesamte in Deutschland zum 31.08.2012 installierte Windenergie-Kapazität betrug 29,9 GW (30.6.2013: 32,4 GW). Dies bedeutet, dass zu diesem Zeitpunkt ein Bestand von 14,7 GW (30.6.2013: 17,2 GW) Windenergieanlagen SDL-ausgerüstet war, während 15,3 GW nicht SDL-

umgerüstete Anlagen verbleiben. Durch die Unsicherheit bei der Bestimmung der Kapazität der bereits im Repowering-Prozess durch Neuanlagen ersetzten Altanlagen, siehe Abschnitt 3.1.1, kann es durchaus sein, dass der Bestand an nicht SDL-umgerüsteten WEA etwas mehr abgenommen hat als hier angenommen.

4.5 Besonderheiten aufgrund der spezifischen Lebensdauer

Entsprechend der Angaben der Hersteller berücksichtigen wir in der Abschätzung der betroffenen Anlagenpopulation die spezifische Lebensdauer von BHKW. Dazu zählen wir folgende Anlagentypen:

- EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe KWK nach KWK-G mit einer installierten Leistung von bis zu 5 MW_{eI}

In der Regel werden die Anlagen nach der relativ kurzen Lebensdauer von 10 bis 15 Jahren generalüberholt oder stillgelegt. Die Instandsetzung beinhaltet auch die Erneuerung der Steuerungs- und Schutztechnik. Nach den Aussagen der Hersteller entsprechen die festen Abschaltwerte der Frequenzeinstellung den dann jeweils gültigen Richtlinien. Auf Basis der Erhebung haben wir folgende Annahmen getroffen:

- Alle Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.1995 und
- 80 % der Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 01.01.2002 gelten als bereits umgerüstet oder stillgelegt.

Der sich dadurch verringerte Bestand betroffener Anlagen ist in den bisherigen Analysen entsprechend berücksichtigt.

Die durchschnittliche Lebensdauer der weiteren Anlagentypen liegt meist bei mindestens 20 Jahren (Vgl. Anhang 13.8). Eine valide quantitative Abschätzung der stillgelegten und in den Frequenzeinstellungen überholten Bestandsanlagen ist nach Aussage der Hersteller nicht leistbar. Die Abschätzung der betroffenen Anlagenpopulation liegt somit tendenziell über dem realen betroffenen Anlagenbestand. Eine sichere Überprüfung der Frequenzeinstellungen mit geeigneten Instrumenten ist erst im Rahmen des Nachrüstungsprozesses möglich. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei den sehr alten Anlagen eine geringe Anlagenanzahl, mit einer gewissen Unsicherheit bezüglich der Frequenzeinstellungen, einer tendenziell hohen und damit relevanten betroffenen Leistung entspricht.

5 Abschätzung des Gesamtverhaltens der Anlagenpopulation

Trotz der sukzessiven Einführung fester Abschaltfrequenzen von 47,5 und 51,5 Hz werden sich viele DEA bei dem Erreichen von kritischen Netzfrequenzen nahe der 50,0 Hz unverzüglich (d. h. innerhalb von 170 bis 200 ms) vom Netz trennen. Insgesamt ist eine kumulierte Leistung von bis zu 30 GW bei Unterfrequenz und von bis zu 48 GW bei Überfrequenz betroffen.

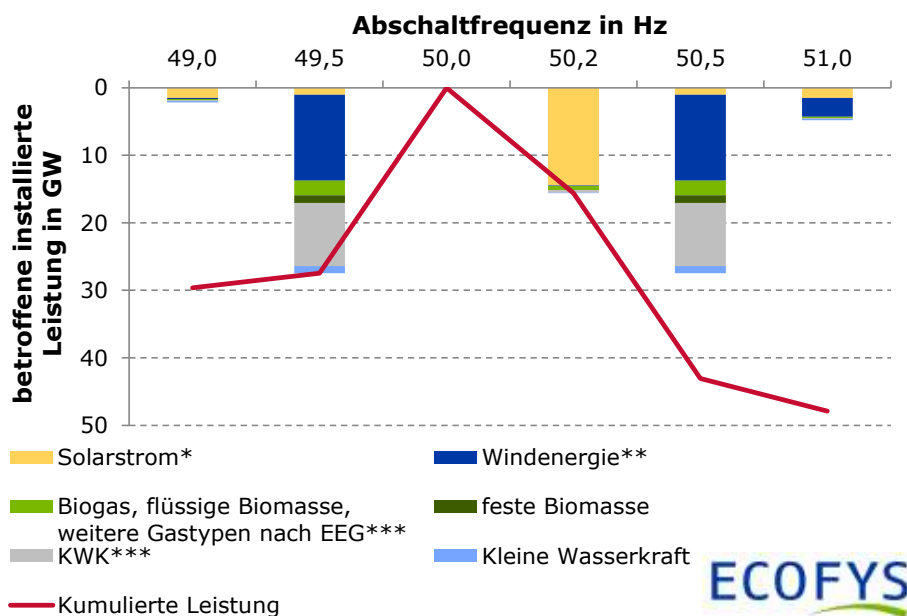


Abbildung 5-1 Übersicht der betroffenen installierten Leistung Ende 2012, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

Berücksichtigung der maximal zu erwartenden Einspeisung

Insbesondere aufgrund von Stillstandzeiten durch Wartungsarbeiten oder des fluktuierenden Aufkommens von Wind und Solarstrahlung werden die installierten DEA im Betrieb zu keinem Zeitpunkt alle gleichzeitig ihre volle Leistung in das Stromnetz einspeisen. Selbst bei einem sehr hohen Wind- und Solaraufkommen ist nicht davon auszugehen, dass die volle installierte Leistung Strom in das Netz einspeist. Demnach ergibt sich die maximal zu erwartende Abschaltleistung in Abbildung 5-2 aus der Berücksichtigung des sogenannten Gleichzeitigkeitsfaktors (GF). Die Abschätzung der Abschaltleistung beträgt für 49,5 Hz rund 24 GW und für 50,2 Hz knapp 13 GW.

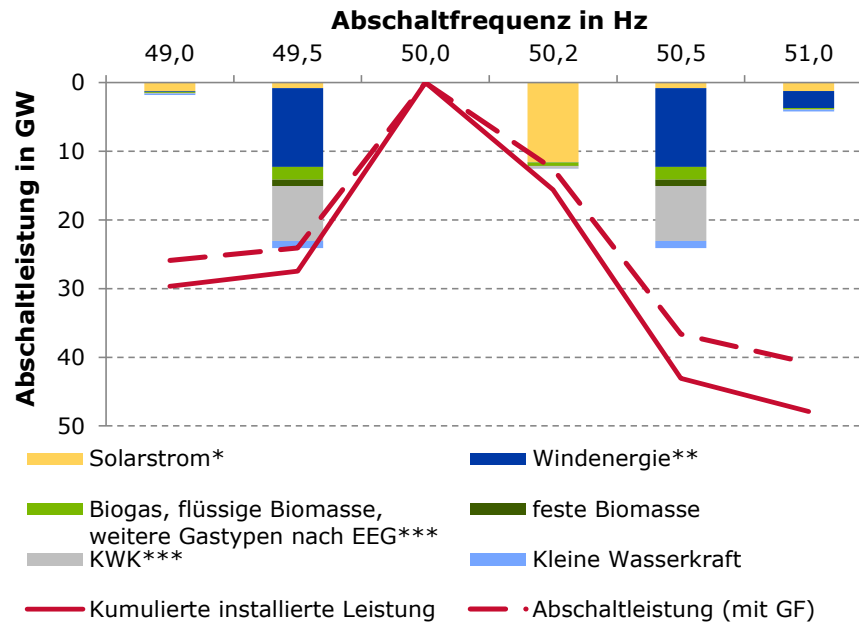


Abbildung 5-2 Übersicht der Abschaltleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren Ende 2012, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

Der GF stellte eine Abschätzung der maximal gleichzeitig einspeisenden installierten Leistung dar. Dieser ist insbesondere von folgenden Parametern abhängig: Windaufkommen, Solareinstrahlung, Wartungszeiten und Volllaststunden. In Abstimmung mit dem IFK Stuttgart wurden Annahmen für die maximalen GF der einzelnen Energieträger Basis einer quantitativen oder qualitativen Bewertung hergeleitet. Bei der sehr stark fluktuierenden Einspeisung von Wind und PV verwendeten wir für die Analyse empirische Daten der letzten Jahre. Die Ermittlung der maximalen GF für die weiteren DEA basiert auf einem qualitativen Vergleich mit anderen Technologien. Die resultierenden maximalen GF sind in Tabelle 5-1 wiedergegeben. Nähere Angaben zur Herleitung sind im Anhang 13.2 zu finden.

Tabelle 5-1 Abschätzung der maximal zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Energieträger

Energieträger	Gleichzeitigkeitsfaktor (GF)	Anmerkung
Photovoltaik	80 %	Quantitative Bewertung, Zeitreihenanalyse von 2011 bis 2012
Windenergie	90 %	Quantitative Bewertung, Zeitreihenanalyse von 2007 bis 2012
Feste Biomasse	85 %	Qualitative Bewertung, Vergleich mit technologisch vergleichbaren Kraftwerken
Kraft-Wärme-Kopplung	85 %	Qualitative Bewertung, Vergleich mit technologisch vergleichbaren Kraftwerken
Kleine Wasserkraft	Bis zu 100 %	Qualitative Bewertung

In der weiteren Analyse haben wir untersucht, ob die Einspeisung der einzelnen Energieträger miteinander korreliert und dies Auswirkungen auf den Gleichzeitigkeitsfaktor hat. Von den betrachteten Energieträgern besteht eine Abhängigkeit nur zwischen dem Angebot des Windaufkommens und der Solareinstrahlung (Vgl. Anhang 13.2). Für die Energieträger feste Biomasse, EEG-Gas und flüssige Biobrennstoffe sowie Wasser ist die maximale Einspeisung weitgehend voneinander unabhängig. Anhand der Abbildung 5-2 wird deutlich, dass sich Wind und PV überwiegend nicht bei gleichen Netzfrequenzen vom Netz trennen. Bei einer Netzfrequenz von 49,5 Hz ist die maximale zu erwartende Abschaltleistung der Windenergieanlagen in Näherung unabhängig von der Stromeinspeisung der PV-Anlagen. Im Ergebnis berücksichtigen wir für das Gesamtverhalten die unabhängigen maximalen GF der einzelnen Energieträger.

Der GF für KWK-Anlagen beruht auf einem qualitativen Vergleich mit technologisch vergleichbaren konventionellen Kraftwerken. Hierbei ergeben sich Einschränkungen aufgrund der Wartungszyklen und der jeweiligen Volllaststunden der Bestandsanlagen. Die Befragung der Netzbetreiber, Hersteller und einzelner Anlagenbetreiber hat gezeigt, dass insbesondere bei alten KWK-Anlagen mit Turbinensatz die Abschätzung der tatsächlichen Volllaststunden mit einer großen Unsicherheit behaftet ist. Bei der stichprobenartigen Befragung von fünf Anlagenbetreibern schwankte die Volllaststundenzahl von 100 bis 5.000 Stunden pro Jahr. Die tatsächliche maximal zu erwartende Einspeisung in das Stromnetz aus KWK-Anlagen kann deshalb unter der hier getroffenen Abschätzung liegen. Eine valide Einschätzung ist nur mit Hilfe einer repräsentativen Umfrage der Anlagenbetreiber möglich. Aufgrund der sehr geringen Anzahl an alten KWK-Anlagen mit Turbinensatz und der großen betroffenen installierten Leistung gehen wir von einer konservativen Abschätzung des GF mit 85 % aus.

Zusammenfassend entspricht die Abschätzung des Gesamtverhaltens einem worst-case Szenario. In diesem Szenario gehen wir von einer maximal zu erwartenden Abschaltleistung aus. Die Eintrittswahrscheinlichkeit eines solchen Falls ist tendenziell sehr gering, aber mit extremen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden. Für eine tiefergehende Risikoanalyse besteht weiterer Untersuchungsbedarf. Die dafür notwendige probabilistische Analyse erfordert einen hohen Umfang an empirischen Daten für das ganze europäische Verbundsystem. Eine isolierte Betrachtung des deutschen Netzverbundes wäre nicht zielführend.

Berücksichtigung der Nachrüstung der betroffenen PV-Anlagen im Rahmen der SysStabV

Derzeit werden im Rahmen der SysStabV PV-Bestandsanlagen mit kritischen Frequenzeinstellungen umgerüstet. In der Ecofys-Studie zur Systemstabilität bei hohem Anteil von DEA [16] wurde ein Nachrüstungsbedarf von mehr als 300.000 Anlagen ermittelt. Im Fokus des Nachrüstungsprogramms liegen PV-Anlagen mit einer festen Abschaltfrequenz von 50,2 Hz. Nach den vorgegebenen Lösungsvarianten der Übertragungsnetzbetreiber [1] sind die PV-Anlagen auf eine Wirkleistungsreduktionskennlinie oder eine stochastisch verteilte feste Abschaltfrequenz zwischen 50,2 und 51,5 Hz nachzurüsten. Für das Programm wurde nach der SysStabV ein Zeitrahmen bis zum 31.12.2014 vorgesehen. Auf Basis der Arbeiten von Ecofys für die Netzbetreiber [1] prognostizieren wir die nach der SysStabV verbleibende Restmenge an maximal zu erwartender Abschaltleistung der PV-Anlagen. Die Abschätzung der maximal verbleibenden Abschaltleistung ist in Abbildung 5-3 wiedergegeben.

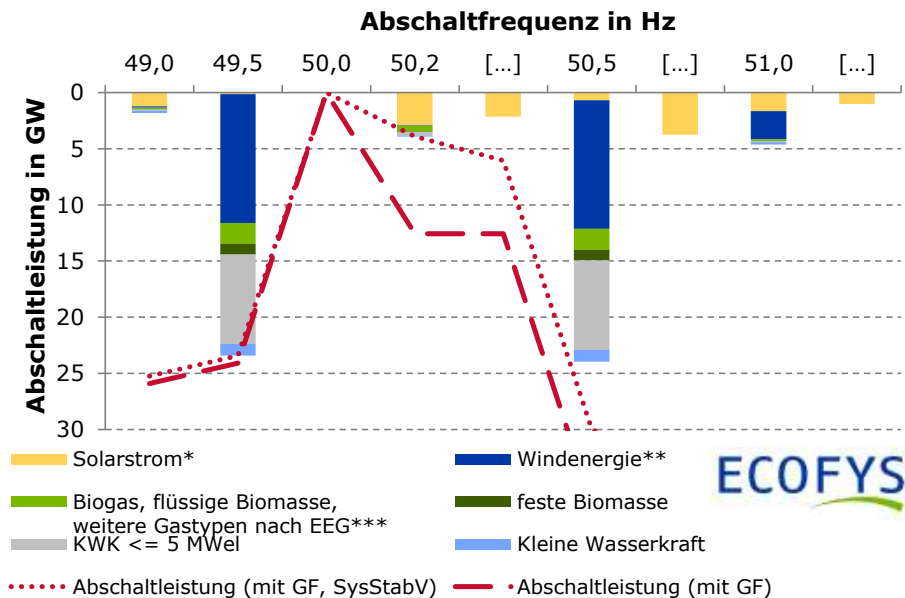


Abbildung 5-3 Abschätzung der maximal erwartbaren Abschaltleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren einzelner Energieträger und des PV-Nachrüstungsprogramms, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller

In der Prognose berücksichtigen wir folgende Annahmen:

- Nach der SysStabV ist eine Anlagenleistung von rund 13,3 GW umzurüsten (ohne FNN-Übergangsregelung, § 4 (5) SysStabV), Quellen: Eigene Berechnung auf Grundlage von [8, 6, 7]
- Davon ist bei rund 1,8 GW keine Nachrüstung möglich, Quellen: Eigene Annahme auf Grundlage von [1]
- Die festen Abschaltfrequenzen der umzurüstenden und nach FNN-Übergangsregelung ausgelieferten Anlagen verteilen sich gleichmäßig auf 50,2 bis 51,5 Hz in Anlehnung an [1]
- Der Gradient der Leistungsreduktion der auf eine Kennlinie umzurüstenden Anlagen liegt bei 40 % je Hz
- Betroffene Bestandsanlagen der weiteren DEA mit Stand Ende 2012

Im Ergebnis verbleibt unter Einbeziehung der Nachrüstung nach der SysStabV bei 50,2 Hz eine Abschaltleistung an PV-Anlagen von ca. 3 GW und in der Summe mit den weiteren DEA rund eine Leistung von knapp 4 GW. Bei 49,5 Hz beträgt die maximal zu erwartende Abschaltleistung rund 24 GW.

5.1 Verhalten bei Unterfrequenz

Nach den Vorgaben der historischen technischen Anschlussbedingungen müssen sich große Teile der installierten Bestandsanlagen nach EEG und KWK-G bei dem Unterschreiten der Netzfrequenz von

49,5 Hz instantan vom Netz trennen. Nach der vorangegangenen Analyse liegt die maximal zu erwartende Abschaltleistung bei rund 24 GW, die einer betroffenen installierten Leistung von rund 27 GW entspricht. Dieser Wert liegt um ein Vielfaches über den ENTSO-E-Vorgaben von 3 GW bei Unterfrequenz. [20]

Im Normalbetrieb werden die Stromnetze in Kontinentaleuropa im Verbund betrieben und die systemweite Netzfrequenz verbleibt üblicherweise bei Werten sehr nahe des Sollwerts von 50,0 Hz. Sinkt die Frequenz jedoch aufgrund eines Unterangebots an elektrischer Energie im Netz auf einen Wert von 49,5 Hz, würde die von den betroffenen Anlagen zu diesem Zeitpunkt eingespeiste Leistung verloren gehen. Ist die Abschaltleistung größer als die Summe aus dem ursprünglichen Unterangebot an elektrischer Leistung und der verfügbaren Reserve, der sogenannten negativen Primärregelleistung im Netz, wird die Netzfrequenz ggf. auf einen Wert unter 49,0 Hz fallen. Hierbei ist anzumerken, dass bei einer Netzfrequenz von 49,5 Hz die verfügbare Regelleistung sehr wahrscheinlich bereits voll aktiviert ist und somit nicht zur Kompensation des weiteren Leistungsabfalls beitragen kann. Das Unterschreiten des kritischen Schwellwertes von 49,0 Hz würde zu weiteren Notmaßnahmen nach dem Operation Handbook P5 Emergency Operations [18] (z.B. automatischer Lastabwurf) führen, die einen Black-out des europäischen Verbundsystems vermeiden sollen.

Auf Grundlage der Messauswertung für die Netzfrequenz im Anhang 13.3.1.3 lässt sich schlussfolgern, dass die frequenzabhängige Zu- und Abschaltung von DEA bei 49,5 Hz im Normalbetrieb unwahrscheinlich ist, da die kritischen Frequenzschwellwerte nicht erreicht werden.

Sehr wahrscheinlich ist aber das Erreichen von kritischen Schwellwerten bei Unterfrequenz für die frequenzabhängige DEA-Abschaltung, die sich auf die Stabilität der Netzfrequenz auswirken, in folgenden Situationen:

- Großstörungen im europäischen Verbundsystem, die ggf. auch eine Auftrennung in Teilnetze zur Folge hat, ein Beispiel ist die Störung in der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) in 2006 (Vgl. Anhang 13.3.1.3 und [36])
- Eine kaskadierende Störung aufgrund eines Leistungsunterangebots, die ein Absinken auf 49,7 Hz zur Folge hat, was wiederum zu der Trennung von großen Mengen an installierter Leistung von DEA im europäischen Ausland (insbesondere PV in Italien) und einem darauf folgendem Absinken auf 49,5 Hz führt (Vgl. [20])
- Eine kaskadierende Störung aufgrund eines Leistungsüberangebots, die ein Anstieg auf über 50,2 Hz und ein darauf folgendes Absinken auf unter 49,5 Hz zur Folge hat, ein Beispiel ist der Italien-Blackout in 2003 (Vgl. Anhang 13.3.1.3)

Vor dem Hintergrund dieser Gefährdungssituation hat ENTSO-E eine Studie [20] zu den Auswirkungen der Netztrennung dezentraler Erzeugungsleistung im europäischen Verbundsystem durchgeführt. Im Ergebnis gibt ENTSO-E in dem Frequenzbereich von 49,0 bis 50,0 Hz die Trennung einer vertretbaren installierten Leistung von maximal 3 GW vor. Die konkrete Vorgabe eines Verteilungsschlüssels für alle europäischen Länder fehlt bisher. In Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BWMi), dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern wurde für Deutschland deshalb eine maximal vertretbare Grenze von 1 GW an installierter betroffener Leistung festgelegt.

5.2 Verhalten bei Überfrequenz

Aufgrund der alten technischen Anschlussbedingungen trennen sich DEA am Niederspannungsnetz bei einer Frequenz von 50,2 Hz und DEA am Mittel- und stellenweise Hochspannungsnetz bei 50,5 Hz unverzüglich vom öffentlichen Stromnetz.

Steigt die Frequenz aufgrund eines Überangebots an elektrischer Energie im Netz auf einen Wert von 50,2 Hz an, würde die von den betroffenen Anlagen zu diesem Zeitpunkt eingespeiste Leistung verloren gehen. Bei einer sehr hohen Einspeisung an betroffenen DEA könnte das entstehende Leistungsungleichgewicht vom Verbundsystem nicht mehr ausgeglichen werden und die Netzfrequenz würde auf einen Wert unterhalb des Sollwertes von 50,0 Hz fallen. Dann besteht die Gefahr der kaskadierten Abschaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung, z.B. Photovoltaik in Italien, von denen sich ein Teil richtlinienkonform bereits bei 49,7 Hz abschalten würde. Nach den Untersuchungen von ENTSO-E [20] würde dies bei einem hohen Wind- und Solaraufkommen ein weiteres Absinken auf 49,5 und schließlich 49,0 Hz nach sich ziehen. Dies würde dann mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem großräumigen Ausfall der Elektrizitätsversorgung in Teilen Europas führen.

Die Wahrscheinlichkeit des Anstiegs der Netzfrequenz auf einen Wert von mindestens 50,5 Hz ist derzeit sehr gering. Jede Leistungstrennung zwischen 50,2 und 50,5 Hz würde den Frequenzanstieg verringern oder umkehren. Nach der Nachrüstung im Zuge der SysStabV verbleibt allein in Deutschland eine große Menge an installierter Leistung mit festen Abschaltfrequenzen zwischen 50,0 und 50,5 Hz von gut 7 GW⁵. Das Gefährdungspotential ist nach Einschätzung des Instituts für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) Stuttgart und ENTSO-E ist 50,5 Hz als gering einzustufen.

Für die Netztrennung im Überfrequenzbereich von 50,0 bis 50,2 Hz gibt ENTSO-E für das europäische Verbundsystem eine maximal vertretbare installierte Leistung von 6 GW vor. Nach der vorläufigen Abschätzung wird diese Grenze mit einer nach der SysStabV verbleibenden installierten Leistung von knapp 5 GW in Deutschland eingehalten. Unter Berücksichtigung der großen Mengen an installierter Leistung von Erzeugungsanlagen mit einer oberen Abschaltfrequenz von 50,2 Hz im europäischen Ausland (Vgl. Abschnitt 2.2) und zur Vermeidung weiterer Nachrüstungsprogramme für PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW, wird eine Einbeziehung der in dieser Studie untersuchten Anlagentypen in der Niederspannung empfohlen. Die installierte Abschaltleistung der weiteren DEA, die bei 50,2 Hz abschalten, liegt insgesamt bei etwa 1 GW. Diese kleinen DEA stellen damit nur einen Bruchteil der insgesamt betroffenen Leistung. Als Vereinfachung nehmen wir an, dass die 1-GW-Grenze als Zielvorgabe für die Summe der betroffenen installierten Leistung weiterer DEA mit kritischen Frequenzeinstellungen nahe der 50,0 Hz-Grenze gilt. Inwieweit von ENTSO-E länderspezifische Vorgaben gemacht werden, ist derzeit noch offen.

5.3 Zwischenfazit

Die unkontrollierte Ab- und Zuschaltung von DEA bei 50,2 Hz und bei 49,5 Hz gefährdet aufgrund der erheblichen Höhe der installierten Leistung die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Ver-

⁵ Dieser Wert basiert auf eigenen Berechnungen und Annahmen zum Nachrüstungsprogramm im Zuge der SysStabV. Dabei berücksichtigen wir die Restmenge von PV und die derzeit betroffenen Leistung der weiteren DEA bei 50,2 Hz sowie die stochastische Verteilung und Leistungsreduktion der umgerüsteten PV-Anlagen.

bundnetzes. Die Wirkleistungsfrequenzregelung ist nicht für die entstehenden Leistungsungleichgewichte sowie schaltende Vorgänge ausgelegt und kann die Stabilität der Netzfrequenz nicht sicherstellen. Die Wahrscheinlichkeit, kritische Schwellwerte im Normalbetrieb zu erreichen, ist derzeit zwar gering. Sofern jedoch eine Großstörung im Verbundsystem und eine hohe DEA-Einspeisung zusammentreffen, besteht ggf. eine akute Gefährdung der Systemstabilität, insbesondere bei 49,5 Hz. Ferner wird durch die unkontrollierte Zu- und Abschaltung von DEA der Netzbetrieb, insbesondere die Durchführung von stabilisierenden Maßnahmen nach Großstörungen, deutlich erschwert. Für die Gewährleistung der Systemsicherheit leitet sich schließlich ein dringender Handlungsbedarf für die Nachrüstung von DEA ab. In Abstimmung mit den Ministerien und den Übertragungsnetzbetreibern wurde eine 1-GW-Grenze als zulässige Restmenge an betroffenen DEA mit den kritischen Frequenzeinstellungen festgelegt.

6 Technische Lösungsvorschläge - Bewertung

Im Zuge der Branchenabfrage evaluierte das Konsortium geeignete regelungstechnische Lösungsvarianten für die Nachrüstung der betroffenen Anlagentypen. Die Analyse bestand aus folgenden Schritten:

- Ermittlung möglicher Nachrüstungsvarianten der Frequenzeinstellungen
- Anlagentechnische, systemtechnische und wirtschaftliche Einordnung der Lösungsvarianten unter Berücksichtigung Technologie-spezifischer Besonderheiten

Insgesamt wurden über 50 Anlagenhersteller, Servicedienstleister, Schutzgerätehersteller, Anlagenbetreiber und Netzbetreiber interviewt. Der sehr heterogene Markt und der typenspezifische Anlagenaufbau bedingen diese hohe Anzahl, um eine möglichst repräsentative Abfrage zu gewährleisten. Detailliertere Ausführungen zum Umfang der Branchenabfrage sind in Abschnitt 1.4 aufgeführt.

Die Auswirkungen einer Nachrüstung von DEA hinsichtlich des Verteilungsnetzbetriebs und insbesondere des vorübergehenden Betriebs von Teilnetzen mit sog. Netzersatzanlagen sind auf Grundlage [16] im Anhang 13.9 gesondert zusammengefasst. Hierbei ist zu beachten, dass Erzeugungsanlagen in der Niederspannung bei Überfrequenz nur auf feste Abschaltwerte zwischen 50,2 und 51,5 Hz nachgerüstet werden dürfen.

6.1 Frequenzeinstellungen von dezentralen Erzeugungsanlagen – Nachrüstungsvarianten

Die Hersteller wurden zu fünf verschiedenen Lösungsvarianten für die Nachrüstung der betroffenen Bestandsanlagen befragt:

- Nachrüstung auf Frequenzeinstellungen der VDE-AR-N 4105 mit Wirkleistungsreduktionskennlinie (ohne Hysterese)
- Nachrüstung auf Frequenzeinstellungen der BDEW MS-RL 08 mit Wirkleistungsreduktionskennlinie (inkl. Hysterese)
- Nachrüstung auf Frequenzeinstellungen der SDLWindV mit Wirkleistungsreduktionskennlinie (inkl. Hysterese)
- Nachrüstung auf feste neue Abschaltfrequenzen in Anlehnung an VDE-AR-N 4105, stochastische Gleichverteilung bei Überfrequenz zwischen 50,2 und 51,5 Hz, bei Überfrequenz ist die Wiederschaltung erst bei 50,05 zulässig
- Nachrüstung auf feste neue Abschaltfrequenzen in Anlehnung an VDE-AR-N 4105, stochastische Gleichverteilung bei Überfrequenz zwischen 50,2 und 51,5 Hz, Abschaltfrequenz entspricht der Wiederschaltfrequenz

Die Evaluierung im Rahmen der Branchenabfrage und die Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern hat ergeben, dass folgende zwei Lösungsvarianten für die Nachrüstung DEA geeignet sind (siehe Abbildung 6-1):

- **Variante 1, Umparametrieren der festen Abschaltfrequenzen:** Anpassung der festen Abschaltfrequenzen bei Über- und Unterfrequenz in Anlehnung an VDE-AR-N 4105, stochastische Gleichverteilung bei Überfrequenz zwischen 50,2 und 51,5 Hz, Abschaltfrequenz entspricht der Wiedereinschaltfrequenz
- **Variante 2, Nachrüstung auf Wirkleistungsreduktionsfunktion:** Implementierung der Frequenzeinstellungen der VDE-AR-N 4105 mit Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz (ohne Hysterese)

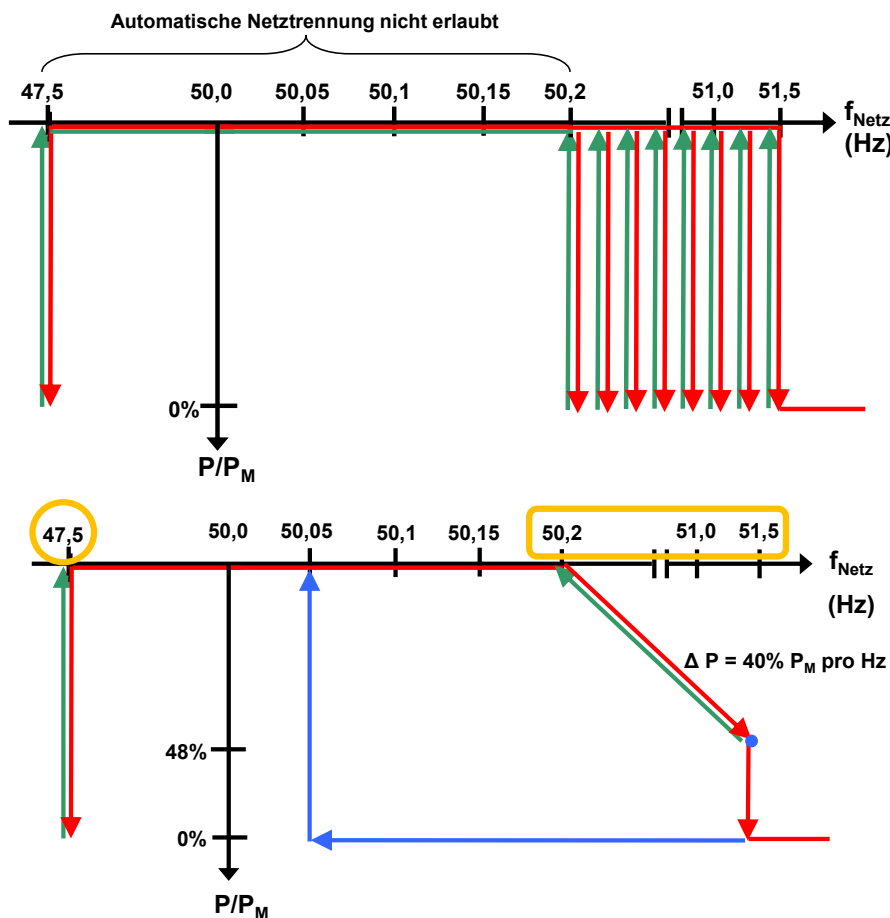


Abbildung 6-1 Vorgeschlagenes Verhalten von Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen nach der Umrüstung; oben: Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz, unten: stochastisch verteilte Abschaltung der Anlagen bei Überfrequenz, das Verhalten bei Unterfrequenz ist in beiden Varianten identisch

In beiden Fällen wird der Frequenzbereich, in dem die Erzeugungsanlagen einspeisen, verglichen mit der gegenwärtigen Situation erheblich erweitert. Damit wird das Risiko eines ungewollten Leistungsverlusts auf der Erzeugungsseite effektiv vermindert und wie beabsichtigt die Robustheit des Verbundbetriebs verbessert.

Variante 1 stellt lediglich eine Änderung der statischen Abschaltwerte bei Frequenzabweichungen dar, die im bereits vorhandenen Anlagenschutz eingestellt sind (Umparametrierung). Eine solche Änderung ist in den meisten Fällen ohne viel Aufwand durchzuführen. Variante 2 ist für die Einzelanlage regelungstechnisch anspruchsvoller. Aus Systemsicht und über die gesamte Anlagenpopulation betrachtet bildet die erste Variante das Verhalten der zweiten, aufwendigeren näherungsweise nach. Aus diesem Grund können beide Varianten auch parallel zueinander oder sukzessive (erst 1 dann 2) umgesetzt werden.

6.1.1 Direkt von der Nachrüstung betroffene Komponenten

Beide Umrüstungsvarianten betreffen direkt die Schutzeinrichtungen zum Anlagen- und Netzschutz, die während des Betriebes zumindest die Werte für Spannung, Strom und Frequenz überwachen. Der Anlagenschutz erfasst ggf. auch weitere Parameter wie Drehzahlen, Temperaturen, Drücke usw. Der in diesem Kontext relevante Frequenzschutz wird häufig durch ein separates Bauelement, ein sogenanntes Frequenzrelais, realisiert. Er kann aber auch in die computerbasierte Anlagensteuerung integriert sein, und ist dann u.U. weniger direkt zugänglich, im Extremfall nur über proprietäre Software-Schnittstellen parametrierbar. Die Befragung hat darüber hinaus ergeben, dass es bei sehr alten Anlagen ohne separate Steuerungstechnik (z.B. kleine Wasserkraft) vorkommt, dass diese ganz ohne Frequenzmessung und -schutz betrieben werden. In solchen Fällen ist davon auszugehen, dass die Anlagen bereits ohne Umrüstung in einem vergleichsweise weiten Frequenzbereich einspeisen und eine Nachrüstung ggf. überflüssig ist⁶.

Neben der Schutztechnik, die durch den Errichter **in** der Anlage verbaut ist, haben auch die Netzbetreiber in vielen Fällen netzseitig zusätzliche Frequenzüberwachungen angebracht. Bisweilen sind auch separate übergeordnete Schutzeinrichtungen durch den Anlagenerrichter installiert. Natürlich müssen die Einstellwerte derartiger externer Entkupplungsschutz-Einrichtungen gleichermaßen durchgängig angepasst werden. Andernfalls entfaltet eine Nachrüstung der Erzeugungsanlagen nicht die gewünschte Wirkung auf Systemebene. Eine Überprüfung der übergeordneten und netzseitigen Entkupplungsschutzeinrichtungen ist deshalb ein notwendiger, integraler Bestandteil eines Nachrüstungsprogramms. In den Fällen, wo der externe Entkupplungsschutz keinen Frequenzschutz sondern z. B. nur einen Spannungsschutz beinhaltet, entfällt analog zum vorhergehenden Absatz ggf. die Notwendigkeit der Nachrüstung dieses Betriebsmittels.

Eine Anpassung der festen Abschaltfrequenzen kann in den meisten Fällen mit den vorhandenen Einrichtungen und Betriebsmitteln vollzogen werden. Sollten die vorhandenen Frequenzschutzrelais und Entkupplungsschutzeinrichtungen nicht wie erforderlich parametrierbar sein, lassen sie sich durch vergleichbare Bauteile, die wenige hundert Euro kosten, ersetzen. Im Gegensatz dazu erfordert der Übergang auf eine Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz häufig einen Austausch der

⁶ Im Fall von Synchrongeneratoren ist mitunter auch ein zusätzliches Vektorsprungrelais als Anlagenschutz eingebaut. Bei abrupten Frequenzänderungen kann auch dieses unter Umständen ansprechen und die Anlage vom Netz trennen. Wir empfehlen dennoch, diese Vorrichtungen von der Nachrüstung unberührt zu lassen. Zum Einen beeinträchtigt der Vektorsprungschutz das Anlagenverhalten bei gleitender Frequenzänderung nicht und zum Anderen ergeben sich bei Außerkraftsetzen dieses Schutzes bei den relevanten Ereignissen unzulässige Belastungen für die Anlage, bzw. unzumutbare Kosten für die Implementierung geeigneter alternativer Schutzkonzepte. Seit mit der BDEW MS-RL 08 Anlagen in der Mittelspannung Fehler durchfahren müssen, um an der Netzstützung teilzunehmen, ist die Verwendung eines Vektorsprungschutzes im Übrigen unzulässig.

vorhandenen Schutz- und Steuerungstechnik. Die Kosten dafür liegen pro Anlage etwa eine Größenordnung höher. Inwieweit eine Anlage grundsätzlich technisch in der Lage ist, in diesem erweiterten Frequenzbereich zu operieren bzw. eine Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz zu realisieren, muss unabhängig von der Schutz- und Steuerungstechnik betrachtet werden. Darauf wird im Folgenden und in Abschnitt 6.2 näher eingegangen.

6.1.2 Umparametrieren der festen Abschaltfrequenz

Das grundsätzliche Ziel der Nachrüstung besteht darin, die Erzeugungsanlagen in einem gegenüber der heutigen Praxis weiteren Frequenzband zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz zu betreiben. Dieser erweiterte Frequenzbereich bedingt unter Umständen erhöhte Belastungen für die elektrische Anlagentechnik. Deshalb muss, abgesehen von der **Frequenz**, festgelegt werden, während welcher **Zeitdauer** dieser Betrieb zu gewährleisten ist und welche **Erzeugungsleistung** dafür bereitzustellen ist.

Grundsätzliche Beschränkungen des Betriebs in einem erweiterten Frequenzbereich

Die erhöhten Belastungen für die elektrische Anlagentechnik gelten für nahezu alle hier betrachteten Technologien. Dafür sind folgende Wirkungszusammenhänge verantwortlich:

Die von einer Umrüstung betroffenen DEA nutzen in der Mehrzahl elektromechanische Wandler (Synchron- oder Asynchrongeneratoren), bei denen wenigstens eine Wicklung direkt mit dem elektrischen Netz verbunden und damit der Netzfrequenz ausgesetzt ist. Der induktive Widerstand einer solchen Wicklung ist proportional zur Frequenz, d.h. wenn die Frequenz um 5 % sinkt, sinkt auch der Widerstand um 5 %. Bei gleichbleibender Netzspannung steigt damit der Strom durch die Wicklung entsprechend.

Darüber hinaus ist der induktive Widerstand der Wicklung proportional zur ihrer Induktivität. Diese ergibt sich aus dem Komponentenaufbau und wird maßgeblich bestimmt durch die Eisenpakete, in denen sich das Magnetfeld ausprägt. Die Stromsteigerung bei Unterfrequenz hat eine Steigerung der magnetischen Flussdichte zur Folge. Ab einem materialspezifischen Flussdichtewert gerät der Eisenkreis in die Sättigung, wodurch sich die Induktivität stark vermindert. Ab hier steigt der Strom dann überproportional an. Ob und bei welcher Frequenz dieser Flussdichtewert und damit die Sättigung erreicht wird, hängt vom Entwurf des Generators ab.

Ein derartiger Stromanstieg belastet die Bauteile, unter Umständen in unzumutbarer Weise. In jedem Fall resultiert er bei anhaltender Dauer in Betriebsbedingungen, die die Lebensdauer potentiell beeinträchtigen. Um zu vermeiden, dass die Anlagen uneingeschränkt mit solchen Bedingungen beaufschlagt werden, installieren die Hersteller in der Regel sekundäre Schutzeinrichtungen (Überstromschutz, Temperaturschutz). Diese Schutzeinrichtungen sprechen demzufolge möglicherweise auch bei Unterfrequenz mehr oder weniger vorhersagbar an.

Die Schwellwerte für die Sättigung des Eisenkreises und die dazugehörigen Zeitkonstanten für die Auslösung der sekundären Schutzeinrichtungen sind anlagenspezifische Parameter.

Zusammenfassend ist es wichtig festzuhalten, dass die Eigenschaften der elektromechanischen Komponenten den Betrieb in einem erweiterten Frequenzband ggf. einschränken und deshalb berücksichtigt werden müssen. In letzter Instanz kann das auch dazu führen, dass sekundäre Schutzeinrichtungen bei Unterfrequenz eine Netztrennung bewirken, obwohl der (umparametrierte) Frequenzschutz

nicht anspricht. Eine praktische Überprüfung solcher sekundärer Schutzmechanismen ist jedoch mit extremem Aufwand verbunden. Wir empfehlen, bei der Beurteilung des realisierbaren Frequenzbandes ausschließlich von den Anlagenspezifikationen (Datenblatt des Generators) auszugehen.

Insbesondere bei Anlagen mit Gas- oder Dampfturbinen als Antriebsaggregat können weitere Einschränkungen für den Betrieb in einem weiteren Frequenzbereich hinzukommen. Die Strömungsmechanik der Turbinensätze ist für eine bestimmte Drehzahl ausgelegt. Die Kennlinien außerhalb des vorgesehenen Arbeitspunktes sind deutlich nicht-linear. Dadurch ergibt sich u.U. ein instabiler Betrieb bei Abweichungen von diesen projektierten Arbeitspunkten. Auch hier handelt es sich um anlagenspezifische Parameter, die auf der Basis der Spezifikationen (Datenblätter des Herstellers) beurteilt werden müssen.

Letztlich ist zu berücksichtigen, dass rotierende Maschinen anlagenspezifische Eigenfrequenzen aufweisen, bei denen verstärkte mechanische Schwingungen angeregt werden. Die Hersteller sind bestrebt, derartige Schwingungen bereits beim Entwurf durch geeignete Maßnahmen (Dämpfung, Vermeidung bestimmter Drehzahlbereiche) zu unterdrücken, da diese eine mechanische Belastung der Bauteile darstellen. Der Betrieb bei abweichenden Frequenzen kann in Einzelfällen jedoch zu Resonanzen führen. Auch in diesem Fall kann das zur Folge haben, dass ein sekundärer Schutz anspricht. Dieser Aspekt ist in erster Linie für Turbinensätze und Windkraftanlagen relevant. Da es sich hier nicht um Komponenteneigenschaften handelt, sondern um das komplexe mechanische Verhalten der kompletten Anlage, wird es hierzu nur selten expliziten Angaben in der Anlagendokumentation geben. Eine Abschätzung hinsichtlich der mechanischen Grenzwertverletzung für Windenergieanlagen wäre nur mittels einer typenscharfen Prüfung zu leisten. Bei Windenergieanlagen ist diese Problematik nur für drehzahlstarre Anlagen relevant, sie ist u.U. anhand der Typenprüfungsberichte analysierbar. Betroffene Anlagen müssten vom Weiterbetrieb in kritischen Frequenzbereichen mittels verminderter Anforderungen ausgenommen werden.

Anforderungen an den Frequenzbereich

Das Ziel der Nachrüstungsmaßnahmen besteht primär darin, das Frequenzband, in dem die Anlagen ihre Einspeisung beibehalten, aufzuweiten und so die Stabilität des Verbundbetriebs zu verbessern. In Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern empfehlen wir das Umparametrieren auf die Frequenzeinstellungen der derzeit gültigen TAB. Nach [22, 2, 4] ist eine Netztrennung im Frequenzbereich zwischen 47,5 und 51,5 Hz unzulässig. Ferner fordern die aktuellen TAB zwischen 50,2 und 51,5 Hz eine Wirkleistungsreduktion für die Netzstützung. Als eine aus systemtechnischer Sicht vertretbare Alternative gilt die Emulation der Kennlinie mittels stochastischer Gleichverteilung der festen oberen Abschaltfrequenzen über die nachzurüstende Anlagenpopulation. Schließlich sind folgende neue Parameter zu fordern:

- Feste untere Abschaltfrequenz: $f_{\text{unten}} = 47,5 \text{ Hz}$
- Feste obere Abschaltfrequenz: $50,2 \text{ Hz} < f_{\text{oben}} < 51,5 \text{ Hz}$ (stochastisch gleichverteilt, Ausnahme Niederspannung: $50,2 \text{ Hz} < f_{\text{oben}} < 51,0 \text{ Hz}$ wegen Betrieb von Netzersatzanlagen, vgl. Anhang 13.9)

Anforderungen an die Betriebsdauer im geforderten Frequenzbereich

Aufgrund der zusätzlichen Belastungen von Anlagenkomponenten bei Frequenzen außerhalb des Normbetriebs nahe der 50,0 Hz ist nach aktuell gültigen Richtlinien eine Netztrennung aus Gründen des Anlagenschutzes zulässig, sofern die Anlage bei einer bestimmten Netzfrequenz eine Mindestbetriebsdauer überschritten hat. In Anlehnung an [4] und in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern empfehlen wir die Spezifikationen gemäß Tabelle 6-1. Diese Vorgaben entsprechen den aktuellen technischen Anforderungen an die Anlagentechnik und können nach den Aussagen der Hersteller prinzipiell auch von der überwiegenden Mehrzahl der betroffenen Erzeugungsanlagen eingehalten werden. In Einzelfällen, vor allem bei sehr alten Anlagen und Stromerzeugungseinheiten im hohen Leistungsklassenbereich, kann eine Überprüfung der Anlagenspezifikationen reduzierte Anforderungen bezüglich der Frequenzeinstellungen ergeben.

Tabelle 6-1 Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen, Quelle: [4]

Netzfrequenz f_{Netz} in Hz	Mindestbetriebsdauer in Minuten
$47,5 \leq f_{\text{Netz}} < 48,0$	10
$48,0 \leq f_{\text{Netz}} < 48,5$	20
$48,5 \leq f_{\text{Netz}} < 49,0$	30
$49,0 \leq f_{\text{Netz}} < 50,5$	dauerhaft
$50,5 \leq f_{\text{Netz}} < 51,5$	30

Besonderheiten bezüglich einer Leistungsreduktion bei Unterfrequenz

Wegen der beschriebenen Mechanismen kann ein Betrieb bei Unterfrequenz (Abschaltwert: 47,5 Hz, Dauer: mind. 30 Minuten) ggf. bei gleichzeitiger Leistungsreduktion gewährleistet werden. Grundsätzlich ist die Leistungsreduktion bei Unterfrequenz nach den aktuellen Richtlinien [4, 23] zwischen 47,5 und 49,0 Hz zulässig, sofern dies aus Gründen des Anlagenprozesses notwendig ist. Eine detaillierte Spezifikation der Leistungsreduktion bei Unterfrequenz steht in den deutschen Richtlinien derzeit noch aus. Unter Einbeziehung der Anforderungen des ENTSO-E Network Code Requirements for Generators [19] empfehlen wir folgende Spezifikation:

- Wirkleistungsreduktion zwischen 47,5 und 49,0 Hz mit einem maximalen Gradienten von 10 % der Nennleistung je Hz zulässig, sofern dies nachweislich aus Gründen des Anlagenprozesses erforderlich ist.

Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings, dass im Bereich der Windenergie und der kleinen Wasserkraft, bedingt durch den spezifischen technischen Aufbau, ein relativ großes Potential an Anlagen generell nicht in der Leistung regelbar ist (siehe u.a. Abschnitt 6.2.1) und ein weiterer Anteil zwar über die Möglichkeit der Leistungsregelung verfügt, diese aber nur durch einen nicht unerheblichen Aufwand auf eine frequenzabhängige Regelung umgerüstet werden können.

Wiederzuschaltverhalten

Nach einer Netztrennung müssen Erzeuger mit Motoren und Turbinen ggf. erst manuell quitiert werden, um wieder mit dem Netz synchronisiert werden zu können. Wiederanfahren nach Abschalten der Verbrennungskraftmaschine schafft ggf. eine zusätzliche Totzeit bis zur Leistungswiederkehr. Dementgegen schalten sich Windenergieanlagen innerhalb einiger Minuten automatisiert wieder zu, sofern das Stromsystem wieder die zulässigen Werte (Strom, Spannung und Frequenz) vorgibt. Dieses Verhalten kann nicht durch eine kosteneffiziente Nachrüstung der Anlagen angepasst werden. Eine Modifikation der Steuerung wäre notwendig. Wir empfehlen deshalb, dass die nachzurüstenden Anlagen ihre Spezifikationen zum Wiederzuschaltverhalten beibehalten. Dieses sieht in der Regel eine Wiederzuschaltung bei Erreichen oder Unterschreiten der jeweiligen Abschaltfrequenz vor, das heißt wenn die Einschaltfrequenz der Ausschaltfrequenz entspricht. Um ein wiederholtes Ein- und Ausschalten zu verhindern, sollte die Wiedereinschaltung in jedem Fall um mindestens 60 Sekunden verzögert erfolgen.

Die Forderung der durch den Netzbetreiber gesteuerten Wiederzuschaltung können alle DEA erfüllen, die über ein nach EEG gefordertes Einspeisemanagement-System verfügen. Die über Fernwirktechnik mögliche Absenkung der Leistung (in der Regel in den Stufen 100 %, 60 %, 30 % und 0 % vom Netzbetreiber steuerbar) ist beim größten Teil der WEA und zu einem kleineren Teil der WKA realisiert. Der Netzbetreiber kann durch eine Leistungsvorgabe von 0 % das Wiederanfahren verhindern. Ältere Anlagen, die nicht über die Fernwirktechnik verfügen, können über betriebliche Maßnahmen gesteuert werden. [14]

Gewährleistung der stochastischen Gleichverteilung der Leistungsreduktion bei Überfrequenz

Unser Vorschlag sieht eine stochastische Gleichverteilung auf Basis der PLZ-Regionen vor. Diese Methodik würde eine einfach administrative und eindeutige Zuordnung der festen oberen Abschaltfrequenzen ermöglichen. Im Ergebnis der Auswertung der Granularität der betroffenen installierten Leistung, welche pro PLZ-Region maximal in der Größenordnung von ca. 150 MW (vgl. Anhang 13.5) liegt, und in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern ist die Güte der Gleichverteilung dieser Methodik ausreichend. Sofern die Güte der Gleichverteilung anhand von PLZ-Gebieten in der Regelzone von einzelnen Netzbetreibern als nicht ausreichend empfunden wird, steht es denjenigen Netzbetreibern frei, für ihre Regelzone eine geeignete Alternative vorzuschlagen, ohne dass der PLZ-Verteilungsschlüssel im Rest des Landes dadurch ungeeignet werden würde.

Unser Vorschlag sieht folgende Methodik vor: auf der Basis von PLZ-Regionen kann ein einfacher Schlüssel zur Zuteilung von festen oberen Abschaltfrequenzen (größer als 50,2 Hz) erstellt werden. Dieser ist dann unabhängig von Technologie und Anlagenleistung. In jeder PLZ-Region wird allen betroffenen Anlagen ein Abschaltwert zugeordnet. Anlagen ab einer Leistungsklasse von 5 MW_{el} (Empfehlung von Ecofys) wird eine obere Abschaltfrequenz im Frequenzbereich von 51,0 und 51,5 Hz zugewiesen. Für jede nachgerüstete Anlage sind dem Übertragungsnetzbetreiber über eine geeignete Prozedur die eingestellten festen Abschaltfrequenzen zu melden.

Wer kann grundsätzlich eine Umparametrierung durchführen?

Die manuelle Parameteränderung / Nachrüstung kann in der Regel nicht durch den Anlagenbetreiber selbst vorgenommen werden. In erster Linie kommt hier Personal des Anlagenherstellers oder ein Servicedienstleister in Betracht. Das Personal benötigt die Qualifikation als Elektrofachkraft. Für die Parameteränderung ist auch ein Wartungsmechaniker mit einer entsprechenden Zusatzqualifikation Elektrofachkraft qualifiziert.

Für die Umparametrierung des übergeordneten Entkopplungsschutzes muss ggf. zusätzliches Personal eingeschaltet werden, da das Personal der Hersteller oder Servicedienstleister meist keine Erfahrung mit den NA-Schutzgeräten hat. Hier ist der Netzbetreiber entsprechend einzubeziehen.

6.1.3 Nachrüstung auf Wirkleistungsreduktionsfunktion

Nach der Branchenumfrage ist die Nachrüstung der Wirkleistungsreduktionskennlinie in Anlehnung an die VDE-AR-N 4105 oder E VDE-AR-N 4120 in der Regel mit deutlich höheren Aufwendungen verbunden und in der Ausgestaltung stark anlagenspezifisch. Bei älteren WEA und WKA ist eine Leistungsregelung generell unmöglich. Neben der Schutztechnik muss auch die Steuerungstechnik der Anlage angepasst werden. Bei neueren Anlagen ist hierbei ein Softwareupdate der Steuerungsgeräte (Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS)) ausreichend. Sollte dies nicht möglich sein, ist die Software entsprechend der Anlagenspezifikationen zu modifizieren oder die Steuerungstechnik per Hardwaretausch zu erneuern. In den letzten zwei Fällen ist eine fundierte Einzelfallprüfung notwendig. Ferner ist die Nachrüstung mit der Anlagenauslegung inklusive der Anlagenparameter abzustimmen.

In Konsultation mit den Übertragungsnetzbetreibern entsprechen die Anforderungen dieser Nachrüstungsvariante den Frequenzeinstellungen inklusive der geforderten Kennlinie der folgenden Richtlinien:

- Erzeugungsanlagen in der Niederspannung: VDE-AR-N 4105 [22]
- Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Hochspannung: E VDE-AR-N 4120 [23] (Entwurf, Alternative: VDE-AR-N 4105)

Entgegen den derzeit gültigen Anforderungen aus der BDEW MS-RL 08 [2] empfehlen wir, dass sich die geforderte Frequenzeinstellungen an eine Kennlinie ohne Hysterese orientieren, wie in VDE-AR-N 4105. Die Hysterese untersagt eine gleichmäßige Leistungsanpassung, sofern die Frequenz nach dem Überschreiten der 50,2 Hz wieder sinkt. Die Leistungssteigerung der DEA erfolgt erst sprunghaft bei einem Wert von $f_{\text{Netz}} \leq 50,05 \text{ Hz}$ ⁷.

⁷ Aufgrund des beschriebenen Verhaltens der Hysterese empfiehlt sich eine Überarbeitung der Mittelspannungsrichtlinie.

6.2 Technologie-spezifische Besonderheiten bzgl. des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenz / der Lösungsvarianten

Im Vergleich zur Photovoltaik weisen die untersuchten Anlagen einen sehr heterogenen Aufbau auf. Die sich daraus ergebenden Besonderheiten bezüglich einer Nachrüstung werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.

6.2.1 Windenergie

Mit der bereits in Kapitel 3.1.1 dargestellten Entwicklung der Größe von Windenergieanlagen ging eine gravierende technische Weiterentwicklung der Technologie einher. Moderne Anlagen erfüllen die Vorgaben der SDLWindV und somit die Anforderungen der erweiterten Frequenzvorgaben und sind daher nicht Gegenstand dieser Studie. Im Folgenden werden die für die Bewertung der Umrüstung maßgeblichen Anlagenkonzepte im Bereich der Windenergie kurz vorgestellt. Der Großteil, der in Deutschland errichteten Anlagen, die für dieses Vorhaben von Interesse sind (nicht gemäß SDLWindV umgerüstete Bestandsanlagen sowie Anlagen mit Errichtung vor dem 01.01.2002), lässt sich in die in Tabelle 6-2 aufgelisteten Konzepte einteilen.

Tabelle 6-2 Übersicht über die grundlegenden Technologien von Windenergieanlagen

Windenergieanlagentechnologie	Netzkopplung
Drehzahlstarr mit Stall- oder Pitchregelung	Direkte Kopplung der Rotordrehzahl mit der Netzfrequenz
Drehzahlvariabel mit Blattverstellung und Teil- oder Vollumrichter	Entkopplung von Rotordrehzahl und Netzfrequenz

In Tabelle 13-2 sind die Möglichkeiten zur Umrüstung für die verschiedenen Windenergietechnologien kurz zusammengefasst. Eine ausführliche Darstellung der Auswirkungen des spezifischen technischen Aufbaus auf die elektrischen Eigenschaften und die Regelungsmöglichkeiten von Windenergieanlagen ist in Anhang 13.6 zu finden.

Tabelle 6-3 Möglichkeiten der Umrüstung für direktgekoppelte WEA und drehzahlvariable WEA

Technologie	Unterfrequenz	Überfrequenz
direktgekoppelte WEA	Untere Grenze von 47,5 Hz nicht für alle Anlagentypen möglich, ggf. Absenkung nur auf 48,5 Hz	Keine Wirkleistungsregelung bei Stellanlagen möglich
	Bei einer länger andauernden Frequenzabsenkung ist eine Abschaltung durch Selbstschutzsysteme nicht auszuschließen	Parametrierung bei vielen Anlagentypen möglich, u.U. aber nur auf max. 51 Hz
drehzahlvariable WEA	Untere Grenze von 47,5 Hz prinzipiell möglich	Obere Grenze von 51,5 Hz prinzipiell möglich
		Wirkleistungsregelung prinzipiell möglich, kann aber je nach Anlagentyp sehr aufwendig werden

Grundsätzlich ist die Umrüstung für drehzahlstarre, direktgekoppelte WEA problematischer als für drehzahlvariable Anlagen. Ein Problem bei den weiterführenden Betrachtungen ist die Tatsache, dass die Dauer möglicher Absenkungen der Netzfrequenz unklar ist. Es gibt in den westeuropäischen Übertragungsnetzen keine umfangreichen Erfahrungen mit länger andauernden Unter- oder Überfrequenzen von relevanter Größe. Während die Hochspannungsrichtlinie (VDN, 2007) einen 10- bis 30-minütigen Betrieb bei Unterfrequenz in Abhängigkeit vom Frequenzbereich vorschreibt, gibt es im Bereich der Mittelspannung [2] keine Forderung hinsichtlich des Verbleibs am Netz bei Frequenzrückgang oder -steigerung.

Konsequenzen für die Umrüstbarkeit von Windenergieanlagen

Bei den Konzepten mit fester Drehzahl und direkter Netzkopplung eines Asynchrongenerators handelt es sich durchweg um ältere WEA. Die Möglichkeit zur Umrüstung für jeden einzelnen Anlagentyp ist hier zu klären. Abhängig ist dies u. U. von der mechanischen Auslegung der WEA. Die Leistungsregelung in Abhängigkeit der Frequenz ist prinzipiell möglich, wird aber für alle Anlagentypen mit erheblichen Aufwendungen verbunden sein. Hinzu kommt die Tatsache, dass etliche Hersteller inzwischen vom Markt verschwunden oder durch Fusionen mit anderen Unternehmen verschmolzen sind. Es ist generell schwierig, bei den Herstellern und Wartungsfirmen Mitarbeiter zu finden, die sich mit der Auslegung dieser älteren Anlagentypen auskennen und Auskunft über die Auswirkung der Umrüstung auf das Anlagenkonzept geben können.

Tabelle 6-4 Übersicht über den Anteil von drehzahlstarr und drehzahlvariablen WEA sowie in der Leistungsabgabe regelbaren und nicht regelbaren Anlagen an der installierten Gesamtleistung. Daten basierend auf der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012), Zeitraum 01.01.1990 bis 31.08.2012,

Kategorie	Installierte Summenleistung in GW
Drehzahlstarr	5,7 GW
Drehzahlvariabel	24,2 GW
Leistung nicht regelbar (betrifft nur drehzahlstarre WEA)	3,4 GW
Leistung regelbar	26,5 GW

Die drehzahlvariablen Anlagen stellen mit einer Anzahl von etwa 15.400 Einheiten und einer installierten Summenleistung von 24,2 GW den Großteil der derzeit verbauten WEA, $\frac{3}{4}$ dieser Anlagen sind in der Leistung regelbar. Eine detaillierte Übersicht über die Aufteilung der grundlegenden Anlagenkonzepte bezüglich ihrer Installationskapazitäten und -zahlen befindet sich im Anhang 13.6.3.

Lebenszyklus

WEA verfügen in der Regel über eine Bemessungslebensdauer von 20 Jahren. Für den Erhalt der Betriebsfähigkeit über diesen Zeitraum ist eine halbjährige Wartung jeder WEA von den Herstellern vorgesehen; zusätzlich erfolgen in unregelmäßigen Abständen sogenannte Retrofit-Maßnahmen, die eventuelle Schwachstellen der Anlagen eliminieren oder zu einer Optimierung des Betriebs beitragen. Werden diese Maßnahmen bis zum Ende der Bemessungslebensdauer vollumfänglich durchgeführt, so ist eine Fortführung des Betriebes auch über diesen Zeitraum hinaus möglich, die Lebensdauer ist dann letztlich abhängig vom Ausmaß der durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen. Baugenehmigungen sind in der Regel zeitlich nicht begrenzt, ein Weiterbetrieb von Windenergieanlagen ist mit entsprechendem Nachweis der Weiterbetriebsfähigkeit möglich.

Besonderheiten hinsichtlich der Umparametrierung

In den Gesprächen mit den Herstellern wurde deutlich, dass die Möglichkeit zur Parameteränderung der Frequenzeinstellungen abhängig vom Anlagenkonzept und vor allem vom Alter der Anlagen ist. Wie in den oberen Abschnitten dargelegt, sind moderne Anlagen drehzahlvariabel und durch einfache Maßnahmen (Umparametrierung, Softwareupdate) an die geänderten Frequenzbedingungen anzupassen. Problematischer sind die älteren Anlagen mit einfacheren, drehzahlstarr Konzeptionen. Da hier ein Eingriff in das mechanische Verhalten der WEA erfolgt, kann u.U. eine Änderung der Frequenzwerte nicht im erforderlichen Umfang durchgeführt werden. Dies gilt es für die einzelnen Anlagentypen anhand der technischen Auslegungsdaten zu prüfen.

Generell schwierig ist dies für alte Anlagen. Technische Informationen über die Auslegung der Anlagen sind nur noch schwer zu erhalten und damit ist der Einfluss auf das Verhalten der Anlagen bei größeren Frequenzabweichungen nur schwer bestimmbar. Es ist daher sinnvoll, WEA mit einer Leistung kleiner als 500 kW von der Umrüstung auszunehmen. Die gesamte installierte Leistung dieser Anlagen beträgt ca. 0,4 GW, siehe Abbildung 3-1.

Bei dem überwiegenden Teil der Anlagen ≥ 500 kW wird eine Umparametrierung möglich sein, in den restlichen Fällen werden Softwareänderungen oder der Einbau neuer Frequenzüberwachungsmodule erforderlich. Für den Fall der Überfrequenz sind Werte zwischen 50,5 und 51,5 Hz (stochastische Verteilung) einstellbar, bei einigen Anlagentypen jedoch nur bis 50,5 Hz.

Im Fall der Unterfrequenz ist die Umparametrierung auf 47,5 Hz für nahezu alle modernen Anlagen möglich. Bei älteren, drehzahlstarrten Anlagen wird dies ebenfalls möglich sein, jedoch ist eine Abschaltung der Anlagen durch Selbstschutzeinrichtungen (z.B. Temperatur-, Überstrom- oder Vibrationsüberwachung) bei einigen Anlagentypen nicht auszuschließen. Dies kann u.U. eine Abschaltung bereits nach mehreren Sekunden oder Minuten bedeuten. Für einige Anlagentypen geben die Hersteller zudem eine Untergrenze der Frequenzeinstellung von 48,5 Hz an.

Eine Klärung der Frage, wie tief die Frequenzunter- und -obergrenzen einstellbar sind, ist im Bereich der Windenergie für die einzelnen Anlagentypen anhand der technischen Dokumentationen und Typenzertifizierungen in der Regel durchführbar. Eine Einzelfallbetrachtung dürfte nur in sehr wenigen Fällen erforderlich sein.

Für Anlagen mit einer Leistung zwischen ≥ 500 kW und < 2.000 kW wird davon ausgegangen, dass in der Regel die feste Abschaltgrenze bei Überfrequenzen mit stochastischer Verteilung zur Umrüstung gewählt werden sollte, bei größeren Anlagen wird die Einstellung einer Abregelkennlinie möglich sein. Durch die Verteilung von unterschiedlichen Abschaltwerten auf die einzelnen WEA eines Windparks oder auch zwischen benachbarten Windparks kann eine Abregelkennlinie mit diskreten Schritten realisiert werden. Die Zuteilung von Frequenz-Abschaltwerten durch Netzbetreiber wurde bereits im Zuge der SDL-Umrüstung von Übergangs- und Altanlagen durchgeführt.

Die Umparametrierung, das Implementieren neuer Softwareversionen oder der Tausch von Überwachungsmodulen wird in den meisten Fällen im Zuge von Wartungen durchgeführt werden können.

Besonderheiten bei der Kennlinie

Die Implementierung einer Wirkleistungsreduktions-Kennlinie bei Überfrequenz ist nur bei modernen Anlagentypen möglich. In der Regel erfordert dies ein Softwareupdate. Bei älteren WEA mit Leistungsregelung kann theoretisch eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktions-Kennlinie realisiert werden, jedoch ist dies nur mit einem erheblichen technischen Aufwand zu realisieren, so dass von einer generellen Umrüstpflcht für alle leistungsregelbaren WEA abgesehen werden sollte. Die im vorigen Abschnitt genannte Möglichkeit der Staffelung der Abschaltwerte innerhalb eines oder benachbarter Windparks ist von der Wirkung einer individuellen Wirkleistungsreduktion für jede WEA gleichzusetzen.

Wiederzuschaltung

Grundsätzlich ist allen WEA eigen, dass sie nach einer erfolgten netzbedingten Abschaltung eine gewisse Zeit nach Spannungs- oder Frequenzwiederkehr benötigen, um wieder auf das Netz aufzuschalten. Je nach WEA-Typ kann diese Zeitspanne wenige bis zu 10 Minuten bedeuten. In dieser Zeit prüft die WEA-Steuerung vor und während des Hochlaufens den einwandfreien Zustand der Anlage und die meteorologischen Bedingungen.

Das Hochfahren einer WEA erfolgt automatisch, es sei denn eine Störung benötigt einen manuellen Start, der in der Regel über einen Fernzugriff erfolgen kann. Im Fall der Frequenzrückkehr kann es sein, dass der Netzbetreiber ein automatisches Wiederauffahren von WEA unterbinden möchte. Dies ist durch das Einspeisemanagement nach EEG möglich, der Netzbetreiber kann durch eine Leistungsvorgabe von 0 % das Wiederauffahren verhindern bzw. unter Berücksichtigung der genannten Anlaufverzögerung, durch Ansetzen anderer Vorgabewerte steuern.

6.2.2 Feste Biomasse / KWK mit Turbinensätzen

Bei den Anlagentypen der festen Biomasse und KWK mit einem Turbinensatz handelt es sich um Kraftwerke, in denen mittels Dampfturbinenprozess ein Generator zur Stromproduktion angetrieben wird. Der Einsatz einer Turbine führt zu einem spezifischen elektrischen Verhalten und technischen Aufbau, der sich von anderen Anlagentypen wesentlich unterscheidet. Der Herstellermarkt besteht aus wenigen großen Unternehmen, die meist Einheiten mit sehr individuelle Anlagen- und Hardwarespezifikationen fertigen. Die befragten Hersteller verbauen Anlagen überwiegend in höheren Leistungsklassen von 1 bis 250 MW_{el}. KWK-Anlagen, die Mikroturbinen in einem Leistungsbereich bis zu wenigen 100 kW_{el} Leistung nutzen, sind, sowohl was die Anzahl als auch die gesamte installierte Leistung betrifft, zu vernachlässigen.

Technischer Aufbau

Bei den folgenden Komponenten haben wir die Hersteller nach Einschränkungen für den technisch/mechanischen verträglichen Frequenzbereich befragt: Turbine, Generator, Frequenzrichter und Steuerungs- sowie Schutztechnik. Für die Anlagen im großen Leistungsbereich sind die Bauteile meist individuell aufeinander abgestimmt. Bei der Hardware für die Steuerungs- und Schutztechnik bedient man sich bestimmter Standardkomponenten, aber insbesondere die Programmierung der Steuerung ist anlagenspezifisch angepasst. Oft finden ein bis zwei Turbinensätze pro Anlage Verwendung. Schutz und Steuerungstechnik sind somit ggf. mehrfach vorhanden.

Lebenszyklus

Der Einsatz mechanischer Verschleißteile und die hohe mechanische Beanspruchung relevanter Bauteile führen zu regelmäßigen Wartungen. Typischerweise wird eine Turbine jährlich gewartet (z.B. Brennkammerinspektion). Selten werden die Anlagen dabei an die aktuellen technischen Anschlussbedingungen angepasst. Nach ca. 40.000 – 50.000 Betriebsstunden erfolgt eine Hauptinspektion. Die Lebensdauer der meisten Erzeugungsanlagen mit Turbinen ist für mindestens 20 bis 40 Jahre ausgelegt. Die Befragung einzelner Anlagenbetreiber hat gezeigt, dass über die vorhandenen Frequenzeinstellungen kaum verallgemeinernde Aussagen möglich sind, da die Parameter des Stromanschlusses zumeist individuell mit dem Netzbetreiber vereinbart werden (oft auch in Abweichung von den geltenden technischen Regeln).

Besonderheiten beim Umparametrieren

Die Hersteller gaben an, dass eine Parameteränderung der Frequenzeinstellungen für nahezu alle Anlagen möglich ist. Nach der Einschätzung der befragten Hersteller können die betroffenen Bestandsanlagen jedoch ohne weitere eingreifende Anpassungen selten im vollen Frequenzbereich von 47,5 bis 51,5 Hz betrieben werden. Abhängig von der Anlagenspezifikation ist oft eine Leistungsreduktion bei Unterfrequenz, bisweilen auch bei Überfrequenz notwendig. Im Einzelfall ist die vollständige Aufweitung des Frequenzbereiches nur mit einem Austausch von Bauteilen möglich, die dem Antriebsstrang oder der Energieumwandlung zuzuordnen sind. Bei Unterfrequenz ist ein Betrieb oberhalb 48,5 Hz ggf. auch ohne Leistungsreduktion oder umfangreicher Modifikationen vertretbar. Eine Bewertung der vertretbaren technischen Spezifikationen ist aufgrund der sehr individuellen und teils sehr alten Anlagen nur mittels Einzelfallbetrachtung zu gewährleisten.

Besonderheiten bei der Kennlinie

Die befragten Hersteller gaben an, dass die Nachrüstung auf eine Kennlinie aufgrund der individuellen Anlagenspezifikationen stark vom Einzelfall abhängig ist. Im Vorherein ist eine Abschätzung, ob und in welchem Umfang auf die Kennlinie umgerüstet werden kann, nicht leistbar. Demnach ist vor jeder Nachrüstung eine Einzelfallbetrachtung notwendig. Im einfachsten Fall wird die Software der Steuerungstechnik anlagenspezifisch modifiziert bzw. umprogrammiert. Sofern Softwareanpassungen nicht ausreichend oder möglich sind, ist ein Hardwaretausch / -einbau der Steuerungsgeräte oder Schutz-einrichtung erforderlich. In jedem Fall ist zu prüfen, ob angesichts der Nachrüstung eine Neubewertung der Anlagenauslegung notwendig ist. So kann es sein, dass weitere Anlagenparameter angepasst werden müssen, zum Beispiel in Bezug auf den Dampfprozess oder die Sicherstellung der Energieabfuhr der Turbine. KWK-Anlagen mit Turbinensätzen werden darüber hinaus häufig wärmegeführt im Industriebereich eingesetzt. Eventuelle Restriktionen, die sich aus den nachgelagerten Wärmeprozessen ergeben, müssen bei der Nachrüstung berücksichtigt werden.

Die Komplexität der geschilderten Varianten bedingt, dass eine Nachrüstung auf die Kennlinie nur vom qualifizierten Personal des Herstellers in Zusammenarbeit mit dem Betreiber möglich ist. Eine Nachrüstung im Rahmen der Wartungsarbeiten ist in der Regel ausgeschlossen.

6.2.3 EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe / KWK mit Motorensätzen

Zu den Anlagentypen mit einem Verbrennungsmotor zählen in der Regel Blockheizkraftwerke (BHKW), die mit EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssigen Biobrennstoffen nach dem KWK-G betrieben werden. Diese zeichnen sich vor allem durch Ähnlichkeiten im elektrischen Verhalten und technischen Aufbau aus. In der Regel stellen die befragten Hersteller komplette Anlagen oder Anlagenmodule für die verschiedenen Typen her. Für gewöhnlich setzen sich die Anlagen aus mehreren technischen Modulen (z. B. Verbrennungsmotor, Generator, Steuerung) von verschiedenen Herstellern zusammen. Der Bereich der elektrischen Leistung der Anlagen, die im Rahmen der Befragung erfasst wurden, reicht von 50 kW_{el} bis 2 MW_{el}, selten darüber. Die Nachrüstungsmöglichkeiten kleinerer Anlagen (um 10 kW_{el}) wurden ebenfalls mit Herstellern erörtert. Hier ergeben sich

z.T. spezifische Schwierigkeiten. Da die gesamte installierte elektrische Leistung jedoch begrenzt ist, fallen diese Anlagen unter die vorgeschlagenen Bagatellgrenzen und werden in der Nachrüstung nicht weiter berücksichtigt⁸.

Technischer Aufbau

Die für das Frequenzverhalten bestimmenden und in der Befragung berücksichtigten Komponenten sind Motor, Generator (meistens Synchronmaschinen), sowie die Steuerungs- und Schutztechnik. Im Leistungsbereich von wenigen hundert Kilowatt werden häufig Serienprodukte eingesetzt und die Anlagenspezifikationen sind vergleichbar. In den höheren Leistungsklassen handelt es sich teils um individuell aufgebaute Anlagen. Weiterhin finden in diesem Leistungsbereich oft auch mehrere Motoraggregate an einem Standort Verwendung, die ggf. in den Statistiken als eine Anlage geführt werden. Schutz und Steuerungstechnik sind dann gegebenenfalls mehrfach vorhanden. Ein externer Entkuppelungsschutz am Netzverknüpfungspunkt ist nach Angaben der Hersteller bei BHKWs selten verbaut.

Lebenszyklus

Der intensive Einsatz mechanischer Verschleißteile führt bei diesen Anlagentypen zu regelmäßigen Wartungen und relativ kurzen Lebenszyklen von 10 bis 15 Jahren. Kleinere Wartungsarbeiten an den mechanischen Komponenten führen die Hersteller oder Servicedienstleister alle 600 bis 1.200 Betriebsstunden durch. Darüber hinaus erfolgen größere Wartungsarbeiten im Abstand von ein bis zwei Jahren. Nach ca. 60.000 Betriebsstunden erfolgt in der Regel eine große Revision oder Generalüberholung. Nach 10 bis 15 Jahren wird anhand wirtschaftlicher Kriterien entschieden, ob die Anlage stillgelegt oder überholt wird. Bei der großen Revision werden wesentliche Komponenten der Verbrennungskraftmaschine und die Steuerungstechnik ausgetauscht. Es ist davon auszugehen, dass die Frequenzeinstellungen der Anlage bei Wiederanschluss den jeweils gültigen technischen Anschlussbedingungen entsprechen.

Besonderheiten beim Umparametrieren

Nach den Angaben der befragten Hersteller ist die Parameteränderung der Frequenzeinstellungen für nahezu alle Anlagen möglich. Die manuelle Anpassung erfolgt an der Frequenzschutzeinrichtung oder der Steuerungstechnik über die jeweiligen Bedienelemente. Im kleineren Leistungsbereich liegt die mechanische Belastung der Bestandteile für den Frequenzbereich von 47,5 bis 51,5 Hz meist im Toleranzbereich. Oft werden die Komponenten auch in autarken Energieversorgungssystemen, wie auf Schiffen oder Inseln, mit hohen Frequenzschwankungen eingesetzt. Im höheren Leistungsbereich und bei älteren Anlagen kann es vorkommen, dass der Frequenzbereich, in dem der Generator betrieben werden kann, beispielsweise auf 48,5 bis 51,0 Hz oder die Dauer auf einige Minuten beschränkt ist. Überwiegend ist eine für die Nachrüstung qualifizierte Person bei der Wartung oder Revision anwesend. Einige Unternehmen lassen die kleine Wartung von reinen Mechanikern durchführen. Für das

⁸ Für Neuanlagen in diesem Kleinleistungsbereich sind die aktuellen technischen Richtlinien dennoch ausnahmslos anzuwenden, da ein weiteres Wachstum nicht-regelkonformer Leistung ausgeschlossen werden muss.

Umparametrieren ist in diesen Fällen anderes Wartungspersonal oder zusätzlich ein entsprechend qualifiziertes Personal mitzuschicken.

Besonderheiten bei der Kennlinie

Die Befragung der Hersteller hat ergeben, dass bei Anlagen mit moderner Steuerungstechnik die Nachrüstung auf die geforderte Wirkleistungsreduktionskennlinie per Softwareupdate möglich ist. Unter Einbeziehung eines Hardwareumbaus sind Anlagen insbesondere ab 2005 in der Regel umrüstbar. In Einzelfällen gestaltet sich die Nachrüstung als sehr komplex und ist mit hohen Aufwendungen verbunden. Bei älteren Anlagen, insbesondere vor 2005, sinkt der Anteil der auf die Kennlinie umrüstbaren Einheiten wegen der Vielfalt der Anlagenkonfigurationen und deren spezifischen Eigenarten. Eine genaue Abschätzung dazu konnten selbst die Hersteller nicht liefern.

Sofern bei der Nachrüstung ein Hardwareumbau notwendig ist, kann die Nachrüstung nicht durch das Wartungspersonal durchgeführt werden. Ebenso wie bei KWK-Anlagen mit Turbinensätzen können sich zusätzliche Beschränkungen bei der Umsetzung der Kennlinie ergeben, wenn die nachgelagerten Wärmeprozesse eigene Restriktionen mit sich bringen.

6.2.4 Kleine Wasserkraft

Ähnlich wie im Bereich der Windenergie sind auch die kleinen Wasserkraftanlagen in drehzahlstarre und drehzahlvariable Anlagen zu trennen. Die hergebrachte Technik der direkten Kopplung eines Synchron- oder Asynchrongenerators an das elektrische Netz wird bei vielen älteren und bei kleinen Anlagen eingesetzt, größere moderne Anlagen besitzen zumeist umrichterergestützte drehzahlvariable Antriebe.

Die in Deutschland eingesetzten kleinen Wasserkraftwerke mit einer Leistung ≤ 5 MW sind Speicherkraftwerke und Flußkraftwerke, erstere sind aufgrund der begrenzten Zahl von Stauseen in kleinerer Anzahl vertreten. Der größte Teil der Nutzung der kleinen Wasserkraft erfolgt in Deutschland mit Laufwasserkraftwerken bzw. Flusskraftwerken. Dies sind Anlagen, die ohne Speicherung von Wasser lediglich mit Staustufen arbeiten. Hingegen handelt es sich bei Speicherkraftwerken um Wasserkraftwerke mit Speicherbecken und Rohrturbinen. Als Speicher dienen entweder Stauseen oder Hochspeicher der Trinkwasserversorgung.

Die Abschaltung von kleinen Wasserkraftanlagen oder deren Leistungsreduktion wirkt sich immer auch auf das jeweilige Gewässerumfeld aus und wird von den Wasserkraftbetreibern daher als sehr kritisch betrachtet. Es ist daher zu betonen, dass die Erweiterung der Frequenzvorgaben nicht zu einer Erhöhung des Risikos einer Abschaltung beiträgt, sondern diese im Gegenteil durch den längeren Verbleib am Netz mindert. Die Frage, die gestellt werden muss, ist daher, ob gerade auch ältere WKA auch bei einer verringerten oder erhöhten Frequenz am Netz verbleiben können ohne Schaden zu nehmen oder aber aus Selbstschutzgründen abgeschaltet zu werden.

Als elektrische Energiewandlungssysteme werden in kleinen Wasserkraftanlagen folgende Generatoren bzw. Generatorsysteme verwendet:

- Asynchrongeneratoren, in der Regel in Anlagen bis 300 kW
- Synchrongeneratoren in Anlagen größer 300 kW, in sehr alten Anlagen auch durchaus mit kleineren Leistungen für den Inselbetrieb.
- Synchrongeneratoren mit Umrichtern, in modernen Neuanlagen.

Besonderheiten hinsichtlich der Umparametrierung

Die meisten kleinen Wasserkraftwerke größer 100 kW verfügen über eine Netzschutzeinrichtung zur Überwachung von Über- und Unterfrequenzen und –spannungen. In der Regel sind diese für die Frequenzüberwachung in einem weiten Bereich einstellbar. Dort, wo der Einstellbereich nicht ausreicht, ist eine Nachrüstung in der Regel problemlos möglich, sofern eine elektrisch auslösbare Abschalteneinrichtung besteht. Wichtig ist hierbei, dass das Vorhandensein einer elektrischen Schutzeinrichtung darauf hinweist, dass eine Abschaltung der Wasserkraftanlage durch elektrische Signale möglich ist und somit eine Steuerung über elektrische Überwachungsorgane prinzipiell gegeben ist.

Die Schnellabschaltung eines Wasserkraftwerks ist generell für alle Anlagentypen in einem sehr kurzen Zeitraum durchführbar, wenngleich mit zum Teil erheblichen Auswirkungen auf die Wasserhaltung. Je nach Anlagentyp beträgt der Zeitraum bis zur Leistungserzeugung bzw. zum Wiederaufstart der Turbinen einige wenige bis hin zu 45 Minuten. Gerade bei größeren Kleinwasserkraftwerken mit Synchrongeneratoren und älteren Regleranlagen kann das Wiederaufschalten, d.h. die Synchronisation von Generatorfrequenz und Phasenwinkel mit dem Netz, langwierig sein.

Eine in der Befragung von den Betreibern genannte Alternative wäre hierbei, im Fall einer vom Netzbetreiber gewollten Abschaltung bei Unter- oder Überfrequenz oder –spannung, nicht eine totale Abschaltung, sondern die schnelle Abregelung der Anlagen auf einen geringen Leistungswert, z.B. von 5 % der Anlagenennleistung. In diesem Fall wäre die Anlage unmittelbar nach Rückkehr des Netzes in den Normalbetrieb bereit, ohne Verzögerung die Leistungsproduktion wieder aufzunehmen. Aufgrund des Betriebs der Anlage bei kleinen Leistungen bleibt während der Netzstörung die Synchronität zwischen Generator und Netz bestehen, ein zeitlich aufwendiger Anfahr- und Synchronisationsprozess entfällt. Allerdings ist zu beachten, dass für diesen Betrieb zwei Frequenzschutzsysteme erforderlich sind.

Besonderheiten bei der Kennlinie

Eine Fahrweise mit kontinuierlicher Wirkleistungsreduzierung der Anlagen ist prinzipiell bei den Anlagen mit regelbaren Turbinen möglich, jedoch mit erheblichen Kosten (mehrere 10.000 €) verbunden. Bei Anlagen mit nicht regelbaren Turbinen ist eine Abfahrtrampe generell nicht realisierbar.

Eine zusammenfassende Übersicht über den Frequenzschutz bei WKA ist in Tabelle 6-5 aufgeführt.

Tabelle 6-5 Frequenzschutz bei Wasserkraftanlagen.

Gruppe	WKA < 100 kW	Ältere WKA >100 kW mit ext. Schutzrelais	Anlagen > 100 kW mit älterer SPS	Anlagen > 100 kW mit moderner SPS
Frequenzschutz	Nicht automatisiert betrieben, keine Steuerung, starten nicht automatisch, Leistungsregelung und externe Regelung nicht möglich	Frequenzüberwachung durch einzelne Bauelemente bzw. Frequenzschutzrelais	Schaltanlage mit älterer SPS und darin integriertem Frequenzschutz	Schaltanlage mit neuerer SPS und darin integriertem Frequenzschutz und PC-parametrierbarem Schutzgerät
Einstellbarkeit Frequenzschutzrelais	Nicht einstellbar	Häufig relativ grob, Regelungseinstellung nicht ganz exakt	mind. 0,1 Hz-Schritte	mind. 0,1 Hz-Schritte, bei modernen WKA 0,05 Hz-Schritte
Maximaler Einstellbereich	k.A.	etwa 48 - 52	Häufig 40 – 60 Hz	Häufig 40 – 60 Hz
Umrüstmöglichkeiten	Umrüstung nicht möglich bzw. extrem aufwendig	Umrüstung möglich	Nachrüstung techn. möglich, aber oft schwierig, da für alte Schaltanlagen kein Service mehr verfügbar	Umrüstung relativ einfach möglich, in diesem Zuge auch Fernwartungsmöglichkeiten nachrüstbar
Mögliche Varianten	Keine	Umparametrierung	Umparametrierung	Umparametrierung, ggf. Reduktionskennlinie
Maßnahmen	k.A.	Umstellung des Frequenzschutzrelais möglich, ggf. vorab Nachrüstung des Relais	Häufig Austausch Schaltanlage/Steuerung als Weg oder extern install. Leistungs-/Frequenzregler angepasst an spezielle Steuerung	Softwareanpassung+ ggf. Nachrüstung Frequenzmessumformer

6.3 Kostenabschätzung der Nachrüstung

Um im Folgenden die Gesamtkosten des Nachrüstungsprozesses abzuschätzen wurden die vorraussichtlichen Kosten der einzelnen Anlagennachrüstungen für die jeweiligen DEA evaluiert. In den Gesprächen mit den Herstellern wurden Aufwendungen für die zwei Nachrüstungsvarianten mit einer sehr großen Kostenvarianz angegeben. Dies ist vor allem auf die sehr individuellen Anlagen und der gegebenenfalls notwendigen Einzelfallbetrachtung zurückzuführen. Eine vereinfachte Übersicht der Kosten ist in Tabelle 6-6 zu finden. Sofern die Nachrüstung mittels manueller Parameteränderung durchgeführt wird, liegen die Kosten in der Größenordnung von wenigen hundert Euro. Setzt man diese Kosten in Relation zu der jährlichen Einnahmenstruktur und den operativen Kosten der untersuchten Anlagentypen, sind die Aufwendungen der Nachrüstung (wenige hundert Euro) von untergeordneter Bedeutung. Die Zumutbarkeit des Hardwaretauschs für die Nachrüstung der Kennlinie ist nur für Anlagen im größeren Leistungsbereich gegeben.

Tabelle 6-6 Kostenabschätzung der Nachrüstung je Anlage exklusive der Anfahrtkosten auf Basis der Branchenabfrage in €/Anlage

Angaben in EUR/Anlage	Min- Feste Frequenz	Max- Feste Frequenz	Min – Kennlinie	Max- Kennlinie
Wind	250	5.000	250	3.000
Turbinen feste Biomasse, große KWK	400	5.500	400	20.000
BHKW EEG-Gas (z. B. Bio-, Depo- nie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe, kleine KWK	100	5.500	300	13.000
Kleine Wasserkraft	200	2.000	1.000	20.000
	Sofern die Nachrüstung per manueller Parametrierung erfolgt, liegen die Kosten in der Regel in der Größenordnung des Minimalwertes.		Sofern die Nachrüstung per Softwareupdate erfolgt, liegen die Kosten in der Regel in der Größenordnung des Minimalwertes.	

6.4 Zwischenfazit

Vor dem Hintergrund der hohen Anzahl der betroffenen Anlagen von 60.000 und den stellenweise sehr individuellen Anlagenspezifikationen sind bei einer vollständigen Nachrüstung auf die technisch jeweils mögliche Lösungsvariante ein hoher Zeitbedarf, eine hohe Komplexität und hohe Aufwendungen zu erwarten. Dementgegen steht die betroffene Leistung von rund 27 GW, die aufgrund der erheblichen Höhe die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundsystems gefährdet. Angesichts der Komplexität einerseits und der potentiellen Gefährdung andererseits stellen wir in den nächsten Abschnitten eine mögliche Vereinfachung des Nachrüstungsprozesses dar. Das Ziel dabei ist eine einfache, schnelle und aufwandsminimierte Nachrüstung.

7 Eingrenzung des Anlagenbestands für die Nachrüstung und Nachrüstungsumfang

Der nachzurüstende Bestand an DEA-Anlagen wurde durch eine Auswertung folgender Daten abgeleitet:

- Entwicklung der Population DEA bis Ende 2012
- Kritische Abschaltfrequenzen bei Bestandsanlagen, 49,5 und 50,2 Hz
- Betroffener Anlagenbestand der untersuchten DEA, der kritische Frequenzeinstellungen aufweist
- 1-GW-Grenze an verbleibender betroffener Leistung mit kritischen Frequenzeinstellungen, in Abstimmung mit Ministerien und den Übertragungsnetzbetreibern
- Bewertung der technischen Lösungsvarianten, auf Basis der Branchenabfrage

Als Ergebnis der Befragung der Hersteller unterscheiden sich die zwei grundlegenden Lösungsvarianten

- Variante 1 – Umparametrieren der festen Abschaltfrequenzen und
- Variante 2 – Nachrüstung auf eine Wirkleistungsreduktionskennlinie

stark im Aufwand und dem Anteil der nachrüstfähigen Anlagen. Der Nachrüstbedarf wird somit für die zwei Lösungsvarianten getrennt analysiert. Im Ergebnis stehen Bagatellgrenzen für die Leistungsklasse und das Inbetriebnahmejahr für die einzelnen Anlagentypen, die den nachzurüstenden Anlagenbestand eingrenzen.

7.1 Eingrenzung des Anlagenbestands für die Nachrüstung

Für die Ableitung des Nachrüstbedarfs wurden folgenden Annahmen getroffen:

- Die Nachrüstung beschränkt sich in erster Linie auf eine Anpassung der Einstellwerte des vorhandenen Frequenzschutzes (Umparametrieren)
- Die Summe der nicht nachgerüsteten Leistung ist mit rund 1 GW anzusetzen
- Alle untersuchten Anlagentypen sind grundsätzlich in die Nachrüstung mit einzubeziehen
- Ein Verteilungsschlüssel und spezifische verbleibende Leistungsmengen je Energieträger sind nicht vorgegeben
- Die 1-GW-Grenze wird nicht um einen Sicherheitspuffer erweitert, da nicht nachrüstbare Anlagen oder Stilllegungen ex-post nicht zuverlässig zu quantifizieren sind
- Die Kostenangaben basieren auf den Angaben der Hersteller und berücksichtigen nur die reine Parameteränderung, exklusive Kosten für Anfahrt, Aufnahme der Anlagenspezifikationen, administrative Prozesse auf Seiten des Netzbetreibers oder Stillstandzeiten
- Gesamtaufwendungen und nachzurüstende Gesamtanlagenanzahl stehen im linearen Verhältnis, Kosten für die Parameteränderung sind für alle Energieträger näherungsweise vergleichbar

- Die Leistungsklassen werden anhand folgender Anlagenbegriffe bestimmt:
 - Für Windenergie beziehen wir uns auf einzelne Windenergieanlagen
 - Für die weiteren Anlagentypen beziehen wir uns auf den weiteren Anlagenbegriff, darunter ist die Zusammenfassung mehrerer Generatoren / Aggregate pro Anlage zu verstehen

Unter dem Ziel der Aufwandsminimierung für die Nachrüstung leiteten wir den nachzurüstenden Anlagenbestand in einem iterativen Verfahren ab. Dabei minimierten wir die Gesamtanzahl der einzubeziehenden Anlagen, von der die Aufwendungen näherungsweise linear abhängig sind. Den Ausgangswert bildete die Berücksichtigung aller betroffenen Anlagen, bei denen das Umparametrieren der Abschaltfrequenzen nach Aussagen der Hersteller in der Regel in einem vertretbaren Rahmen⁹ möglich ist. Aufgrund der in den Abschnitten 6.2.1 und 6.2.4 ausgeführten mechanischen und elektrischen Beschränkungen ist eine Aufweitung des Frequenzbereichs der WEA unter 500 kW und WKA bis 100 kW in der Regel kosteneffizient nicht möglich. In diesem ersten Schritt ergaben sich demnach Leistungsschranken

- ab 500 kW bei Windenergieanlagen und
- über 100 kW bei kleinen Wasserkraftanlagen

unter der die Anlagen nicht einbezogen werden. In den weiteren Schritten wurden die Leistungsklasse¹⁰ und das Inbetriebnahmejahr¹¹ für die anderen Energieträger iterativ so lange erhöht, bis die 1-GW-Grenze erreicht wurde. Bei der schrittweisen Erhöhung wurde stets die Bagatellgrenze eines Anlagentyps gewählt, die die größte Verringerung der nachzurüstenden Anlagenanzahl bei einer möglichst geringen Erhöhung der verbleibenden Leistung nach sich zog. Bei jedem Iterationsschritt wurde demnach das Potential zur Minderung der Systemgefährdung ins Verhältnis zu den damit verbundenen Aufwendungen gesetzt. Die resultierenden Bagatellgrenzen sind in Tabelle 7-1 zusammengefasst.

⁹ Sofern die vollständige Aufweitung des Frequenzbereiches nur ohne einen Austausch von Bauteilen möglich ist, die dem Antriebsstrang oder der Energieumwandlung einschließlich der Leistungselektronik zuzuordnen sind.

¹⁰ Die verwendeten Intervalle der Leistungsklassen orientieren sich an den Angaben der Hersteller.

¹¹ Das Inbetriebnahmejahr wurde in 1-Jahres-Schritten zwischen den Jahren 1990 und 2012 erhöht.

Tabelle 7-1 Abschätzung des Nachrüstbedarfs mit Angabe der Bagatellgrenzen, des verbleibenden Anlagenbestands und der nachzurüstenden Anlagen, Quelle: Eigene Darstellung

Anlagentyp	Bagatellgrenzen		Restmenge in GW _{el}	Nachzurüsten	
	Leistungsklasse in kW _{el}	Inbetriebnahme- jahr		in GW _{el}	Anzahl
Windenergie	>450 ¹²	Keine Grenze	0,3	12,1	11.500
feste Biomasse	>100	Keine Grenze	<0,1	1,1	100
Biogas und weitere EEG-Typen*	>100	2000	0,1	2,8	6.500
KWK	>5.000	Keine Grenze	0,0	9,1	400
	5.000 ≥ x > 100	2000	0,4	0,3	1.000
Kleine Wasserkraft	>100	Keine Grenze	<0,2	1,2	1.500
Summe			1,0	26,7	21.000

Für eine einfache und klare Vorgabe von Bagatellgrenzen haben wir diese nach Möglichkeit anschließend angeglichen. Beispielsweise sind in Deutschland faktisch keine Anlagen mit fester Biomasse im Leistungsbereich unter 1 MW_{el} installiert, zur Vereinfachung empfehlen wir aber eine Bagatellgrenze von 100 kW_{el}. Weiterhin empfehlen wir, die obere Leistungsklassenbeschränkung der im Untersuchungsschwerpunkt der Studie befindlichen kleinen Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 5 MW aufzuheben. Aufgrund der sehr geringen Anzahl nach EEG betroffener Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von über 5 MW ist eine Einbeziehung in die Nachrüstung sinnvoll.

Zusammenfassend lässt sich aus der Ermittlung der Bagatellgrenzen in Tabelle 7-1 folgendes festhalten:

- Durch die Einführung der Bagatellgrenzen wird die Anzahl der nachzurüstenden Anlagen und damit der volkswirtschaftliche Aufwand erheblich, von ca. 60.000 (siehe Abbildung 4-2) auf ca. 21.000 Anlagen, reduziert (siehe Tabelle 7-1).

¹² Bei Windenergieanlagen gibt es eine Häufung an betroffenen Anlagen mit einer Leistung von 500 kW. Im Gegensatz zu den weiteren Anlagentypen ist eine Einbeziehung dieser Leistungsklasse notwendig. Die Bagatellgrenze ist deshalb in der Form „>450“ angegeben.

- Bei einem Nachrüstungsbedarf von über 96 % der betroffenen Anlagenleistung stellt die Einhaltung der 1-GW-Grenze für die Restmenge eine große Herausforderung dar.
- Die Einbeziehung auch sehr alter Anlagen ist unerlässlich.
- Die Einbeziehung von Anlagen im Leistungsbereich bis zu 100 kW ist vorläufig nicht notwendig.
- Obere Grenzen für die einzubeziehenden Stromerzeugungsanlagen hinsichtlich des Inbetriebnahmedatums in Abhängigkeit von der Spannungsebene bestimmen sich aus der Herleitung in Abschnitt 4.2.

Kostenabschätzung

Grundsätzlich bleibt festzustellen, dass die Kosten für das Umparametrieren auf feste Frequenzwerte pro Anlage sehr gering sind und die normalen operationellen Kosten der Anlage in den meisten Fällen nicht nennenswert beeinflussen. In der Regel fallen lediglich Arbeitszeitkosten für die Veränderung der Einstellwerte an. Selbst wenn im Einzelfall ein Austausch des Frequenzrelais erforderlich ist, beschränken sich die damit verbundenen Kosten auf wenige hundert Euro. Die Kosten können weiter begrenzt werden, wenn die Umparametrierung im Rahmen einer regulären Wartung vorgenommen wird und separate Aufwendungen für die Anfahrt damit entfallen. Angesichts dieser begrenzten Kosten sehen wir es als angemessen an, diese beim Betreiber zu belassen und von einer Wälzung, die auf Basis der Erfahrung mit dem PV-Umrüstungsprogramm (vgl. Abschnitt 2.1) vermutlich administrative Folgekosten in mindestens derselben Größenordnung nach sich zöge, abzusehen. Wird alternativ eine Kostenwälzung in Betracht gezogen, nehmen die administrativen Prozesse und die zusätzlichen damit verbundenen, nicht technisch begründeten Kosten gegenüber der vorgeschlagenen Umparametrierung ohne Erstattung drastisch zu.

Allerdings ist die Varianz der in den Befragungen angegebenen Kosten für die reine Nachrüstung sehr hoch. Deshalb ist die Abschätzung der Nachrüstkosten für das Umparametrieren als Spannweite dargestellt. Abbildung 7-1 zeigt die Kosten in Abhängigkeit des gewählten Inbetriebnahmejahrs als Bagatellgrenze. Die Leistungsklassen sind in diesem Beispiel fest und entsprechen den Angaben aus der Tabelle 7-1. Die Abschätzung für die Gesamtkosten der reinen Parameteränderung liegt bei 4 bis 11 Mio. EUR. Obwohl die Einbeziehung von Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr von vor 1990 für die Erreichung der 1-GW-Grenze notwendig ist, steigen die Gesamtaufwendungen für das Umparametrieren durch die sehr alten Anlagen nur geringfügig. Damit sind die mit der Nachrüstung verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten auch für die Gesamtpopulation vergleichsweise gering.

Eine differenzierte Analyse des Nachrüstbedarfs und der dazugehörigen Kosten je Anlagentyp befindet sich im Anhang 13.10.

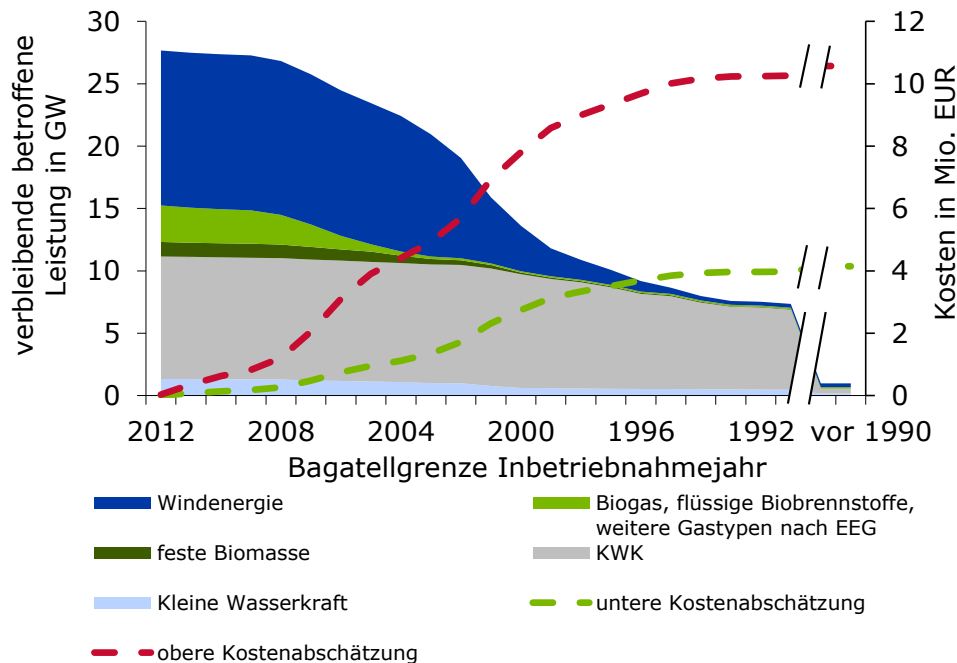


Abbildung 7-1 Abschätzung der verbleibenden betroffenen Leistung und Aufwendungen in Abhängigkeit des gewählten Inbetriebnahmejahrs als Bagatellgrenze, Quelle: Eigene Darstellung

Unsicherheiten der Abschätzung des Nachrüstbedarfs

- Die tatsächlich verbleibende Leistung mit kritischen Frequenzeinstellungen ist mit Unsicherheiten behaftet, da bei einem relevanten Leistungsanteil Einzelfallbetrachtungen zur Bestimmung der Nachrüstfähigkeit notwendig sind.
- Durch jede Anlage, deren Umrüstung als technisch oder wirtschaftlich unzumutbar eingeschätzt wird (und somit keine Maßnahme getroffen wird), wird die verbleibende Gesamtleistung erhöht.
- Zur Vereinfachung vernachlässigt die verwendete Berechnungsmethodik zwei sich überlagernde Effekte, die jeweils zu einer Abweichung zwischen der ermittelten und der tatsächlich verbleibenden betroffenen Leistung führen:
 - Die Annahme, dass die abgeschätzte verbleibende betroffene Leistung von 1 GW auch einen geringen Leistungsanteil an Bestandsanlagen mit der Abschaltfrequenz von 50,2 Hz beinhaltet, führt zu einer geringfügigen Überschätzung der verbleibenden Leistung bei 49,5 Hz hinsichtlich der 1-GW-Grenze.
 - Die Annahme, dass in Anlehnung an Kapitel 5 mindestens 0,1 GW Leistung an PV-Anlagen auch nach dem Umrüstungsprogramm der SysStabV mit einer festen Abschaltfrequenz von 49,5 Hz verbleiben, führt zu einer geringfügigen Unterschätzung der verbleibenden Leistung bei 49,5 Hz hinsichtlich der 1-GW-Grenze.

Aus diesen Unsicherheiten und den Einschränkungen bezüglich der verwendeten Datenbasis ergibt sich der dringende Bedarf, den Nachrüstprozess ohne nennenswerten zeitlichen Verzug zu überwa-

chen. Nur durch ein entsprechendes Monitoring kann evaluiert werden, ob ggf. ein erweiterter Nachrüstungsbedarf bei den Bestandsanlagen besteht. Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen kann aber dauerhaft nicht sichergestellt werden, dass nachgerüstete Erzeugungsanlagen nachhaltig den geforderten Spezifikationen entsprechen.

Zeitrahmen

Die Beschränkung auf die technisch einfach durchzuführende Parameteränderung ermöglicht grundsätzlich eine Realisierung im Rahmen der regulären Wartungsintervalle bei allen untersuchten Energieträgern (vgl. Abschnitt 6.2). Aufgrund der gebotenen Dringlichkeit zur Anpassung der Frequenzeinstellungen empfehlen wir eine Frist von 1 bis 1½ Jahren.

7.2 Eingrenzung des Nachrüstungsumfangs

Speziell im Fall von Überspeisung und daraus folgender Überfrequenz fordern die Übertragungsnetzbetreiber nach den derzeit gültigen technischen Anschlussbedingungen eine graduelle Reduktion der Erzeugung, um das Gleichgewicht von Erzeugung und Last wiederherzustellen (Wirkleistungsreduktionskennlinie).

Es muss betont werden, dass mit dem Aufweiten des durch die Anlagen tolerierten Frequenzbandes in der ersten Umrüstvariante (Umparametrieren) die Robustheit des Verbundsystems bereits erheblich verbessert wird. Beide Umrüstungsvarianten sind hinsichtlich des Verhaltens bei **Unterfrequenz** vollständig identisch. Für den Fall der Unterfrequenz wurde die herausfordernde Grenze einer maximalen verbleibenden Abschaltleistung von 1 GW abgeleitet: Eine kompromisslose Nachrüstung hat an dieser Stelle für die Systemstabilität eine höhere Bedeutung für die Problemlösung als die Anpassung des Verhaltens bei Überfrequenz.

In welchem Umfang dezentrale Bestandsanlagen an einer graduellen Reduktion der Wirkleistung bei Überfrequenz tatsächlich beteiligt werden müssen, hängt von vielen Parametern ab und lässt sich mit den vorliegenden Erkenntnissen nicht schlüssig herleiten. Eine vollständige Nachrüstung wäre weder volkswirtschaftlich sinnvoll noch im Einzelfall zu vertretbaren Kosten machbar.

Damit ergibt sich die Schwierigkeit, dass es mit den vorliegenden Kenntnissen unmöglich ist, einen eindeutig begründbaren Vorschlag zu unterbreiten, welche Anlagen einbezogen werden müssen und welche freigestellt werden können. Eine Realisierung der Variante 2 (Kennlinie) ist zumeist teurer als die der Variante 1 (feste Abschaltfrequenz). Während die Abschätzung der Minimalkosten für beide Varianten in vergleichbarer Größenordnung liegt, ist die Variante 2 bei ungünstiger Anlagenkonfiguration (kein Softwareupdate möglich) wesentlich kostenintensiver als Variante 1.

Dazu kommen weitere Nachteile der Variante 2:

- Ein beträchtlicher Teil der Anlagen, die gemäß Variante 1 umparametriert werden können, wird eine Wirkleistungsreduktionskennlinie gemäß Variante 2 auch bei Austausch der Schutz- und Steuereinrichtungen nicht realisieren können. Unabhängig von gesetzten Bagatellgrenzen ist davon auszugehen, dass sehr viele Einzelfallprüfungen erforderlich sind, die zudem schwer vergleichbare Ergebnisse liefern würden. Der vorbereitende und administrative Aufwand des Prozesses wäre, verglichen mit Variante 1, immens.

- Die Umrüstung selbst gestaltet sich komplexer und fordert von den Herstellern, Dienstleistern und Betreibern sehr viel mehr Anstrengungen. Die Frist, die für einen derartigen Umrüstprozess anzusetzen ist, ist damit bedeutend länger als bei Maßnahmen gemäß Variante 1. Da angesichts der Risiken jedoch eine hohe Dringlichkeit besteht, stellt dies einen entscheidenden Nachteil der Variante 2 dar.
- Letztlich geht Variante 2 mit erheblichen Mehrkosten einher. Ein Prozessvorschlag, bei dem die Kosten vollständig beim Anlagenbetreiber verbleiben, dürfte auf deren Seite auf große Widerstände stoßen. Das kann dazu führen, dass die Gerichte zur Klärung strittiger Fragen angerufen werden. Damit verzögert sich die Umsetzung zusätzlich erheblich. Wird alternativ eine Kostenwälzung in Betracht gezogen, nehmen die administrativen Prozesse und die zusätzlichen damit verbundenen, nicht technisch begründeten Kosten gegenüber der vorgeschlagenen Umparametrierung ohne Erstattung drastisch zu.

Angesichts dieser entscheidenden Nachteile von Variante 2 empfehlen wir, diese Variante zeitlich zurückzustellen und erst nach einer weiteren tiefergehenden Analyse zur Notwendigkeit für einen ausgewählten Teil des Anlagenbestandes ggf. zeitlich nachgelagert durchzuführen. Dabei können die Ergebnisse des Monitoring von Variante 1 sowie eventuelle weitere Untersuchungen zur erforderlichen Beteiligung an einer stetigen Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz aus Sicht des Systembetriebs mit einfließen.

7.3 Zwischenfazit

- Auf der Basis der Analyse des Anlagenbestandes und der technologiespezifischen Besonderheiten schlagen wir vor, für die Umrüstungspflicht Bagatellgrenzen für Leistung und Inbetriebnahmejahr gemäß Tabelle 7-1 anzusetzen. Damit reduziert sich die Anzahl der umzurüstenden Anlagen von ca. 60.000 auf ca. 21.000.
- Gleichzeitig schlagen wir vor, in einem ersten Schritt lediglich die Umparametrierung des vorhandenen Frequenzschutzes der Anlagen vorzunehmen (Variante 1). Die entsprechenden Maßnahmen können an einem großen Teil der Anlagenpopulation unkompliziert umgesetzt werden. Die Implementierung einer Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz (Variante 2) kann anschließend für einen noch näher zu bestimmenden Teil der Anlagen durchgeführt werden, um das Systemverhalten weiter zu verbessern.
- Ein sorgfältiges Monitoring ist entscheidend für die zügige Umsetzung der Nachrüstungsmaßnahmen und das Erreichen der angestrebten 1-GW-Grenze. Darüber hinaus kann nur das Monitoring die erforderlichen Informationen zur Ausgestaltung des Umrüstprozesses zur Variante 2 liefern.

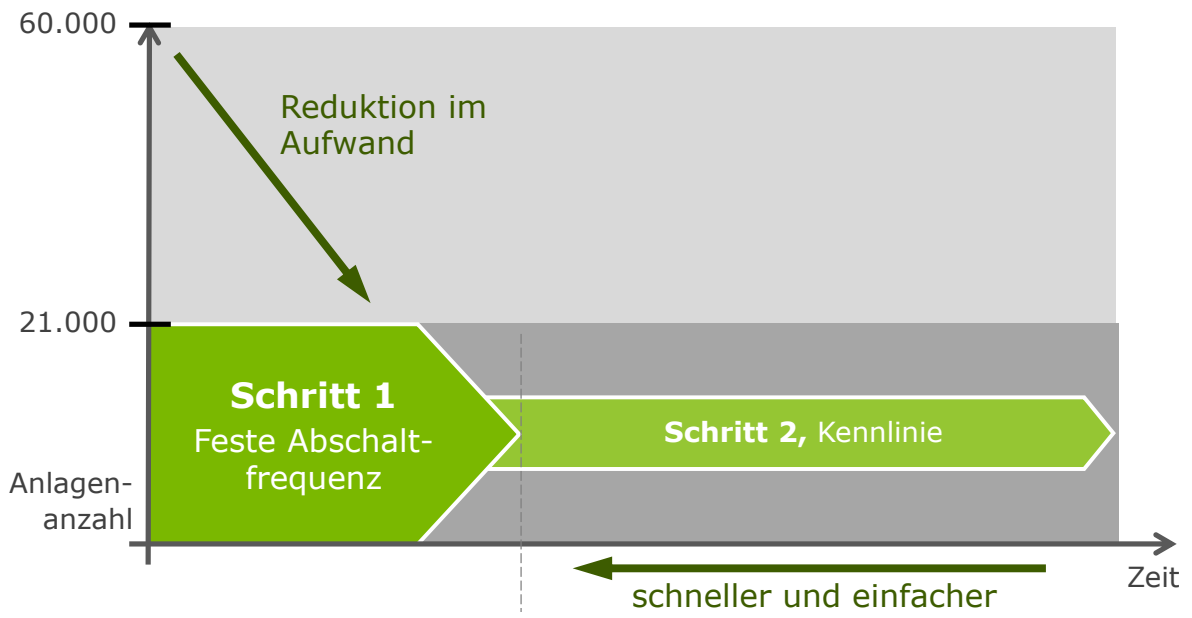


Abbildung 7-2 Umrüstprozess: vorgeschlagene Vereinfachung und Beschleunigung (Aufteilung in Schritt 1 und Schritt 2) sowie Aufwandsreduktion (Einführung von Bagatellgrenzen zur Verminderung der Anzahl der nachzurüstenden Anlagen)

8 Schlussfolgerungen, Handlungsempfehlungen und Auswirkungen des Umrüstprozesses

8.1 Schlussfolgerungen und Empfehlungen zur praktischen Ausgestaltung des Umrüstprozesses

Nachrüstung – betroffener Anlagenbestand und Nachrüstungsvariante

Zum Erreichen der gesetzten 1-GW-Grenze empfehlen wir die verpflichtete Nachrüstung für alle Anlagen oberhalb der **technologiespezifischen Bagatellgrenzen** gemäß Tabelle 7-1 unter Berücksichtigung der oberen Grenzen für das Inbetriebnahmejahr gemäß Tabelle 4-1.

Gleichzeitig empfehlen wir, in einem ersten Schritt nur die Nachrüstung gemäß Variante 1 (**Umparametrierung des vorhandenen Frequenzschutzes**) aufzuerlegen. Eine Änderung der Anlagenhardware zur Energiewandlung erübrigt sich in diesem Schritt. Für diese Maßnahmen sehen wir deshalb eine **Frist von 1 bis 1½ Jahren** als angemessen an.

Für das Verhalten von DEA bei **Unterfrequenz** im Hinblick auf System- und Anlagensicherheit sowie Kosten der Nachrüstung sehen wir die in Abschnitt 6.1.2 beschriebenen Werte für **Frequenz, Dauer und Leistung(sreduktion)** als angemessen an.

Die Implementierung einer Leistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz (**Schritt 2**) ist bei Kostentragung durch die Anlagenbetreiber voraussichtlich nur für **einen Teil der** in Schritt 1 nachgerüsteten **Anlagenpopulation** umsetzbar. Wir empfehlen diesen Schritt zunächst zurückzustellen und ggf. **zeitlich nachgelagert** zu vollziehen und dabei die Erfahrungen aus der vorangegangenen Nachrüstung einfließen zu lassen. In der Vorbereitung sollte darüber hinaus durch gezielte Untersuchungen zum Systemverhalten ermittelt werden, in welchem Maße eine Nachrüstung zu Variante 2 erforderlich und angemessen ist. Bei Anlagen, die die Implementierung einer Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz ohne Mehraufwand und innerhalb der gesetzten Frist erlauben, sollte dies bereits im ersten Schritt 1 umgesetzt werden.

Für die Anlagen, bei denen eine Leistungsreduktionskennlinie bei **Überfrequenz** nicht ohne weiteres implementiert werden kann, empfehlen wir im ersten Schritt die Nachbildung der Kennlinie durch eine leistungsbezogene **stochastische Gleichverteilung** der Abschaltfrequenzen in einem Bereich von 50.2 Hz bis 51.5 Hz. Für Anlagen über 5 MW sollten dabei Frequenzen nahe 51.5 Hz vorgegeben werden. Eine Zuordnung der Abschaltfrequenzen zu PLZ-Gebieten (vgl. Abschnitt 6.1.2) erscheint als eine pragmatische, einfach umsetzbare und unmissverständliche Möglichkeit, den Betreibern die entsprechenden Einstellwerte zuzuweisen und zu kommunizieren.

Kostenzuweisung

Angesichts der vorgeschlagenen Bagatellgrenzen und der begrenzten Kosten, die mit der Nachrüstung verbunden sind, sehen wir es als **zumutbar** an, dass der **Betreiber die Aufwendungen, die**

mit der **Anpassung der Schutz- und Steuerungstechnik** verbunden sind, selbst trägt. Ertrags- und Vergütungsausfälle im Zusammenhang mit der Nachrüstung sind vernachlässigbar. Würden die Aufwendungen für die Nachrüstung erstattet werden, zöge dies auf Basis der Erfahrung mit dem PV-Nachrüstungsprogramm (vgl. Abschnitt 2.1) vermutlich administrative Folgekosten in mindestens derselben Größenordnung nach sich. Deshalb sehen wir diesbezügliche Erstattungen auch als nicht sinnvoll an.

Damit erübrigt sich eine Wälzung der mit der Nachrüstung im Schritt 1 (Umparametrierung) verbundenen Kosten. Im gleichen Zuge ist von einer Wälzung der Aufwendungen für die Netzbetreiber abzu- sehen.

Auch für die Verteilnetzbetreiber beschränkt sich der direkt mit der Umrüstung verbundene Arbeitsaufwand auf Maßnahmen, die in der Regel im Rahmen der regulären Wartung durchgeführt werden können, insbesondere die Überprüfung und Parameteränderung der übergeordneten Entkopplungs- schutzgeräte. Dazu kommen einmalige administrative Anstrengungen der Verteilnetzbetreiber beim Kontaktieren der Anlagenbetreiber und Weiterreichen der wesentlichen Daten an eine zentrale In- stanz. Eine Wälzung würde auch hier zu Zusatzkosten und höheren Gesamtkosten des Nachrüstungs- programms führen. Einer zentralen Instanz könnten insbesondere Aufgaben der Koordinierung und Prüfung zukommen, um der Komplexität und Notwendigkeit zur schnellen Umsetzung des Nachrüs- tungsprozesses gerecht zu werden. In diesen Punkten bringt eine zentrale Instanz gegenüber der rein dezentralen Steuerung und Bearbeitung durch über 800 Verteilnetzbetreiber deutliche Synergieeffek- te mit sich.

Die Nachrüstung im Schritt 1 unterstellt, dass der vorschriftsgemäße Betrieb der Anlage im erweiter- ten Frequenzbereich **keinerlei unzulässige Verletzung** der durch den Hersteller spezifizierten me- chanischen, elektrischen oder thermischen **Grenzwerte wesentlicher Bauteile** nach sich zieht, die nur durch **Austausch** dieser Bauteile vermieden werden kann. Als wesentliche Bauteile in diesem Sinne gelten die Komponenten des Antriebsstrangs und der Energiewandlung, worunter insbesondere Motoren, Turbinen, elektromechanische Generatoren, Antriebswellen, Getriebe und leistungselektro- nische Wandler zählen. Erweist sich ein derartiger Austausch für den Betrieb im erweiterten Fre- quenzbereich doch als erforderlich, sollte die Pflicht zur Nachrüstung in diesem Schritt 1 entfallen. Bauteile, die der Schutz- und Steuerungstechnik zuzuordnen sind, werden nicht zu den wesentlichen Bauteilen im oben beschriebenen Sinne gerechnet. Ihr Austausch würde die Pflicht zur Nachrüstung nicht entfallen lassen.

Eingeschränkte technische Machbarkeit

Bei einem Teil der Anlagen wird der in Abschnitt 6.1.2 beschriebene Arbeitsbereich die spezifizierten Grenzwerte wesentlicher Bauteile verletzen. Die vorgeschlagenen Ansprechwerte des Frequenzschut- zes dürfen demzufolge nicht ohne Austausch¹³ dieser wesentlichen Bauteile eingestellt werden. In diesem Fall muss der Betreiber den **Konflikt der neuen Einstellwerte mit den Hardwarespezifi- kationen** seiner Anlage durch Vorlage entsprechender Herstellerunterlagen, Datenblätter oder Sach-

¹³ Modifikationen der wesentlichen Bauteile würden aufgrund des sehr individuellen Anlagenaufbaus einem Austausch gleichkommen.

verständigengutachten nachweisen. Zugleich erklärt der Anlagenbetreiber unter Vorlage der technischen Dokumentationen, welche Einstellungen (Frequenzbereich, Dauer, Leistung), die den Vorgaben am nächsten kommen, für seine Anlage ohne Austausch wesentlicher Bauteile umsetzbar sind. Die Kosten für die Bereitstellung derartiger Unterlagen trägt der Betreiber. Die Betreibererklärung muss somit dem Kriterium der Zulässigkeit der Herkunft der Nachweise und der Vollständigkeit der anzugebenden Spezifikationen genügen.

Derartige technisch bedingte Einschränkungen betreffen voraussichtlich vor allem DEA auf der Basis fester Biomasse, große KWK-Anlagen im MW-Bereich und (ältere) Wasserkraftanlagen. Insgesamt rechnen wir mit maximal 2.000 Anlagen, die möglicherweise derartige Einschränkungen anmelden. Speziell für Windkraftanlagen empfehlen wir die Erstellung einer Typenliste durch die Hersteller, die für einen Großteil der Anlagen genauer spezifizieren kann, welche Einstellbereiche für eine Anlage realisierbar sind.

Die durch diese Anlagen repräsentierte Leistung ist so groß, dass eine Freistellung von der Nachrüstpflicht nicht in Betracht kommt. Um dennoch ohne Verletzung von Unzumutbarkeitsgrenzen (keinen Austausch wesentlicher Bauteile) einen Beitrag zur Erhöhung der Systemsicherheit zu leisten, empfehlen wir die Festlegung verminderter Anforderungen, bei denen davon auszugehen ist, dass ihnen der größte Teil der Anlagen entsprechen kann. Die in Tabelle 8-1 aufgelisteten Einstellwerte könnten einen geeigneten Kompromiss darstellen. Die definierten Anforderungen sollten durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgegeben werden.

Tabelle 8-1 Beispiel für Minimalspezifikationen

Kriterien	Minimalspezifikation
Untere feste Abschaltfrequenz	48,5 Hz
Mindestbetriebsdauer	10 Minuten
Leistungsreduktion bei Unterfrequenz	maximaler Gradient von 10 % der Nennleistung je Hz bei unterschreiten von 49,5 Hz

Nur wenn für eine Anlage auch die verminderten Anforderungen nicht umgesetzt werden können, empfehlen wir den Weiterbetrieb der Anlage mit den heutigen Einstellwerten im Rahmen einer zeitlich befristeten Ausnahmegenehmigung (z.B. für EEG- und KWKG Anlagen bis zum Auslaufen der Förderung, nicht geförderte Anlagen bis zur nächsten Revision). Auch in diesem Falle obliegt es dem Betreiber, durch Vorlage geeigneter Unterlagen nachzuweisen, dass die Anlage in dem durch die Minimalspezifikation beschriebenen Bereich aufgrund technischer Restriktionen nicht betrieben werden kann.

Maßnahmen der Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber müssen unabhängig von den Maßnahmen der Anlagenbetreiber sicherstellen, dass die Einstellungen des Netzschutzes durchgängig auf die neuen Werte abgestimmt sind. Andernfalls bleibt die Nachrüstung der Anlagen ggf. wirkungslos.

Prozesssteuerung und -umsetzung

Angesichts der Heterogenität des Anlagenbestands und der ungleichmäßigen geografischen Verteilung empfehlen wir ausdrücklich, dass der Prozess der Nachrüstung und das dazugehörige Monitoring durch eine zentrale Instanz koordiniert werden. Hierfür kämen z.B. die Übertragungsnetzbetreiber in Betracht. Eine Verteilung der Verantwortlichkeit auf die einzelnen Verteilnetzbetreiber, an deren Netz die DEA angeschlossen sind, würde unvermeidlich zu erheblichen Verzögerungen, Unklarheiten in der Kommunikation und Mehraufwand führen. Dennoch spielen die Verteilnetzbetreiber eine entscheidende Rolle in dem Nachrüstungsprozess. Sie verfügen über die Daten der Angeschlossenen, können informieren und den Kontakt zu der zentralen Koordinierungsstelle herstellen. Die Herausforderungen bei der PV-Nachrüstung haben gezeigt, dass eine Vereinfachung der Beziehung der beteiligten Akteure notwendig ist. Im Gegensatz zum komplexen Dreiecksverhältnis in der SysStabV empfehlen wir für das anstehende Nachrüstungsprogramm eine Prozesskette. Demnach stehen die Netzbetreiber im direkten Verhältnis zum Anlagenbetreiber und dieser im direkten Verhältnis zum Hersteller oder Servicedienstleister.

Wir empfehlen, dass die zentrale Koordinierungsstelle auch erfasst, inwieweit die VNB den übergeordneten und externen Frequenzschutz den neuen Erfordernissen angepasst hat.

8.2 Wirtschaftliche Auswirkungen auf Anlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Koordinierungsstelle, Stromkunden

Insgesamt sind die volkswirtschaftlichen Folgen der Nachrüstung, insbesondere des ersten Schrittes - einer Umparametrierung des vorhandenen Frequenzschutzes - sehr begrenzt. Die unmittelbar mit der Nachrüstung verbundenen Kosten liegen nach unserer Abschätzung in einer Größenordnung von 4 bis 11 Millionen Euro.

Für die Anlagenbetreiber ergeben sich Kosten, falls Fachpersonal für die Umrüstung angefordert werden muss. Falls sich die Umparametrierung im Rahmen von regulären Wartungsarbeiten vornehmen lässt, lässt sich dieser Aufwand minimieren. Die vorgeschlagenen Fristen sollten eine derartige Koordination ermöglichen. Nur falls der vorhandene Frequenzschutz die Einstellung neuer Ansprechwerte nicht zulässt und gegen ein entsprechendes Gerät ausgetauscht werden muss, fallen Kosten von einigen hundert Euro an. Ertragsausfälle im Zusammenhang mit der Nachrüstung sind in der Regel vernachlässigbar.

Auch für die Verteilnetzbetreiber beschränkt sich der direkt mit der Umrüstung verbundene Arbeitsaufwand auf Maßnahmen, die in der Regel im Rahmen der regulären Wartung durchgeführt werden können.

Dazu kommen einmalige administrative Anstrengungen der Verteilnetzbetreiber beim Kontaktieren der Anlagenbetreiber und Weiterreichen der wesentlichen Daten an die zentrale Instanz.

Die größten Aufwendungen fallen bei der zentralen Koordinierungsstelle an. Sowohl die Abwicklung des Nachrüstprozesses, das Monitoring als auch die Prüfung der Unterlagen zur bzw. die Bewertung der eingeschränkten technischen Machbarkeit eines Betriebs in erweitertem Frequenzbereich wird nennenswerte Ressourcen beanspruchen. Um die Arbeitsfähigkeit der Koordinierungsstelle zu gewährleisten, muss die Regulierung sicherstellen, dass die mit diesen Aufgaben verbundenen Aufwendungen erstattungsfähig sind.

Die Allgemeinheit ist von der Nachrüstung faktisch nicht betroffen, da der Vorschlag von einer Wälzung der entstehenden Kosten absieht. Lediglich mit der Umsetzung des zweiten Schrittes (Leistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz) sind möglicherweise nennenswerte Kosten für den Betreiber verbunden. Selbst wenn in einem späteren Stadium die Wälzung derartiger einmaliger Nachrüstkosten in Erwägung gezogen wird, sind diese angesichts der geringen Anlagenzahl für die Stromkunden unerheblich.

8.3 Weitere Empfehlungen

Aus unserer Sicht empfiehlt es sich, dass die VNB einen Prozess für das kontrollierte Wiederschalten der DEA nach einer Netztrennung infolge von Frequenzabweichungen implementieren, vorzugsweise über die Kaskade nach § 13 Abs. 2 EnWG. Um zu verhindern, dass sich große Leistungen der DEA nach einer Frequenzexkursion selbsttätig wieder innerhalb von wenigen Minuten zuschalten und das Systemgleichgewicht potentiell stören, sollte es den ÜNB möglich sein, an alle Anlagen einen Befehl zur Abregelung zu versenden und diese sukzessive koordiniert wiederzuzuschalten. Ein derartiger Befehl muss von allen betroffenen VNB unverzüglich weitergeleitet werden. Deshalb empfiehlt es sich, diesen Prozess einheitlich abzustimmen und mit Hilfe von regelmäßigen Übungen in die Betriebsführung zu integrieren.

Bei betroffenen Anlagen, die durch die Bagatellgrenzen von einer Nachrüstungsverpflichtung ausgeschlossen werden, plädieren wir für eine freiwillige Nachrüstung im Rahmen geeigneter Wartungsarbeiten. Aufgrund der Dringlichkeit der Problematik und der ehrgeizigen Zielvorgabe der 1-GW-Grenze empfehlen wir, dass eine freiwillige Regelung explizit aufgenommen werden sollte. An das Monitoring der freiwilligen Nachrüstung wären natürlich die gleichen Anforderungen zu stellen.

Mit der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten, AbLAV) [12] wurde ein Instrument geschaffen, das grundsätzlich einen Beitrag zur Stabilisierung des Verbundsystems bei Frequenzabweichungen (Unterfrequenz) leisten kann. In der gegenwärtigen Ausgestaltung bleibt der Nutzen der Verordnung allerdings begrenzt, da die in der AbLAV geforderte Reaktionszeit von 1 Sekunde in den relevanten Störungssituationen für die Entfaltung der gewünschten stabilisierenden Wirkung zu lang ist. Eine schnellere Abschaltzeit von maximal 200 ms in Anlehnung an die Empfehlung vom FNN [24] wird für die meisten Anbieter nicht auf fundamentale

Schwierigkeiten stoßen. Eine Weiterentwicklung der Verordnung in diesem Sinne scheint angemessen.

Darüber hinaus weisen zuschaltbare Lasten im Fall von Überfrequenz (Überspeisung) ein vergleichbares Potential zur Systemstabilisierung auf. Sie wären geeignet, eine Wirkleistungsreduktionskennlinie der DEA nachzubilden. Unter Umständen könnten sie den bezweckten systemischen Effekt zu deutlich günstigeren Kosten erbringen als eine entsprechende Nachrüstung vieler kleiner Erzeugungsanlagen. Vor diesem Hintergrund sollte diese Option bei der Vorbereitung des zweiten Schrittes der Nachrüstung angemessen berücksichtigt werden.

Die Arbeiten dieser Studie zeigen wiederholt Herausforderungen in Bezug auf die Regelkonformität DEA auf. Demnach ist es unter den aktuellen Rahmenbedingungen für die Akteure schwierig sicherzustellen, dass Stromerzeugungsanlagen nachhaltig netzdienlich sind und systemrelevante Anlagenspezifikationen auch nach mehreren Jahren noch eingehalten werden. Für diese Problematik sehen wir weiteren Klärungsbedarf.

Die VDE-AR-N 4105 spezifiziert zwar einen gegenüber den vorangegangenen Richtlinien erweiterten Frequenzbereich, macht jedoch keine Angaben zu Mindestbetriebsdauer bei Unterfrequenz, zulässiger Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz und gewünschtem Wiederschaltverhalten. Wir empfehlen in diesem Punkt eine zeitnahe Weiterentwicklung der technischen Regelwerke.

Angesichts der Relevanz und Dringlichkeit der gesamten 49,5 Hz-Problematik sollten die Verbände und Branchenorganisationen als Akzeptanzvermittler auftreten und den Prozess der Nachrüstung durch aktive Kommunikation begleitend unterstützen.

9 Rechtliche Umsetzung und regelmäßige Evaluierung der Nachrüstung

9.1 Einleitung

Die folgenden Ausführungen zum rechtlichen Rahmen der Umrüststrategie für Erzeugungsanlagen am Mittel- und Niederspannungsnetz gliedern sich in zwei Abschnitte:

Zunächst wird der bestehende Rechtsrahmen für die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen (im Folgenden: PV-Anlagen) untersucht. Zentral ist dabei insbesondere die Systemstabilitätsverordnung¹⁴ (im Folgenden: SysStabV), die von der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrates am 18.07.2012 erlassen wurde, um die Systemgefährdung durch eine Abschaltung von einer großen Leistung von PV-Anlagen (sog. „50,2 Hz Problem“) zu unterbinden. Die Verordnung ist am 26.07.2012 in Kraft getreten und sieht eine Nachrüstplicht für Wechselrichter und Entkopplungsschutzeinrichtungen von bestehenden PV-Anlagen vor. Erfahrungswerte und rechtliche Fragestellungen, die sich bei Umsetzung der SysStabV ergeben haben, sollen in diesem Teil dargestellt werden. Anschließend werden daran anknüpfend rechtliche Fragestellungen diskutiert, die sich im bisherigen Projektverlauf ergeben haben und die für die rechtliche Umsetzung der Umrüststrategie für andere Anlagentypen von Bedeutung sein können. Der Projektstand zum Zeitpunkt der Finalisierung dieses Berichts lässt dabei eine detaillierte gutachterliche Prüfung konkreter Rechtsfragen nicht zu. Zweck der folgenden Ausführungen ist es vielmehr, rechtliche Problemstellungen aufzuzeigen und – soweit möglich – Anregungen zur rechtlichen Umsetzung der Nachrüstungsstrategie zu geben.

¹⁴ Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes vom 20.07.012 (BGBl. I S. 1635).

9.2 Untersuchung des bestehenden Rechtsrahmens

9.2.1 Anlagenbegriff und Zusammenfassung von PV-Modulen

Nach der SysStabV besteht für PV-Anlagen eine Nachrüstspflicht der Wechselrichter und – soweit vorhanden – der Entkopplungsschutzeinrichtungen. Hinsichtlich der konkreten Nachrüstspflicht differenziert die Verordnung danach, ob die PV-Anlagen an das Nieder- oder Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.

Die Anlagengröße ist für die Bestimmung der nachzurüstenden PV-Anlagen von Bedeutung. Damit kommt dem Begriff der Anlage eine wichtige Rolle zu.

Die SysStabV gilt für PV-Anlagen im Niederspannungsnetz mit einer installierten maximalen Leistung

- von mehr als 10 Kilowatt, die nach dem 31.08.2005 und vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden sowie
- von mehr als 100 Kilowatt, die nach dem 30.04.2001 und vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden.

Im Mittelspannungsnetz gilt die Verordnung für dort angeschlossene PV-Anlagen ab einer elektrisch installierten Leistung von 30 kW, sofern sie nach dem 30.04.2001 und vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen wurden, vgl. § 2 Nr. 1 und Nr. 2 SysStabV.

Für die Bestimmung der Anlage bzw. der Anlagenleistung gilt § 3 Nr. 1 EEG und die Verklammerungsvorschrift des § 6 Abs. 3 EEG entsprechend, vgl. § 3 Nr. 1 SysStabV. § 6 Abs. 3 EEG sieht für die Ermittlung der Anlagenleistung vor, dass mehrere PV-Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen als eine Anlage gelten, wenn

- sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbar räumlicher Nähe befinden (dazu unter I.) und
- innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen wurden (dazu unter II.).¹⁵

Mehrere Anlagen i.S.d. Vorschrift liegen unseres Erachtens vor, wenn es sich um mehrere PV-Module handelt. Denn Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG ist unseres Erachtens bei solarer Strahlungsenergie das einzelne Modul.¹⁶

9.2.1.1 Unmittelbare räumliche Nähe

Befinden sich die PV-Module auf demselben Grundstück, ist das räumliche Kriterium erfüllt. Liegen die PV-Module nicht auf einem Grundstück, muss die Voraussetzung „unmittelbare räumliche Nähe“ geprüft werden. Bei dem Begriff der unmittelbaren räumlichen Nähe handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff, der ausgelegt werden muss. Bei der Auslegung können unseres Erachtens –

¹⁵ Vgl. zur Vorgehensweise bei der Zusammenfassung von Anlagen auch BDEW, Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), 27.11.2012, S. 8., [8]

¹⁶ So auch Clearingstelle EEG, Hinweis v. 15.6.2011 (Az. 2011/11), S. 3, 4; zum Anlagenbegriff im Einzelnen vgl. *Oschmann*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 4. Aufl., im Erscheinen, § 3 Rn. 12 ff.; *Altrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 4. Aufl., im Erscheinen, § 6 Rn. 29 f. [2]

und nach den Ausführungen der Gesetzesbegründung¹⁷ – die Entscheidungen der Clearingstelle EEG zu § 19 EEG herangezogen werden. Dies gilt insbesondere für die von der Clearingstelle zur Auslegung der „räumlichen Nähe“ i.S.v. § 19 Abs. 1 EEG entwickelten Kriterien, die eine mögliche Umgehung der EEG-Vergütungsvorschriften verhindern sollen.¹⁸

9.2.1.2 Inbetriebnahme innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten

Soweit sich die PV-Anlagen auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbar räumlicher Nähe befinden, müssen sie ferner innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Monaten in Betrieb genommen worden sein (vgl. § 6 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EEG).

9.2.1.2.1 Fristberechnung

Aus dem Wortlaut allein lässt sich jedoch noch nicht entnehmen, wie der Zeitraum von zwölf Monaten zu berechnen ist, da kein Bezugspunkt für den Beginn der zwölf Kalendermonate genannt wird. Der in § 19 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EEG genannte Bezugspunkt („für den zuletzt in Betrieb genommen Generator“) findet sich in § 6 EEG gerade nicht.

Für die Berechnung der Frist kommen zwei Berechnungsvarianten in Betracht:

Zum einen könnte für die Berechnung taggenau auf das Inbetriebnahmedatum als Fristbeginn abgestellt werden. Diese Herangehensweise entspricht der u.a. von *Ekardt* vertretenen Auffassung zur Fristberechnung im Rahmen des § 19 Abs. 1 EEG 2009.¹⁹

Zum anderen könnte für die Fristberechnung aber auch der Kalendermonat, in dem die erste PV-Anlage in Betrieb genommen wurde, vollständig mitgerechnet werden. Dies entspräche der von der Clearingstelle EEG zu § 19 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2009 vertretenen Auffassung.²⁰

Für die zuletzt genannte Ansicht spricht unseres Erachtens, dass in der Norm selbst von „Kalendermonaten“ die Rede ist. Diese Formulierung legt den Schluss nahe, dass zur Vereinfachung der Rechtsanwendung der Kalendermonat der Inbetriebnahme vollständig mitzurechnen ist. Des Weiteren spricht für dieses Ergebnis auch die Gesetzesbegründung zu § 6 Abs. 3 EEG, die insoweit auf die zu § 19 Abs. 1 EEG 2009 ergangenen Entscheidungen der Clearingstelle verweist.²¹

9.2.1.2.2 Kettenverklammerung über 12 Kalendermonate hinaus und Mehrfachverklammerung

Hiervon zu trennen ist die Frage, ob mehrere PV-Anlagen auch dann zu verklammern sind, wenn diese nur über ein „Bindeglied“ verklammert werden könnten (sog. Kettenverklammerung).

¹⁷ BT-Drs. 17/6071, a.a.O.

¹⁸ Vgl. Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 14.04.2009 (Az. 2008/49); vgl. auch Votum vom 30.11.2011 (Az. 2011/19).

¹⁹ so *Ekardt*, in: Frenz/Müggenborg, EEG-Kommentar, 2. Auflage, 2011 [27] § 19 Rn. 17; nicht aufrechterhalten durch *Ekardt/Hennig*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 3. Aufl. 2012, § 19 Rn. 24.

²⁰ vgl. Clearingstelle EEG, Hinweis vom 05.11.2009 - Nr. 2009/13.

²¹ so auch *Oschmann*, in: Altröck/Ders./Theobald, EEG, 4. Auf. im Erscheinen, § 19 Rn. 50; *Salje*, EEG, 6. Aufl. 2012, § 19 Rn. 21., [2]

Eine Kettenverklammerung setzt zweierlei voraus. Zum einen müssten zunächst zwei PV-Anlagen A und B als eine (fiktive) PV-Anlage nach § 6 Abs. 3 EEG gelten – und die PV-Anlage B wiederum nach § 6 Abs. 3 mit einer PV-Anlage C zusammenzufassen sein. Die Vorschrift des § 6 Abs. 3 würde insofern doppelt zur Anwendung kommen. Unseres Erachtens ist eine derartige Auslegung mit dem Wortlaut der Vorschrift jedoch nicht vereinbar.

Von der Kettenverklammerung ist die Mehrfachverklammerung zu unterscheiden. Sie betrifft die Frage, ob eine PV-Anlage – je nach zeitlicher Blickrichtung nach hinten oder vorne – mehrfach mit unterschiedlichen PV-Anlagen zu verklammern ist. In diesem Fall könnte eine PV-Anlage je nach zeitlicher Blickrichtung eine unterschiedliche Anlagenleistung aufweisen.

Grundsätzlich muss ausgeschlossen werden, dass derselben PV-Anlage im Rahmen der Verklammerung nach § 6 Abs. 3 EEG unterschiedliche Leistung zugewiesen werden. Andernfalls würde dies dazu führen, dass ein PV-AB je nach Wahl des Verklammerungspaares unterschiedliche Anforderungen nach der SysStabV zu erfüllen hätte.

Diesen Widerspruch löst der BDEW in seinem „Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung“ dahingehend, dass in solchen Fällen die höhere Anlagenleistung maßgeblich sei.²² Des Weiteren wendet der BDEW für jede PV-Anlage die zeitliche Verklammerung sowohl für die Zukunft, als auch für die Vergangenheit an.²³ Konkret wird dabei wie folgt vorgegangen:

Zunächst wird von dem Inbetriebnahmemonat der zu prüfenden PV-Anlage 11 Monate zurückgerechnet, wobei der Inbetriebnahmemonat als 12. Monat vollständig mitgezählt wird. Die in diesem Zeitraum befindlichen PV-Anlagen werden zunächst miteinander verklammert. Im Anschluss wird der 12-Monatskorridor sukzessive zeitlich um jeweils einen Kalendermonat nach vorne geschoben, bis der Inbetriebnahmemonat der jeweils zu prüfenden PV-Anlage den Beginn der 12-Monatsfrist darstellt. Der BDEW betrachtet also z.B. auch den Zeitraum sechs Monate vor und fünf Monate nach dem Inbetriebnahmemonat der jeweils zu prüfenden PV-Anlage. Am Ende ist die zeitliche Verklammerung zu wählen, bei der sich für die jeweils betrachtete PV-Anlage die höchste kumulierte Anlagenleistung ergibt.

Nach unserer Einschätzung ist diese Vorgehensweise mit dem Wortlaut der Vorschrift zu vereinbaren. Denn aufgrund des fehlenden Bezugspunktes („zuletzt in Betrieb gesetzter Generator“) ergibt sich aus der Vorschrift kein fester Betrachtungszeitraum. Auch Sinn und Zweck des § 6 Abs. 3 EEG sprechen für diese Sichtweise. Die Vorgehensweise führt dazu, dass für jede PV-Anlage die größtmögliche Anlagenleistung ermittelt wird.

9.2.1.2.3 Einbeziehung von „älteren“ bzw. „jüngeren“ PV-Anlagen

Fraglich ist, ob auch „ältere“ bzw. „jüngere“ PV-Anlagen für die Ermittlung der Anlagengröße mit einzubeziehen sind. Damit meinen wir solche PV-Anlagen, die für sich betrachtet aufgrund ihres Inbetriebnahmedatums nicht die Vorgaben der SysStabV erfüllen müssen.

²² Vgl. BDEW-Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung, 27.11.2012, dort Beispiel 1 auf S. 7 unter Schritt 3., [8]

²³ Vgl. a.a.O., dort Beispiel 2 auf S. 7 f.

Angesichts des Wortlauts des § 2 SysStabV („gilt für Anlagen [...] mit einer installierten maximalen Leistung von [...], die nach dem [...] in Betrieb genommen wurden“) könnte man anführen, dass für die Ermittlung der Anlagenleistung nur solche PV-Anlagen in den Blick zu nehmen sind, welche für sich betrachtet die Vorgaben der SysStabV erfüllen müssen. Denn wenn als Anlage im Sinne der SysStabV die nach § 6 Abs. 3 EEG zusammengefasste Anlagen gelten sollen (vgl. § 3 Nr. 1 SysStabV), dann sind dies – wie sich aus dem Wortlaut ergeben könnte – nur solche, die innerhalb des genannten Zeitkorridors in Betrieb gegangen sind. dass der Zeitpunkt der Inbetriebnahme nur dazu dient, die nachzurüstende PV-Anlage zu bestimmen und für die Bestimmung der Anlagenleistung alle PV-Anlagen berücksichtigt werden müssen, unabhängig von dem Zeitfenster, in dem die nachzurüstenden Anlagen liegen. Auch könnte man einwenden, dass unter Zugrundelegung dieser Sichtweise mehr PV-Anlagen nachgerüstet werden müssen und damit die Netzsicherheit erhöht wird.

Zudem könnte es sein, dass – überspitzt formuliert – der Wechselrichter einer 0,01 kW PV-Anlage nachgerüstet werden muss, wenn diese – bei einer Einbeziehung einer „alten“ 10 kW PV-Anlagen – die in der SysStabV enthaltene Grenze überschreitet. Es würde also von dieser „großen“ und damit grundsätzlich nach der Wertung des Ordnungsgebers netzrelevanten PV-Anlage nur ein minimaler Teil „netzicher“ gemacht. Denn der „alte“ Teil der PV-Anlage muss aufgrund des in der Verordnung angegebenen Zeitfensters unserer Einschätzung nach nicht nachgerüstet werden. Dies dürfte dem Sinn und Zweck der Verordnung, das könnte man zumindest anführen, nicht entsprechen. Auch volkswirtschaftlich erscheinen Aufwand und Nutzen unverhältnismäßig.

Dem könnte man allerdings entgegenhalten, dass die zeitliche Eingrenzung in § 2 Nr. 1 SysStabV erst in dem Relativsatz erfolgt („[...] , die nach dem [...] in Betrieb genommen wurden [...]). Dies könnte man so verstehen, dass der Zeitpunkt der Inbetriebnahme nur dazu dient, die nachzurüstende PV-Anlage zu bestimmen und für die Bestimmung der Anlagenleistung alle PV-Anlagen berücksichtigt werden müssen, unabhängig von dem Zeitfenster, in dem die nachzurüstenden Anlagen liegen. Auch könnte man einwenden, dass unter Zugrundelegung dieser Sichtweise mehr PV-Anlagen nachgerüstet werden müssen und damit die Netzsicherheit erhöht wird.

Insgesamt gesehen meinen wir, dass sich für beide Seiten gute Argumente finden lassen. Wir tendieren allerdings dazu, dass auch für die Bestimmung der Leistung nur die PV-Anlagen in die Betrachtung einzubeziehen sind, die in den in der SysStabV angegebenen Zeitfenstern in Betrieb genommen wurden.

9.2.2 Vertragliche Umsetzung der SysStabV

Die SysStabV legt VNB, AB und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) verschiedene Pflichten auf. VNB werden vom Ordnungsgeber nach den §§ 4 und 5 SysStabV zur Durchführung der Nachrüstung gesetzlich verpflichtet. Gem. § 8 Abs. 1 SysStabV müssen sie die Nachrüstung durch eine fachkundige Person durchführen lassen, welche als Installateur im entsprechenden Verzeichnis eines Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen eingetragen ist oder Angestellte/Beauftragte von Wechselrichterherstellern ist. Werden externe Installateure beauftragt, werden zwischen den VNB und den fachkundigen Personen – ggf. im Anschluss an ein erforderliches vorangegangenes Vergabeverfahren – Werkverträge i.S.d. §§ 631 ff. BGB geschlossen.

AB müssen die für die Vorbereitung der Nachrüstung erforderlichen Informationen an die Betreiber der Elektrizitätsverteilnetze übermitteln (§ 9 Abs. 1 SysStabV) und der vom VNB mit der Nachrüstung beauftragten fachkundige Person den Zugang zur Anlage ermöglichen (§ 9 Abs. 2 SysStabV). Um die Nachrüstung zu ermöglichen, muss auch eine notwendige Trennung der Anlage vom Netz geduldet werden. Der Abschluss eines Vertrages zwischen VNB und AB ist im Rahmen der Nachrüstung nicht erforderlich, da die Pflichten unmittelbar gesetzlich geregelt sind. Rechtlich zulässig ist eine vertragliche Ausgestaltung der gesetzlichen Vorgaben jedoch schon. Ein grundsätzliches Verbot eines Vertragsschlusses folgt wohl schon nicht aus § 4 Abs. 2 EEG, da die SysStabV nicht auf Grundlage der §§ 64ff. EEG erlassen wurde – was eine Einbeziehung der Verordnung in das gesetzliche Schuldverhältnis gem. § 4 EEG ermöglichen würde²⁴ – sondern auf §§ 12 Abs. 3a, 49 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 EnWG beruht.

9.2.3 Vergaberecht

VNB sind nach § 8 Abs. 1 SysStabV verpflichtet, die Nachrüstung durch eine fachkundige Person durchführen zu lassen. In einer Vielzahl von Fällen beauftragen VNB externe Installateure mit der Durchführung der Nachrüstung. Je nach Einzelfall sind dabei vergaberechtliche Bestimmungen zu beachten. VNB müssen die Vorgaben des Vergaberechts beachten, wenn sie öffentliche Auftraggeber sind (vgl. § 97 Abs. 1 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen²⁵ (GWB)).

Öffentliche Auftraggeber sind insbesondere juristische Personen des privaten Rechts, die auf dem Gebiet der Energieversorgung tätig sind, wenn diese Tätigkeiten auf der Grundlage von besonderen oder ausschließlichen Rechten ausgeübt werden (vgl. § 98 Nr. 4 GWB). Nicht dem Vergabeverfahren unterliegen sogenannte Inhouse-Geschäfte, die der öffentliche Auftraggeber an eine Tochtergesellschaft vergibt. Insoweit handelt es sich nicht um öffentliche Aufträge i.S.d. § 99 GWB.²⁶

Für öffentliche Auftraggeber im Bereich der Energieversorgung muss gegebenenfalls nach der Sektorverordnung (SektVO)²⁷ die Beauftragung der Installateure ab einem geschätzten Auftragswert von 400.000 Euro ausgeschrieben werden (Bagatellgrenze, vgl. § 1 Abs. 2 SektVO, Art. 16 Richtlinie 2004/17/EG).²⁸ Da es sich bei der Nachrüstung nach der SysStabV in der Regel nicht um eine Bauleistung handelt, sind die höheren Schwellenwerte bei Bauaufträgen nicht einschlägig. Gem. § 2 Abs. 7 Satz 3 SektVO ist für ein einzelnes Los bis 20 % des Auftragswertes und bis 80.000 € eine Ausschreibung entbehrlich. In einzelnen Bundesländern bestehen Ausschreibungspflichten auch unterhalb dieser Schwellenwerte.

Ob ein VNB öffentlicher Auftraggeber ist und welchen vergaberechtlichen Vorgaben er unterfällt, muss im jeweiligen Einzelfall geprüft werden.²⁹

²⁴ Vgl. *Naujoks*, in: Gabler/Metzenthin, EEG, Ausgabe 01-11, § 4 Rn. 12.

²⁵ Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.06.2013 (BGBl. I S. 1750), zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 78 des Gesetzes vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

²⁶ *Dreher*, in: Immenga/Mestmäcker, Wettbewerbsrecht: GWB 4. Aufl. 2007, Rn. 51 ff.

²⁷ Verordnung über die Vergabe von Aufträgen im Bereich des Verkehrs, der Trinkwasserversorgung und der Energieversorgung vom 23.12.2009 (BGBl. I S. 3110) zuletzt geändert durch Art. 7 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2722).

²⁸ Richtlinie 2004/17/EG zur Koordinierung der Zuschlagserteilung durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste ABl. EU L 134/1, zuletzt geändert durch Richtlinie 2013/16/EG (ABl. EU L 158/192).

²⁹ Vgl. auch BDEW-Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung, 27.11.2012, S. 14 ff., [8]

9.2.4 Ermittlung von Nachrüstungskosten

VNB könnten die Kosten, die Ihnen durch die Nachrüstung nach der SysStabV zusätzlich entstehen, zur Hälfte über die Netzentgelte geltend machen (vgl. § 10 Abs. 1, 2 SysStabV). Die übrigen Kosten werden über die EEG-Umlage gewälzt (vgl. § 35 Abs. 1b EEG).³⁰

Die Ermittlung und regulatorische Behandlung der administrativen Mehrkosten ist in der Praxis nicht unproblematisch. Der hierzu ergangene BDEW-Leitfaden rät zu einem Nachweis durch „geeignete Belege des Personaleinsatzes“.³¹ Jedoch lässt sich nicht immer ohne Weiteres beziffern, welcher zusätzliche Arbeitsaufwand sich auf die Umsetzung der SysStabV zurückführen lässt. In der Regel unproblematisch ist dies in Fällen der Beauftragung externer Dienstleister durch den Netzbetreiber.³² Werden die Umrüstmaßnahmen demgegenüber überwiegend durch internes Personal begleitet bzw. durchgeführt, ist der Nachweis, ob es sich hierbei um zusätzliche – d.h. bislang nicht in den Erlösobergrenzen enthaltene – Kosten des Netzbetreibers handelt, in der Praxis teilweise schwierig zu führen. Problematisch ist dies etwa bei geleisteten Überstunden. Bei entsprechend exakter interner Kostenerfassung ist dies hingegen beispielsweise bei einschlägigen Schulungskosten sowie der Einstellung zusätzlicher Mitarbeiter (ggf. mit befristeten Arbeitsverträgen) möglich. Gleichwohl war bei der zum 01.01.2013 erfolgten Anpassung der Erlösobergrenzen durch die Netzbetreiber zu beobachten, dass die Regulierungsbehörden hierbei geltend gemachte interne Mehrkosten für die Nachrüstung nach der SysStabV in der Regel pauschal nicht anerkannt haben.

Auch die gem. § 8 Abs. 1 S. 3 und 4 SysStabV vorgesehene Möglichkeit von AB, „Wunschinstallateure“ zu wählen, kann zu Schwierigkeiten bei der Bestimmung der von den AB zu tragenden administrativen und sonstigen Mehrkosten führen.³³

Die in § 32 Abs. 1 Nr. 4b Anreizregulierungsverordnung (ARegV) neu eingefügte Ermächtigung der Regulierungsbehörden zum Erlass einer Festlegung „zu der Geltendmachung der Kosten nach § 10 Abs.1 SysStabV gemäß § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 ARegV, einschließlich der Verpflichtung zur Anpassung pauschaler Kostensätze“, könnte geeignet sein, die zuvor dargestellten Probleme zu verringern. Hierfür müssten die Regulierungsbehörden indes konkrete Vorgaben für die Erfassung sowie den Nachweis zusätzlicher externer sowie interner Kosten aufnehmen.

9.2.5 Haftung für Schäden

Es ist denkbar, dass es im Zuge der Nachrüstung zu Schadensfällen kommt und beispielsweise Wechselrichter von PV-Anlagen beschädigt werden. Wird die Einspeisung für eine Zeit unterbrochen, können erhebliche Vergütungsausfälle entstehen. Es stellt sich daher die Frage, welche Akteure in diesen Fällen ersatzverpflichtet sind.

Die SysStabV enthält keine ausdrücklichen Haftungsregelungen. Daher ist auf die allgemeinen gesetzlichen Regelungen zurückzugreifen. Beauftragen VNB externe Werkunternehmer mit der Nachrü-

³⁰ Vgl. zur Abwicklung Deuerlein/Dobler/Wust, *VersorgW* 2012, 312 ff., 313.

³¹ A.a.O., S. 18.

³² Wobei auch bei der Beauftragung externer Dienstleister zusätzliche interne administrative Mehrkosten anfallen können, auf die die nachfolgend benannten Probleme zutreffen können (vgl. Deuerlein/Dobler/Wust, *VersorgW* 2012, 312 ff., 313).

³³ Vgl. auch BDEW-Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung, 27.11.2012, S. 23., [8]

tung, können sich durch die entstehende „Dreieckskonstellation“ – im folgenden Schaubild verdeutlicht – rechtliche Probleme bzw. Unklarheiten ergeben.

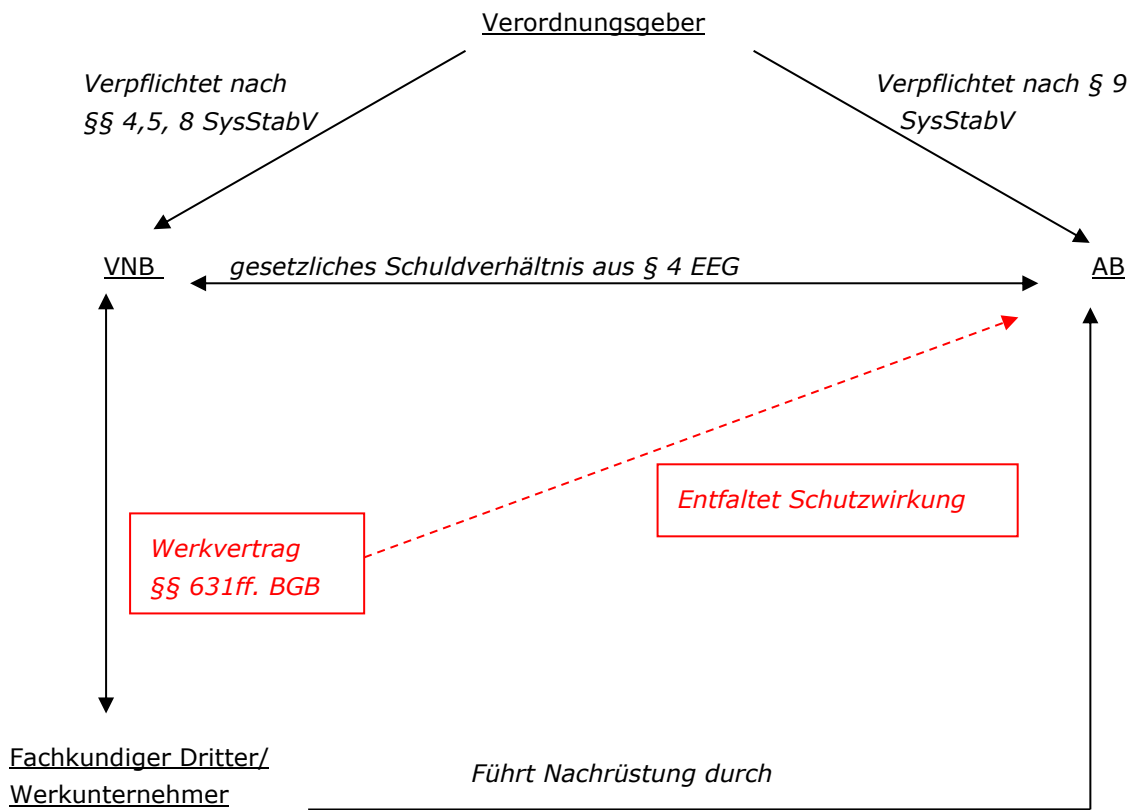


Abbildung 9-1 Überblick über rechtliche Beziehungen im Zusammenhang mit der SysStabV, Quelle: Eigene Darstellung

9.2.5.1 Haftung im Verhältnis zwischen VNB und AB

9.2.5.1.1 Allgemeines Deliktsrecht

Verursacht eine gem. § 8 SysStabV durch den VNB ausgewählte externe fachkundige Person im Zuge der Nachrüstungsmaßnahmen einen Schaden am Wechselrichter, stehen dem AB unseres Erachtens jedenfalls dann Ansprüche aus dem allgemeinen Deliktsrecht gem. §§ 823 ff. BGB gegen den VNB zu, soweit Letzteren ein Verschulden trifft.

9.2.5.1.2 Vertragsähnliche Haftung des VNB

Fraglich ist, ob darüber hinaus in diesem Verhältnis weitergehende Gewährleistungsansprüche gegen den VNB bestehen,³⁴ auf die die §§ 280 ff BGB anzuwenden wären. Für den AB wäre dies vorteilhaft, da bei Vorliegen einer Pflichtverletzung ein Verschulden des VNB vermutet würde. Zudem könnte dem VNB ein Verschulden der fachkundigen Person – als dessen Erfüllungsgehilfen – gem. § 278 BGB zugerechnet werden.

Vertragliche Ansprüche kommen in diesem Verhältnis in der Regel nicht in Betracht, da in aller Regel im Rahmen der Nachrüstung kein Vertrag zwischen diesen Akteuren geschlossen wird.

In Betracht käme jedoch eine „quasi-vertragliche“ Haftung, wenn zwischen VNB und AB aufgrund der SysStabV ein gesetzliches Schuldverhältnis besteht.³⁵ Ein gesetzliches Schuldverhältnis ist eine Leistungspflicht zwischen Parteien, die nicht auf ein Rechtsgeschäft zurückgeführt werden kann, sondern ihren Rechtsgrund unmittelbar im Gesetz findet.³⁶ Eine Leistung wird definiert als Zuwendung eines wirklichen oder vermeintlichen Vorteils, der typischerweise, aber nicht notwendigerweise, einen Vermögenswert hat.

Ob die Pflichten des VNB aus §§ 4, 5, SysStabV als *Leistungspflichten* gegenüber den AB einzuordnen sind, ist nicht unproblematisch. Denn AB haben nach unserer Auffassung keinen Anspruch gegen die VNB auf Vornahme dieser Maßnahmen, die ausweislich § 1 SysStabV eine allgemeine Gefahr abwenden sollen. Dies legt nahe, dass die Nachrüstpflcht zugunsten der Allgemeinheit besteht und nicht gegenüber den AB. Legt man die o.g. Definition eines gesetzlichen Schuldverhältnisses zugrunde, könnte ein solches daher wohl nicht aus der SysStabV abgeleitet werden.

Freilich lässt sich argumentieren, dass aufgrund der SysStabV – die nicht zuletzt aufgrund der Verpflichtung des ABs aus § 9 SysStabV, die Nachrüstung zu „ermöglichen“, eine Nähebeziehung zwischen den Parteien schafft – unabhängig vom Vorliegen etwaiger Leistungsbeziehungen ein gesetzliches Schuldverhältnis entsteht. Hierfür könnte sprechen, dass VNB nach der SysStabV die Nachrüstung grundsätzlich auch durch hausinterne Personen durchführen lassen können und die Beauftragung externer Werkunternehmer keine Abwälzung der Haftungsrisiken ermöglichen sollte. Dogmatisch ist dies nach unserer Auffassung jedoch nicht zwingend. Auch ist eine Schutzbedürftigkeit von AB, die für die Annahme eines gesetzlichen Schuldverhältnisses sprechen könnte, aufgrund möglicher Ansprüche gegen den Werkunternehmer nicht ohne Weiteres gegeben.

Eine vertragsähnliche Haftung des Netzbetreibers gegenüber dem AB auf der Grundlage des Werkvertrages zwischen Netzbetreiber und fachkundiger Person kommt unseres Erachtens wohl nicht in Betracht. Zwar könnte es sich bei diesem Vertrag um einen sog. „Vertrag mit Schutzwirkung zugunsten Dritter“ (VSD) handeln, in dessen Schutzbereich der AB grundsätzlich einbezogen wäre.³⁷ Rechtsfolge eines VSD wäre unseres Erachtens jedoch, dass der Dritte (in diesem Fall der AB) so in vertragliche Sorgfalts- und Obhutspflichten einbezogen wird, dass er bei deren Verletzung vertragliche Schadensersatzansprüche geltend machen kann.³⁸ Die Grundsätze eines VSD bewirken eine Erweiterung des

34 Sowohl BMU/BMWi, „Hinweisen zu §§ 7, 8 Absatz 1 Satz 4 und §10 SysStabV“, S.6.

35 Zur Anwendbarkeit von § 280 BGB in gesetzlichen Schuldverhältnissen vgl. *Grüneberg*, in: Palandt, BGB, 71. Aufl. § 280 Rn. 9.

36 Vgl. *Kramer*, in: Münchener Kommentar, BGB, 5. Aufl. 2007, Einl. zu §§ 241 ff. Rn. 58.

37 So auch die Gesetzesbegründung zur SysStabV, S. 21.

38 Vgl. *Grüneberg*, in: Palandt, BGB, 71. Aufl. 2012 § 328, Rn. 13, Bezug nehmend auf BGH 49, 353, NJW 08, 2245.

Kreises der geschützten Personen, nicht aber eine Veränderung der verpflichteten Parteien. Schuldner der Pflicht, die Nachrüstung ordnungsgemäß durchzuführen, ist jedoch die fachkundige Person, nicht der Netzbetreiber. Aus diesem Grunde ermöglichen die Grundsätze eines VSD unseres Erachtens wohl keine Zurechnung der Handlungen oder des Verschuldens der fachkundigen Person zum VNB.

9.2.5.1.3 Haftung des VNB gem. § 32 Abs. 3 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG)

§ 32 Abs. 3 Satz. 1 EnWG gibt unter anderem dem Betroffenen einen Schadensersatzanspruch gegen einen Netzbetreiber, der vorsätzlich oder fahrlässig einen Verstoß gegen eine aufgrund der Abschnitte 2 und 3 des dritten Teils des EnWG erlassene Rechtsverordnung begeht. Hierzu könnte auch die SysStabV zählen. Sie ist auf Grundlage von §§ 49 Abs. 4, 12 Abs. 3a, 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2, Satz 2 Nr. 7 i.V.m. S.1 Nr. 3 EnWG ergangen. Von diesen Rechtsgrundlagen befindet sich allerdings nur § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 1, Satz 2 Nr. 7 EnWG, der zu Regelungen im Bereich der Anreizregulierung der Netzentgelte ermächtigt, in Abschnitt 3 des dritten Teils des EnWG. Man könnte daher die Frage aufwerfen, ob für einen Anspruch gem. § 32 Abs. 3 Satz. 1 EnWG auch *gerade die jeweils verletzte Pflicht* inhaltlich auf einer Ermächtigungsgrundlage aus Abschnitten 2 und 3 des dritten Teils des EnWG beruhen muss. Hierfür könnte sprechen, dass Art. 80 Abs. 1 S. 3 GG ein umfassendes Zitiergebot enthält,³⁹ was im Rahmen von § 32 Abs. 3 Satz. 1 EnWG zu einer ausladenden Ausweitung des Schadensersatzanspruchs führen könnte. Auch spricht der Grundsatz des Vorbehalts des Gesetzes gem. Art. 20 Abs. 3 GG für eine solche restriktive Auffassung. Andererseits würde eine Aufspaltung einer Verordnung auf verschiedene Rechtsgrundlagen zu erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten führen.

Die Frage, ob § 32 Abs. 3 Satz. 1 EnWG im Rahmen der SysStabV einschlägig ist, kann letztlich nur als offen bezeichnet werden. Nimmt man die Anwendbarkeit an, ist für eine Haftung nach dieser Vorschrift jedenfalls ein eigenes Verschulden des Netzbetreibers erforderlich. Dies wäre z.B. bei einer fehlerhaften Auswahl der fachkundigen Person der Fall. Eine Zurechnung des Verschuldens einer externen fachkundigen Person findet unseres Erachtens nicht statt.

9.2.5.1.4 Sonderkonstellation: Haftung des VNB bei Ausfällen des Gesamtsystems

Für den Fall, dass Nachrüstungen nicht oder nicht rechtzeitig vorgenommen werden, können nach der Einschätzung des Ordnungsgebers Systemausfälle bis hin zu europaweiten „Blackouts“ nicht ausgeschlossen werden.⁴⁰ Im Rahmen eines solchen Szenarios wäre es zumindest denkbar, dass es zu Schäden an der Anlage selbst sowie zu sonstigen ausfallbedingten Vermögenseinbußen kommt. Für einen Schadensersatzanspruch müsste allerdings der Nachweis gelingen, dass der Systemausfall gerade auf die Pflichtverletzung des VNB bei der Nachrüstung zurückzuführen ist. Dies erscheint aufgrund der komplexen Zusammenhänge und der Vielzahl möglicher Ursachen äußerst schwierig.

³⁹ Vgl. BVerfGE 101, 1, 41 ff.

⁴⁰ Siehe nur die Begründung zum Referentenentwurf des BMWi zur SysStabV, S. 21.

9.2.5.2 Haftung im Verhältnis fachkundige Person – AB

Ansprüche des AB gegen den externen Werkunternehmer könnten sich aus der schon zuvor genannten Rechtsfigur des Vertrags mit Schutzwirkung zugunsten Dritter ergeben. Aus dieser – richterlich anerkannten⁴¹ – Form der ergänzenden Vertragsauslegung ergibt sich eine Einbeziehung eines Dritten in den Schutzbereich des Vertrages, woraus dem Dritten ein unmittelbarer vertraglicher Schadensersatzanspruch gegen den Schuldner der Hauptleistung erwachsen kann. Die richterlich herausgebildeten Voraussetzungen des VSD (Leistungsnähe des AB zur Werkleistung der fachkundigen Person, objektiv berechtigtes Interesse des VNB an Einbeziehung des ABs in den Schutzbereich, Erkennbarkeit des geschützten Personenkreises für fachkundige Person und damit Kalkulierbarkeit des Haftungsrisikos sowie Schutzwürdigkeit des AB) könnten unseres Erachtens dann vorliegen, wenn nicht aufgrund schon bestehender vertragsähnlicher Ansprüche des AB gegen den VNB die Schutzwürdigkeit des ABs abzulehnen wäre.

9.2.5.3 Fazit zur Haftung unter der SysStabV

Aus dogmatischer Sicht ist die haftungsrechtliche Situation bei einer Beauftragung externer fachkundiger Personen durch Netzbetreiber nicht unproblematisch. Für die Regelung der Nachrüstung anderer Anlagentypen könnte es sich daher als vorteilhaft erweisen – je nach Ausgestaltung der Nachrüstungspflichten – Aspekte der Haftungsfrage ausdrücklich zu regeln.

9.2.6 Durchsetzung der Pflichten der SysStabV

9.2.6.1 Anlagenbetreiber

9.2.6.1.1 Entfall des Vergütungsanspruchs gem. § 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG

§ 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG sieht eine Verringerung des EEG-Vergütungsanspruchs bzw. des Anspruchs auf die Marktprämie „auf Null“ vor, wenn der AB seinen Verpflichtungen im Rahmen der Nachrüstung nach der SysStabV nach Ablauf der von den Netzbetreibern nach Maßgabe der SysStabV gesetzten Frist nicht nachkommt.

AB, die sich in der Direktvermarktung befinden, erhalten auch während dieser Zeit die mit dem Vertragspartner vereinbarte Vergütung.

Speisen dagegen AB, die sich in der festen Einspeisevergütung befinden, im Zeitraum der Vergütungskürzung Strom ein, besteht nach unserer Auffassung kein Anspruch auf eine auf den tatsächlichen Monatsmittelwert reduzierte Einspeisevergütung, da eine § 17 Abs. 3 EEG entsprechende Regelung nicht vorliegt.

Zudem besteht wohl auch kein Entschädigungsanspruch nach bereicherungsrechtlichen Grundsätzen. Die § 812 ff. BGB sind unseres Erachtens nicht anwendbar, da nach unserer Auffassung ein Rechts-

⁴¹ Gottwald, in: Münchener Kommentar zum BGB, 6. Aufl. 2012, § 328, Rn. 165 f.

grund für die Leistung vorliegt. Denn AB sind gem. § 16 Abs. 3 EEG verpflichtet, nach § 16 Abs. 1 EEG vergüteten Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Dass diese Verpflichtung weiterhin besteht, legt der Wortlaut des § 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG 2012 nahe. Denn dieser spricht von einer „Verringerung“ – und nicht etwa einem „Entfall“⁴² – der Vergütung auf null. Dafür, dass auch mit Null vergüteter Strom weiterhin dem Ausgleichsmechanismus des EEG unterfällt, spricht auch, dass VNB diesen Strom weiterhin in ihre EEG-Bilanzkreise einstellen.⁴³ Gegen einen bereicherungsrechtlichen Entschädigungsanspruch spricht auch, dass es bei einer (auch vom ÜNB nicht vergüteten) Weiterleitung des eingespeisten Stroms an einer Bereicherung des VNB in der Regel fehlen wird.

Folgt man der Sichtweise, dass der EEG-Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 1 EEG nicht entfällt, besteht auch kein Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV. Denn dieses wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung nach § 16 EEG vergütet wird.

Allerdings würde der Anlagenbetreiber damit keinerlei finanziellen Ausgleich für den eingespeisten Strom erhalten. Ob vor diesem Hintergrund bei der Auslegung der Vorschrift eine „Korrektur“ (z.B. Verschulden des AB) notwendig ist, ist fraglich. Dafür könnte die sehr harte Sanktion sprechen. Dagegen könnte die durch die Nachrüstungsverpflichtung abzuwendende Gefahr für die Netzstabilität angeführt werden, die eine solche harte Sanktion rechtfertigen könnte.

Der Entfall des Vergütungsanspruchs (§ 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG) kann vom Netzbetreiber bei einer unberechtigten Verweigerung der Nachrüstung zwangsweise durchgesetzt werden. Dies gilt ebenso für die Haftung für Schäden aus einer vom PV-AB zu vertretenden Verzögerung oder Blockade der Umsetzung (§§ 823 ff., ggf. auch 280 ff. BGB) sowie die Pflicht zur Duldung von Nachrüstarbeiten (§§ 758a, 887, 890 ZPO in Verbindung mit § 9 Abs. 2 SysStabV).⁴⁴

9.2.6.1.2 Maßnahmen der Energieaufsichtsbehörden der Länder

Gem. § 49 Abs. 5 EnWG können die Energieaufsichtsbehörden der Länder im Einzelfall die zur Sicherstellung der Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen erforderlichen Maßnahmen treffen. Die SysStabV konkretisiert insofern die technischen Anforderungen i.S.d. § 49 Abs. 1 EnWG als Rechtsverordnung i.S.d. Verordnungsermächtigung des § 49 Abs. 4 EnWG.

Aufgrund der Generalermächtigung in § 49 Abs. 5 EnWG können die nach Landesrecht zuständigen Behörden im eigenen Ermessen und im Rahmen der Verhältnismäßigkeit erforderliche Maßnahmen ergreifen. Dies umfasst den Erlass von Verwaltungsakten wie auch schlichtes hoheitliches Handeln der Behörden (Realakte).⁴⁵ Kommt ein AB seinen Mitwirkungspflichten aus der SysStabV nicht nach, könnte die zuständige Energieaufsichtsbehörde daher einen Verwaltungsakt erlassen und auch – im Verwaltungsvollstreckungsverfahren – vollstrecken.

⁴²Die Frage nach bereicherungsrechtlichen Ausgleichsansprüchen kann sich auch bei Verstößen gegen die technischen Nachrüstplichten aus § 6 EEG 2009/2012 stellen. Als Sanktion sieht § 16 Abs. EEG 2009 vor, dass für die Zeit der Nichterfüllung „kein Anspruch auf Vergütung“ besteht. Die entsprechende Regelung in § 17 Abs. 1 EEG 2012 spricht dagegen von einer „Verringerung auf null“. Dies legt nahe, dass die Formulierungen in § 17 Abs. 1 sowie § 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG 2012 bewusst gewählt wurden, um die Stromeinspeisungen weiterhin im EEG-Wälzungssystem zu halten.

⁴³ Vgl. BDEW-Energie Info „Ausgabe Solarstrom“ November 2012.

⁴⁴ Held/Seidel, RdE 2013, 8, 12.

⁴⁵ Vgl. Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl, § 49, Rn. 13.

Die Befugnis der Landesbehörden wird in § 49 Abs. 6 EnWG ergänzt durch eine Auskunftspflicht der AB.

9.2.6.1.3 Maßnahmen der Regulierungsbehörden

Das EnWG sieht verschiedene Aufsichts- und Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörden vor. Ein Missbrauchsverfahren gem. §§ 30, 31 EnWG kommt gegen AB nicht in Betracht. Behördliche Maßnahmen gem. § 30 Abs. 2 EnWG richten sich lediglich gegen Betreiber von Energieversorgungsnetzen (§ 30 Abs. 1 Satz 1, 31 Abs. 1 Satz 1 EnWG).

Gem. § 65 Abs. 1, 2 EnWG kann die Regulierungsbehörde Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen verpflichten, ein den Bestimmungen des EnWG oder einer auf Grund des EnWG erlassenen Rechtsverordnung (wie der SysStabV) entgegenstehendes Verhalten abzustellen und zu diesem Zweck Maßnahmen anordnen. Aufsichtsmaßnahmen gem. § 65 Abs. 1, 2 EnWG kommen gegenüber AB in Betracht, wenn diese als „Unternehmen“ im Sinne der Vorschrift eingestuft werden können. Dies ist unseres Erachtens je nach Einzelfall wohl möglich, jedoch mit Rechtsunsicherheiten verbunden.⁴⁶ Die Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörde können durch ein Zwangsgeld (§ 94 EnWG) oder ein Bußgeld (§ 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG) durchgesetzt werden.

9.2.6.2 Netzbetreiber

Die SysStabV selbst sieht keine Konsequenzen für den Fall vor, dass VNB oder ÜNB ihren Verpflichtungen aus der Verordnung nicht nachkommen. In Betracht kommen aber Maßnahmen der nach Landesrecht zuständigen Energieaufsichtsbehörden oder aber Maßnahmen der Regulierungsbehörden.

9.2.6.2.1 Maßnahmen der Energieaufsichtsbehörden der Länder

Die Energieaufsichtsbehörden der Länder können aufgrund der Generalmächtigung des § 49 Abs. 5 EnWG auch gegenüber Netzbetreibern alle für die Anlagensicherheit erforderlichen Maßnahmen treffen. Die Norm schränkt – anders als § 49 Abs. 6 EnWG für den Auskunftsanspruch gegenüber AB – den Adressatenkreis der behördlichen Maßnahmen nicht ein. Insofern könnten die nach Landesrecht zuständigen Behörden unter Beachtung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit auch gegen Netzbetreiber vorgehen, wenn diese ihren Verpflichtungen aus der SysStabV nicht nachkommen.

⁴⁶Der Begriff des Unternehmens ist v.a. wirtschaftlich definiert (vgl. *Theobald/Werk*, in: Danner/Theobald, *Energierrecht*, 76. Ergänzungslieferung 2012, § 55 EnWG Rn. 29), z.B. als organisatorische Zusammenfassung von Vermögensgegenständen (vgl. die Definition des BVerwG, Urteil vom 28.3.2001, Az. 8 C 6.00 zum Unternehmen im Sinne des Vermögensgesetzes). In § 14 Abs. 1 BGB wird der Unternehmer – in Abgrenzung zum Verbraucher – als „eine natürliche oder juristische Person oder eine rechtsfähige Personengesellschaft, die bei Abschluss eines Rechtsgeschäfts in Ausübung ihrer gewerblichen oder selbständigen beruflichen Tätigkeit handelt“ definiert. Andere wollen natürliche Personen vom Adressatenkreis ausschließen (*Hanebeck*, in: Britz/Hellermann/Hermes, *EnWG*, 2. Aufl. 2012, § 65 Rn. 3).

9.2.6.2.2 Maßnahmen der Regulierungsbehörden

Missbrauchsverfahren gem. § 30 Abs. 2 EnWG

Die BNetzA bzw. die gem. § 54 Abs. 2 EnWG zuständige Landesregulierungsbehörde können einem Netzbetreiber, der seine Stellung missbräuchlich ausnutzt, verpflichten, eine Zuwiderhandlung gegen seine Verhaltenspflichten nach § 30 Abs. 1 EnWG abzustellen, vgl. § 30 Abs. 2 EnWG. Gem. § 30 Abs. 2 Satz 2 und 3 EnWG kann die Regulierungsbehörde den Unternehmen in pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessensspielraums alle Maßnahmen aufgeben, die erforderlich sind, um Zuwiderhandlungen wirksam abzustellen.

Das allgemeine Missbrauchsverfahren gem. § 30 EnWG wird durch die Regulierungsbehörde eingeleitet.

Gem. § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG liegt ein Missbrauch der Marktstellung vor, wenn ein Netzbetreiber Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 oder aufgrund dieser Bestimmungen erlassene Rechtsverordnung nicht einhält. Hierzu zählt – wie zuvor diskutiert – wohl auch die SysStabV.⁴⁷ Kommt der Netzbetreiber seinen Nachrüstungsverpflichtungen ungleichmäßig nach, so kommt auch ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot des § 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 EnWG in Betracht.

Besonderes Missbrauchsverfahren gem. § 31 EnWG

Auf Antrag von Personen und Personenvereinigungen, deren Interessen durch das Verhalten eines Netzbetreibers – ÜNB wie auch VNB – erheblich berührt werden, überprüft die Regulierungsbehörde, inwieweit das Verhalten des Netzbetreibers mit den Vorgaben in den Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 oder der auf dieser Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen übereinstimmt (§ 31 Abs. 1 Satz 1, 2 EnWG). Stellt sie eine Zuwiderhandlung fest, kann die Regulierungsbehörde gemäß § 30 Abs. 2 EnWG vorgehen.⁴⁸

Aufsichtsmaßnahmen gem. § 65 EnWG

Neben Maßnahmen gem. § 30 Abs. 2 EnWG können auch Aufsichtsmaßnahmen gem. § 65 EnWG angeordnet werden (vgl. § 65 Abs. 4 EnWG). Insbesondere die BNetzA nach der Generalermächtigung des § 65 Abs. 2 EnWG bei Verstößen Maßnahmen zur Einhaltung von Verpflichtungen anordnen. Als Adressat regulierungsbehördlicher Maßnahmen kommen wohl auch Netzbetreiber in Betracht, da diese unseres Erachtens unter den Unternehmensbegriff des § 65 Abs. 1 EnWG fallen.⁴⁹ Verstoßen VNB oder ÜNB somit gegen ihre Verpflichtungen nach der SysStabV, kann die BNetzA, unabhängig von einem Verschulden des Netzbetreibers⁵⁰ in pflichtgemäßer Ausübung ihres Ermessensspielraums gem. § 65 Abs. 2 EnWG Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtungen aus der SysStabV erlassen und bei Nichteinhaltung ihrer Anordnungen unter anderem Zwangsgelder (§ 94 EnWG) bzw. Ord-

⁴⁷ Vgl. hierzu oben, S. 17.

⁴⁸ Robert, in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 31 Rn. 25.

⁴⁹ Vgl. hierzu oben, Fn. 40.

⁵⁰ Hanebeck, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2008, § 65 Rn. 2.

nungsgelder (§ 95 EnWG) verhängen. Dabei muss die BNetzA den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit berücksichtigen.

9.2.6.2.3 Zuständige Regulierungsbehörden

Für die Missbrauchsaufsicht nach den §§ 30, 31 EnWG sind die Regulierungsbehörden der Länder insoweit zuständig, als Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Verteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar angeschlossen sind und das Verteilernetz nicht über Landesgrenzen hinausreicht, vgl. § 54 Abs. 2 Satz 2 Nr. 8, Satz 2 EnWG).

Im Übrigen ist gem. § 54 Abs. 1 EnWG die BNetzA zuständig. Für Maßnahmen gem. § 65 Abs. 1 EnWG ist die Bundesnetzagentur ausschließlich zuständig. Eine Zuständigkeit der Landesbehörden besteht aufgrund der abschließenden Aufzählung in § 54 Abs. 2 EnWG für Aufsichtsmaßnahmen nicht.⁵¹

9.2.7 Zwischenergebnis: bestehender Rechtsrahmen

Ein Teil der rechtlichen Unklarheiten und praktischen Probleme, die sich bei der Umsetzung der SysStabV ergeben haben, können darauf zurückgeführt werden, dass VNB – und nicht AB – zur Nachrüstung der PV-Anlagen verpflichtet sind. Bei Beauftragung einer externen fachkundigen Person kann die hieraus resultierende „Dreiecksbeziehung“ zu Unklarheiten bei der Frage führen, wer gegenüber dem AB nach welchen Voraussetzungen haftet. Greifen VNB auf hausinterne fachkundige Personen zurück, ist insbesondere die Einstellung der durch die SysStabV entstehenden zusätzlichen Kosten in die Netzentgelte nicht unproblematisch. Insoweit könnten sich daher eine andersartige Strukturierung des Nachrüstungsprozesses und eine Klarstellung der Haftungsfrage im neuen Rechtsrahmen als vorteilhaft erweisen.

9.3 Fragestellungen bezüglich des neuen Rechtsrahmens

9.3.1 Verordnungsermächtigung

9.3.1.1 Umfang der Verordnungsermächtigung

Die bestehende SysStabV wurde auf Grundlage der Ermächtigung in § 12 Abs. 3a, § 21a Abs. 6 Satz 1 Nr. 2 in Verbindung mit Satz 2 Nr. 7 sowie Satz 1 Nr. 3 und § 49 Abs. 4 EnWG erlassen.⁵² Nach § 12 Abs. 3a EnWG ist das BMWi ermächtigt, durch Rechtsverordnung technische Anforderungen an Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, insbesondere an Anlagen nach dem EEG und KWK-G vorzugeben sowie Netzbetreiber und AB zu verpflichten, Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012

⁵¹ Hanebeck, in: Britz/Hellermann/Hermes), EnWG, 2. Aufl. 2008, Vorbemerkungen zu §§ 65 ff. Rn. 2; Vgl. auch Theobald/Werk, in: Daner/Theobald, Energierecht, 76. Ergänzungslieferung, 2012, § 65 Rn. 9.

⁵² S. Verordnung zum Erlass der Systemstabilitätsverordnung und zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 20.07.2012 (BGBl. I 1635).

in Betrieb genommen wurden, entsprechend nachzurüsten sowie Regelungen zur Kostentragung zu treffen. Die Verordnung kann ergehen, um die technische Sicherheit und die Systemstabilität zu gewährleisten.

Es bestehen aus unserer Sicht keine rechtlichen Bedenken, dass die Verordnungsermächtigung eine hinreichende Rechtsgrundlage für die bestehende SysStabV bietet. Auch eine Verordnung zur Regelung von Anforderungen an andere Anlagen als PV-Anlagen wird durch die Verordnungsermächtigung unseres Erachtens abgedeckt. Denn die Ermächtigung bezieht sich grundsätzlich auf alle Stromerzeugungsanlagen, unabhängig vom eingesetzten Energieträger. Es sind allerdings die Schranken der Verordnung zu beachten, wonach vor allem nur solche Anlagen zur Nachrüstung verpflichtet werden dürfen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind. Eine Nachrüstung von Anlagen, die seit dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind, ist durch die Verordnungsermächtigung hingegen nicht gedeckt. Dies dürfte selbst dann gelten, wenn diese Anlagen die Anforderungen nicht erfüllen, unabhängig davon, ob eine rechtliche Pflicht bestand oder nicht.

9.3.1.2 Gleichbehandlungsgrundsatz

Bei einer Regelung der Nachrüstung von „Nicht-PV-Anlagen“ ist generell der Gleichheitsgrundsatz nach Art. 3 Abs. 1 GG zu beachten. Danach darf es keine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung Betreiber bestimmter Anlagen geben.⁵³ Es sind also jeweils sachliche Gründe erforderlich, wenn bestimmte Anlagenkategorien ausgenommen werden oder besonders durch die Verordnung betroffen sind.⁵⁴ Je nach der Intensität des Eingriffs sind darüber hinaus unterschiedlich strenge Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme zu stellen.⁵⁵

Dabei ist zu berücksichtigen, dass dem Gesetzgeber hinsichtlich der Beurteilung und Regelung von Sachverhalten ein – relativ weitreichender – Spielraum zusteht.⁵⁶ Dieser Prognosespielraum des Gesetzgebers ist in der verfassungs- und verwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung anerkannt und wird regelmäßig weit ausgelegt.⁵⁷ Danach muss der Gesetzgeber insbesondere gewisse Verallgemeinerungen und Pauschalierungen treffen können, um Sachverhalte handhabbar bewerten und regeln zu können.⁵⁸

Die geplante Verordnung soll alle Erneuerbare-Energien-Anlagen – außer den bereits durch die bestehende Verordnung erfassten PV-Anlagen – sowie KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW_e erfassen. Nicht erfasst von der Regelung sind hingegen alle sonstigen konventionellen Erzeugungsanlagen. Die sachliche Rechtfertigung für die Ausnahme konventioneller Erzeugungsanlagen besteht darin, dass diese sich nicht bei denselben Frequenzschwankungen vom Netz

53 Vgl. zum Prüfungsaufbau des Art. 3 Abs. 1 GG nur BVerfG, Beschluss v. 07.10.1980 – 1 BvL 50, 89/79, 1 BvR 240/79, NJW 1981, 271 ff.; BVerfG, Urteil v. 16.03.2004 – 1 BvR 1778/01, NVwZ 2004, 597 ff. s. auch *Boysen*, in: von Münch/Kunig, GG Bd. 1, 6. Aufl., 2012, Art. 3, Rn. 53.

54 Vgl. BVerfGE 42, 64, 72 ff.

55 Vgl. BVerfGE 88, 87, 96 f.

56 BVerfGE 90, 145, 196.

57 BVerfG, Urteil v. 10.06.2009 – 1 BvR 706/08 u.a., NwG 2009, 2033, 2038 f.; BVerfGE 50, 290, 332 f. = NJW 1979, 699 mit weiteren Nachweisen.

58 Vgl. auch Art. 19 Abs. 1 GG; ständige Rechtsprechung seit BVerfGE 21, 12 (27 f.); vgl. zuletzt 103 310, 319, mit weiteren Nachweisen. Der Gesetzgeber muss lediglich sachgerecht und realitätsgerecht typisieren. BVerfGE 27, 142, 150; 39, 316, 328 f. Vgl. auch Sachs, GG, Art. 3, 105 ff. mit weiteren Nachweisen.

trennen wie die EEG- und KWK-Anlagen und eine Gefahr für die Systemstabilität insoweit nicht besteht. Eine „Bagatellgrenze“ für die Ausnahme von Anlagen mit einer geringeren installierten Leistung kann vom Gesetzgeber im Sinne der Effizienz der Nachrüstung gezogen werden, wenn diese die Erreichung des mit der Verordnung angestrebten Ziels nicht gefährdet und nicht willkürlich ist.

9.3.2 Anlagenbegriff

Die Verpflichtung zur Nachrüstung der Anlagen soll von der Anlagengröße abhängig gemacht werden. Damit stellt sich auch hier wieder die Frage, welcher Anlagenbegriff zugrunde gelegt werden sollte.

9.3.2.1 EEG-Anlagen

Da als Grundlage für die Untersuchung des Nachrüstbedarfs die Daten des Stammdatenregisters nach dem EEG dienen, sollte bei der Konzeption der Verordnung in jedem Fall auf den Anlagenbegriff zurückgegriffen werden, der dem Stammdatenregister zugrunde liegt. Denn nur dann werden die Nachrüstungsziele auch so erreicht wie geplant. Nach Auskunft von Ecofys liegt dem Stammdatenregister der Anlagenbegriff i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG zugrunde. Rechtlich umstritten war lange Zeit, ob zwei Stromerzeugungseinheiten „vor Ort“ eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG bilden, wenn diese technisch für den Betrieb erforderliche bauliche oder technische Einrichtungen gemeinsam nutzen. Der derzeitige Diskussionsstand wird im Folgenden kurz skizziert. Da sich der Anlagenbegriff nach unserer Einschätzung im Hinblick auf die aufgeworfene Frage im EEG gegenüber dem EEG 2009 nicht geändert hat, kann hier auch die Diskussion bezüglich des § 3 Nr. 1 EEG 2009 einbezogen werden.

9.3.2.1.1 Rechtsprechung

Nach Ansicht mehrerer Oberlandesgerichte sind mehrere BHKW bereits dann eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG 2009, wenn sie *für die Stromerzeugung notwendige technische oder bauliche Einrichtungen gemeinsam nutzen*.⁵⁹ Das Brandenburgische OLG hatte Sachverhalte zu entscheiden, in denen mehrere BHKW bei der Vor-Ort-Verstromung einen gemeinsamen Fermenter nutzten. Da dieser für die Stromerzeugung erforderlich sei, komme diesem – so das OLG – eine „Klammerwirkung“ zu, so dass diejenigen BHKW, die Biogas aus demselben Fermenter bezogen, als eine Anlage im Sinne von § 3 Nr. 1 EEG 2009 anzusehen seien. Offenbar wollen auch das Bundesumweltministerium und der BDEW der Ansicht des Brandenburgischen OLG zur Reichweite des Anlagenbegriffs nach § 3 Nr. 1 EEG 2009 folgen.⁶⁰

Dieser Auffassung hat sich nun der Bundesgerichtshof mit Urteil vom 23.10.2013 im Kern angeschlossen.⁶¹ Dem BGH zufolge liegt § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 ein weiterer Anlagenbegriff zugrunde.

⁵⁹ Brandenburgisches OLG, Urteile vom 16.09.2012 – 12 U 79/10 – und vom 17.07.2012 – 6 U 50/11; ebenso auch OLG Stuttgart, Urteil vom 25.05.2012, Az. 3 U 193/11; OLG Düsseldorf, Urteil vom 05.12.2012 – VI-2 U (Kart) 7/12; OLG Naumburg, Urteil vom 16.05.2013 2 U 129/12.

⁶⁰ Vgl. Stellungnahmen des BMU vom 30.11.2012 und des BDEW vom 03.12.2012, zum Clearingstellenverfahren zu Austausch und Versetzen von Anlagen im EEG 2009 und EEG 2012 (Az. 2012/19).

⁶¹ Az: VIII ZR 262/12.

Hiernach ist unter einer Anlage nach § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 die Gesamtheit aller funktional zusammengehörenden technisch und baulich notwendigen Einrichtungen zu verstehen. Dies gilt für „Vor-Ort-Anlagen“.

Einige Gerichte haben dies bislang auch anders gesehen und den im Folgenden beschriebenen „engen“ Anlagenbegriff verwendet.⁶²

9.3.2.1.2 Clearingstelle EEG

Die Gegenansicht zu der dargestellten Rechtsprechung des BGH und der OLG wird insbesondere von der Clearingstelle EEG vertreten. Nach Auffassung der Clearingstelle EEG ist eine „Einrichtung“ bereits dann eine „Anlage“ im Sinne von § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009, wenn sie über diejenigen Komponenten verfügt, die im Sinne einer zwingend erforderlichen Mindestvoraussetzung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas notwendig sind. Dazu zähle die *Antriebseinheit* in Verbindung mit dem *Generator* bzw. für den Fall, dass eine Antriebseinheit zur Stromerzeugung nicht erforderlich ist, der zur Stromerzeugung geeignete Generator, sowie für den Fall, dass zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas die Zufuhr eines Energieträgers oder von Energie erforderlich ist, eine *Vorrichtung*, die je nach der Eigenart des regenerativen Energieträgers bzw. der erneuerbaren Energie diesen bzw. diese unmittelbar *der Antriebseinheit zuführt* oder für diese bereitstellt.⁶³ Bei Biogasanlagen gehörten daher zumindest die Antriebseinheit (Motor oder Turbineneinheit), der Generator und eine Vorrichtung, die für die Bereitstellung und Zufuhr von Biogas geeignet ist, zur Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG 2009. Mehrere Stromerzeugungseinheiten werden jedoch *nicht nach § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 „verklammert“*. Dies ergebe sich bezüglich der Vergütung ausschließlich aus § 19 Abs. 1 EEG 2009.⁶⁴ Die Clearingstelle EEG kommt im Hinblick auf „BHKW-ORC-Kombinationen“ in einem Votum zur Rechtslage nach dem *EEG 2009* zu dem Ergebnis, dass es sich um *zwei Anlagen i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009* handele.⁶⁵

9.3.2.1.3 Literatur

Auch in der Literatur wird vertreten, dass für die Frage der „Verklammerung“ von Anlagen ab Geltung des EEG 2009 auf die Voraussetzungen des § 19 Abs. 1 EEG 2009 abzustellen sei.⁶⁶

Die Gegenauffassung in der Literatur vertritt die – nun auch vom BGH bestätigte – Meinung, dass mehrere Stromerzeugungseinheiten dann, wenn sie technisch-baulich miteinander verbunden sind, lediglich als eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 anzusehen seien.⁶⁷

62 LG Trier, Urteil vom 26.07.2012 – 5 O 211/11; LG Duisburg, Urteil vom 21.03.2012 – 23 O 25/11.

63 Empfehlung der Clearingstelle EEG vom 01.07.2010 (Az. 2009/12).

64 A.a.O., S. 53, Rn. 140-141.

65 Votum der Clearingstelle EEG vom 07.12.2011 (Az: 2010/17).

66 *Ekardt*, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2. Aufl. 2011, § 3 Rn. 6 f.; Reshöft, in: Reshöft, EEG, 3. Aufl. 2011, § 3, Rn. 35-36; Maslaton/Koch, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter, Biogasanlagen im EEG, 2. Aufl. 2011, S. 75, Rn. 11; Richter, NVwZ 2011, S. 667; Thomas/Vollprecht, ZNER 2012, 334 ff.

67 *Loibl*, in: Loibl/Maslaton/von Bredow/Walter, Biogasanlagen im EEG, 2. Aufl. 2011, S. 27-32; so wohl auch *Salje*, in: EEG, 6. Aufl. 2012, § 3, Rn. 82; *Oschmann*, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG, 3. Aufl. 2011, § 3 Rn. 24., [2]

9.3.2.1.4 Zwischenergebnis

Es zeigt sich, dass in rechtlicher Hinsicht Unsicherheiten bezüglich der hier aufgeworfenen Frage bestehen. Für die Zukunft dürfte das jüngste Urteil des BGH eine gewisse Rechtssicherheit im Hinblick auf „Vor-Ort-Anlagen“ bringen. Mit Bezug auf das Stammdatenregister ist es allerdings nicht ausgeschlossen, dass zwar immer der Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 EEG zugrunde gelegt wurde, dieser von den einzelnen Netzbetreibern, deren Daten eingepflegt werden, unterschiedlich verstanden wurde. Hier wird der Frage nachzugehen sein, welcher Auffassung gefolgt wurde.

Zudem ist zu beachten, dass das EEG vermutlich geändert werden wird und im Rahmen dieser Novelle auch der Anlagenbegriff modifiziert werden könnte. Bei einem dynamischen Verweis auf das EEG könnte sich dann ggf. eine andere Einstufung „der Anlage“ ergeben und die angesprochene Kongruenz von „Stammanlagenregister“ und „umzurüstende Anlagen“ könnte verfehlt werden. Entsprechendes gilt – darauf sei hier ergänzend hingewiesen – auch für den Begriff der Inbetriebnahme. Dieser wurde vom BGH im o.g. Urteil ebenfalls problematisiert.

9.3.2.2 KWK-Anlagen

Auch im Hinblick auf die KWK-Anlagen sollte darauf geachtet werden, dass der dem Anlagenregister des BAFA zugrunde liegende Anlagenbegriff in der Verordnung übernommen wird, um die „Deckung“ von Anlagenregister und umzurüstender Anlage sicherzustellen.

9.3.3 Verhältnis zu Einspeisemanagement i.S.d. § 11 Abs. 1 EEG

Fraglich ist, ob die Abschaltung einer Anlage bei Frequenzabweichungen unter das Einspeisemanagement nach § 11 Abs. 1 EEG fallen würde. Von der Beantwortung dieser Frage hängt auch ab, ob AB für den aufgrund der Abschaltung nicht eingespeisten Strom eine Entschädigung nach § 12 EEG erhalten.

Voraussetzung für eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG ist ein Netzengpass. Was darunter zu verstehen ist, ist dem EEG nicht explizit zu entnehmen. In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt, dass Netzengpässe bestehen, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird.⁶⁸ Die diesbezüglichen Definitionsansätze im TransmissionCode 2007⁶⁹ und im DistributionCode 2007⁷⁰ beschreiben einen Zustand, in dem das Netz infolge von Kapazitätsengpässen nicht mehr sicher betrieben werden kann.⁷¹ Kritische Netzzustände, die nicht durch Kapazitätsengpässe ausgelöst werden, sind daher bereits per definitionem keine Netzengpässe.⁷² Aus diesem Grund dürften beispielsweise Frequenzschwankungen nicht als Netzengpässe i.S.d. Vorschrift einzustufen sein.⁷³ Eine weitere Überlegung kann nach unserem Dafürhalten für diese Sichtweise angeführt werden: Da in § 11 Abs. 1 EEG auf §

68 BR-Drs. 341/11, S. 125; so auch Altröck/Vollprecht, ZNER 2011, 231, 235.

69 Netz- und Systemregeln der deutschen ÜNB, Version 1.1, August 2007, S. 76.

70 Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen, Version 1.1, August 2007, S. 22.

71 So Wustlich/Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. (im Erscheinen), § 11 Rn. 34., [2]

72 Altröck/Vollprecht, ZNER 2011, 231 (235).

73 Ebd..

9 EEG verweisen wird, dürfte das Einspeisemanagement immer nur dann zur Anwendung kommen, wenn Netzausbaufizite die kritischen Netzzustände begründen.⁷⁴ Kritische Netzzustände, die auch in einem ausgebauten Netz auftreten – wie Frequenzschwankungen –, sind damit keine Netzengpässe i.S.d. § 11 Abs. 1 EEG.

Damit ergibt sich folgendes Bild: Nach unserer Ansicht sind Abschaltungen aufgrund von Frequenzabweichungen nicht als Netzengpässe i.S.d. § 11 Abs. 1 EEG einzustufen, so dass dem AB für diesen Zeitraum auch kein Anspruch aus § 12 Abs. 1 EEG zusteht.

Entsprechendes gilt für den Zeitraum der Nachrüstung. Denn in dieser Phase liegt ebenfalls kein Netzengpass vor.

9.3.4 Nachrüstungsmaßnahmen und Kostentragung

Im Rahmen der Nachrüstungsstrategie wird in Betracht gezogen, die Nachrüstung in verschiedenen Schritten durchzuführen. In einem ersten Schritt könnten die Frequenzen, bei denen sich die betroffenen Anlagen vom Netz trennen, mittels einer Umparametrierung verändert werden. Die Kosten der Umparametrierung werden als relativ gering eingeschätzt (€ 100 bis € 500 pro Anlage für die manuelle Parameteränderung). Erzeugungsanlagen müssten für die Umparametrierung zudem – wenn überhaupt – nur kurz stillstehen bzw. vom Netz getrennt werden. Die Stillstandszeiten von Anlagen sollen reduziert werden, indem aufgrund entsprechender Umrüstfristen die Nachrüstung zeitgleich mit einer ohnehin anfallenden Wartung der jeweiligen Anlage durchgeführt wird.

Abweichend von der Pflichtenaufteilung in der SysStabV sollen AB selbst zur Nachrüstung verpflichtet werden, so dass die AB – nicht die VNB – ggf. Werkunternehmer bzw. fachkundige Personen beauftragen müssten und dem VNB die erfolgte Nachrüstung nachzuweisen hätten. Auch sollen die AB – ebenfalls im Unterschied zur SysStabV – die Kosten der Umparametrierung nach dem derzeitigen Stand der Überlegungen grundsätzlich selbst tragen. VNB kämen insbesondere die Aufgaben zu, die AB zu informieren. ÜNB könnten neben Reporting- und Controllingaufgaben insbesondere auch Entscheidungsbefugnisse hinsichtlich zu wählender Nachrüstungsvarianten zugeteilt werden.

In einem zweiten Schritt des Projektes sollen sodann besonders Anlagen mit einer großen installierten Leistung zusätzlich auf eine „Kennlinie“ umgerüstet werden, die ein differenzierteres Abschaltverhalten ermöglicht. Die Nachrüstung auf eine Kennlinie ist technisch deutlich aufwändiger und kostenintensiver. Hier könnten ggf. dem AB entstehende Kosten teilweise über Pauschalbeträge erstattet werden. Da aktuelle Planungen derzeit die „Ausgliederung“ dieses zweiten Schrittes vorsehen, beschränken wir uns im Folgenden auf rechtliche Aspekte im Zusammenhang mit der Umparametrierung.

9.3.4.1 Organisation des Nachrüstungsprozesses

Da der beschriebene Nachrüstungsprozess für AB weiterreichende Verpflichtungen und Belastungen mit sich bringt als dies bei der SysStabV der Fall ist, könnte eine Ungleichbehandlung von AB i.S.d.

⁷⁴ Vgl. *Altrock/Vollprecht*, ZNER 2011, 231 (235); a.A. wohl *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 4. Aufl. (im Erscheinen), § 11 Rn. 63., [2]

Art. 3 GG vorliegen, die durch sachliche Gründe gerechtfertigt werden müsste.⁷⁵ Unseres Erachtens bestehen gewichtige sachliche Gründe, die die o.g. Strukturierung des Umrüstprozesses rechtfertigen können.

Als sachlicher Grund kommt zunächst die Effizienz des Nachrüstungsprozesses in Betracht. Bei PV-Anlagen bringt die Verpflichtung des VNB durch die SysStabV Effizienzvorteile,⁷⁶ da es in Verteilnetzbereichen in der Regel eine große Zahl kleiner PV-Anlagen gibt, die sich in ihrer Bauart relativ wenig unterscheiden. Der Netzbetreiber, der ohnehin schon durch seine Stellung als „EEG-Ansprechpartner“ des AB über die erforderlichen Daten verfügt, kann die Nachrüstung der PV-Anlagen in seinem Netzgebiet daher durch wenige fachkundige Personen effizient durchführen lassen. Bei den vom neuen Rechtsrahmen betroffenen Anlagentypen ist die Ausgangslage eine andere. Hier ist die Gesamtzahl der Anlagen in den Netzgebieten in der Regel geringer. Zudem unterscheiden sich die Anlagentypen stark in ihren für die Nachrüstung entscheidenden Eigenschaften, so dass auch eine gemeinsam in Auftrag gegebene Nachrüstung vieler Anlagen mit damit verbundenen Kostenvorteilen seltener möglich erscheint. Insgesamt würde sich auch der Vorteil eines „Lerneffekts“ des VNB in Grenzen halten. Schließlich unterscheiden sich auch die für eine Nachrüstung gegebenenfalls relevanten Wartungsintervalle für verschiedene Anlagen vermutlich erheblich. Dies kann ebenfalls gegen die Effizienz einer beim Netzbetreiber „zentralisierten“ Nachrüstungsverpflichtung sprechen.

Spiegelbildlich hierzu sind AB wohl in einer besseren Position, die Nachrüstung ihrer individuellen Erzeugungsanlagen effizient zu organisieren und an die Wartungsintervalle anzupassen. Da AB im System des EEG grundsätzlich die Verantwortung hinsichtlich Eigentums, Betriebs und Kostentragung der Anlagen zugewiesen ist, würde sich eine entsprechende Pflichtenzuteilung bei der Nachrüstung auch in das System des EEG einfügen.⁷⁷

Auch eine stärkere Einbindung des ÜNB in den Umrüstprozess wäre nach unserer Auffassung durch sachliche Gründe zu rechtfertigen. Denn auf der Ebene der ÜNB könnten sich aufgrund der Größe ihrer Netzgebiete relevante „Lerneffekte“ und Erfahrungswerte ergeben.

9.3.4.2 Zulässigkeit einer Kostentragung durch AB

Auch die von der SysStabV abweichende (teilweise) Beteiligung des ABs an den Nachrüstkosten – die einen Eingriff in das Eigentumsfreiheit aus Art. 14 Abs. 1 GG, jedenfalls aber die allgemeine Handlungsfreiheit aus Art. 2 Abs. 1 GG darstellt – müsste im Lichte von Art. 3 Abs. 1 GG sachlich gerechtfertigt werden.

Auch in diesem Zusammenhang drängen sich zunächst Effizienzerwägungen auf. Denn die alternativ in Frage kommende Kostenerstattung würde Einzelfallprüfungen erfordern und wohl einen erheblichen administrativen Aufwand mit sich bringen, der die – in ihrer Höhe überschaubaren – Kosten der Umparametrierung teilweise deutlich übersteigen könnte. Die weitere Möglichkeit einer Erstattung von Umrüstkosten in Höhe eines pauschalierten Betrages könnte diese administrativen Kosten allerdings vermeiden.

⁷⁵ Zur verfassungsrechtlichen Rechtfertigung von Ungleichbehandlungen und dem gesetzgeberischen Spielraum s.o., S. 23.

⁷⁶ Vgl. BR-Drucks. 257/12, S. 3.

⁷⁷ Vgl. Held/Seidel, RdE 111/2013, S. 8 ff.

Als sachlicher Grund für eine von der SysStabV abweichende Kostentragung kommt zudem die Erwägung in Betracht, dass die vom neuen Rechtsrahmen betroffenen AB in der Regel finanziell leistungsstärker als die Betreiber von PV-Anlagen sein dürften, so dass der durch die Kostenlast verursachte Eingriff weniger spürbar wäre als bei PV-Anlagen. Diese Annahme gründet sich darauf, dass die umzurüstenden Windenergie-, kleine Wasserkraft-, feste Biomasse- und KWK-Anlagen regelmäßig über eine deutlich größere Leistung verfügen als die nach der SysStabV nachzurüstenden PV-Anlagen (in der Mehrzahl „kleine“ Aufdachanlagen), erheblich höhere Installations- und Betriebskosten nach sich ziehen und entsprechend höhere Einnahmen generieren. Die Betreiber dieser größeren Anlagen verfügen daher regelmäßig nicht nur über einen höheren Grad der Professionalisierung, sondern auch über größere finanzielle Ressourcen. Da es auch ein legitimes Interesse daran gibt, Stromverbraucher und Netzkunden nicht durch EEG-Umlage und Netzgelte weiter zu belasten, könnte diese höhere Leistungsfähigkeit unseres Erachtens grundsätzlich einen sachlichen Grund für eine unterschiedliche Behandlung darstellen.

Für einige betroffene Anlagen könnte dieses Argument jedoch nicht durchgreifen. So bestehen durchaus größere PV-Anlagen bzw. Solarparks weit jenseits der 100-kW-Schwelle, deren Betreiber mindestens ebenso finanziell leistungsfähig wie die vom avisierten Rechtsrahmen betroffenen AB sind. Dem könnte wiederum entgegengehalten werden, dass der Gesetzgeber gewisse Verallgemeinerungen und Pauschalierungen treffen können muss, um Sachverhalte handhabbar bewerten und regeln zu können.

Weiterhin muss auch der Vertrauens- bzw. Bestandsschutz der AB im Rahmen der Zumutbarkeit der Kostentragung berücksichtigt werden. AB konnten bei der Investitionsentscheidung die hier relevanten Umrüstkosten nicht absehen. Zwar ist anerkannt, dass der Betrieb von EEG-Anlagen und insbesondere die fortlaufende Einhaltung von Vorschriften zur technischen Sicherheit für AB mit Kosten verbunden sein kann, so z.B. im Rahmen von § 6 EEG 2009/2012⁷⁸. Allerdings müssen von vorneherein nicht absehbare Kosten sich in engen Grenzen halten und dürfen zu den Investitionskosten und Vergütungseinnahmen nicht außer Verhältnis stehen.

Letztlich hängt nach unserer Auffassung die Zumutbarkeit und rechtliche Zulässigkeit einer Kostenbelastung von AB daher maßgeblich von der Höhe der Belastung ab. Dabei sind auch die Ausfälle zu berücksichtigen, die ein erforderlicher Stillstand der Anlagen mit sich bringt.⁷⁹ Bleibt es bei den für die Umparametrierung veranschlagten Kosten in Höhe von 100-500 €, verbunden mit keinen bzw. nur kurzen Stillstandszeiten, wäre die Kostentragung wohl zu rechtfertigen. Überschreiten die Nachrüstungskosten diese Grenzen – wie für die zusätzliche Nachrüstung auf eine Kennlinie erwarten lässt – müsste dieser Aspekt noch einmal näher untersucht werden.

⁷⁸ vgl. nur *Altrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald*, EEG, 4. Aufl. (im Erscheinen), § 6 Rn. 57f..

⁷⁹ Die Möglichkeit der Reduzierung von Stillstandszeiten durch eine Anpassung der Nachrüstung an Wartungsintervalle würde dafür sprechen, AB einen entsprechend längeren Zeitraum für die Durchführung der Nachrüstung zugestehen. Dieser Zeitraum müsste jedoch vor dem Hintergrund der Dringlichkeit einer Nachrüstung und der Erforderlichkeit einer weiteren Nachrüstung auf die Kennlinie gerechtfertigt werden können.

9.3.5 Öffentliches Recht

Die technische Nachrüstung von Anlagen kann Berührungspunkte zu öffentlich-rechtlichen Vorschriften aufweisen, die insbesondere für die Ausgestaltung von Ausnahmetatbeständen bzw. Härtefallklauseln relevant sein könnten.

9.3.5.1 Immissionsschutzrecht

Da vom neuen Rechtsrahmen nach den uns vorliegenden Informationen ausschließlich Bestandsanlagen betroffen sein werden, für die – soweit erforderlich – Genehmigungen bereits bestehen, kommen unseres Erachtens nur nachträgliche Anzeigepflichten bzw. nachträgliche behördliche Eingriffsbefugnisse in Betracht.

Im Recht der Anlagensicherheit nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz⁸⁰ (BImSchG) kommt bei der Nachrüstung von Anlagen ein Anzeigeverfahren (§ 15 BImSchG) sowie ein Änderungsgenehmigungsverfahren (§ 16 BImSchG) in Betracht. Welches Verfahren durchzuführen ist, bestimmt sich nach der Intensität der immissionsschutzrechtlichen Auswirkungen der Maßnahme. Diese Verfahren finden Anwendung, wenn eine „Änderung der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage vorliegt“ (vgl. §§ 15 Abs. 1 S. 1 und 16 Abs. 1 S. 1 BImSchG).

Genehmigungsbedürftig sind nach § 1 i.V.m. dem Anhang der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV)⁸¹ beispielsweise Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von 50 Metern sowie größere Biogasanlagen.⁸² Da von der avisierten Verordnung auch sehr alte Anlagen erfasst werden, kann sich die Genehmigungsbedürftigkeit aufgrund „alter“ Regelungen anders darstellen.

Eine Anzeige- bzw. Änderungsgenehmigungspflicht könnte bei diesen Anlagen bestehen, wenn die in diesem Gutachten erörterten Nachrüftungsoptionen einer „Änderung“ im Sinne der §§ 15 und 16 BImSchG entsprechen. Eine Änderung setzt voraus, dass die Lage, die Beschaffenheit oder der Betrieb der Anlage durch Nachrüstungen verändert wird. Da der Standort einer Anlage durch Nachrüstungsarbeiten nicht verändert wird, kommt hier nur eine Änderung der Beschaffenheit sowie eine Änderung des Betriebes in Betracht. Eine Beschaffenheitsänderung liegt vor, wenn die Anlage in ihrem Zustand oder in ihren konstruktiven Merkmalen verändert wird. Eine Betriebsänderung ist hingegen nicht nur in der Modifizierung der Produktionsprozesse zu sehen, sondern ist auch schon dann anzunehmen, wenn sich die Betriebsweise verändert.⁸³

Unseres Erachtens ist es nicht naheliegend, dass eine *Änderung* des Abschaltverhaltens bei Frequenzschwankungen – einem Extremfall, der möglicherweise während der gesamten Lebensdauer einer Anlage überhaupt nicht vorkommt – eine Änderung der Betriebsweise einer Anlage darstellen könnte. Denn auch derzeit schalten sich die Anlagen ja bei bestimmten Frequenzen ab. Auch sollten kleinere

⁸⁰ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 2. Juli 2013 (BGBl. I S. 1943).

⁸¹ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen vom 02.05.2013 (BGBl. I S. 973).

⁸² Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern sind gem. Ziff. 1.6 des Anhangs zur 4. BImSchV erfasst. Die Genehmigungsbedürftigkeit für Biogasanlagen ergibt sich für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 50 MW nach Nr. 1.4.1.1 des Anhangs zur 4. BImSchV und für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW bis weniger als 50 MW aus Ziff. 1.4.1.2 des Anhangs zur 4. BImSchV. Im Übrigen kann sich bei Biogasanlagen eine Genehmigungsbedürftigkeit aber auch aus Nr. 8.6. des Anhangs zur 4. BImSchV (Gülle/Nebenanlage) ergeben.

⁸³ Jarass, BImSchG, 7. Aufl., München 2007, § 15 Rn. 5.

Eingriffe in die Steuerungstechnik einer Anlage grundsätzlich keine Änderung der konstruktiven Merkmale und somit auch keine „Beschaffenhetsänderung“ nach sich ziehen. Konflikte mit dem Immissionsschutzgesetz drängen sich daher unter Zugrundelegung der bisherigen Nachrüstungspläne nicht auf. Sollten ausnahmsweise doch Konflikte entstehen (z.B. aufgrund erhöhter Belastung für die elektrische Anlagentechnik oder einer Resonanz mit dem Turm von WEA), könnten diese durch eine Härtefallregelung aufgefangen werden.⁸⁴

9.3.5.2 UVPG

Für die Änderung bestimmter Stromerzeugungsanlagen ist bei einer Änderung oder Erweiterung eines Vorhabens die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 3e des Gesetzes über Umweltverträglichkeitsprüfungen⁸⁵ (UVPG) erforderlich. UVP-pflichtig sind von den hier in Frage kommenden Anlagen insbesondere große Windenergie- und Biomasseanlagen (vgl. Anlage 1, Liste „UVP-pflichtige Vorhaben“).⁸⁶ Mit den Bezeichnungen „Änderung“ und „Erweiterung“ knüpft die Vorschrift an die Legaldefinition des § 2 Abs. 2 Nr. 2 UVPG an. Danach werden nicht beliebige Modifikationen eines Vorhabens, sondern nur Änderungen bzw. Erweiterungen der Lage, der Beschaffenheit oder des Betriebs einer technischen Anlage sowie die Durchführung einer sonstigen in Natur und Landschaft eingreifenden Maßnahme erfasst. Es ist daher grundsätzlich nicht davon auszugehen, dass die Nachrüstungspflicht bei Anlagen die Durchführung einer erneuten Umweltverträglichkeitsprüfung erfordern könnte.

9.3.5.3 Baurecht

Zu den anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften i.S.d. §§ 6 Abs. 1 Nr. 2; 13 BImSchG zählen u.a. die Vorschriften des (öffentlichen) Baurechts, namentlich des Bauplanungs- und Bauordnungsrechts. Dass Nachrüstungen des Abschaltverhaltens von Anlagen ein nachträgliches Planungsbedürfnis bzw. eine erneute Standortbeurteilung hervorrufen, ist unseres Erachtens aus den oben genannten Gründen wohl auszuschließen.⁸⁷ Auch ist es nach unserer Auffassung in der Regel eher auszuschließen (zu den Ausnahmen vgl. oben), dass Vorschriften des (landesgesetzlichen) Bauordnungsrechts durch die Nachrüstung berührt werden. Es liegen uns darüber hinaus keine Informationen zu gegebenenfalls erforderlichen Nachrüstungsmaßnahmen vor, die einen sonstigen Einfluss auf die Anlagensicherheit nahelegen.

⁸⁴ Vgl. dazu unten, S. 114 f.

⁸⁵ Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), zuletzt geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 25. Juli 2013 (BGBl. I S. 2749).

⁸⁶ Nr. 1.6. der Liste „UVP-pflichtige Vorhaben“ (Anlage 1 UVPG) sieht eine grundsätzliche UVP-Pflichtigkeit für den Betrieb einer Windfarm mit Anlagen mit einer Geamthöhe von mehr als 50m vor. Besteht die Windfarm aus mehr als 20 Anlagen, so ist in jedem Falle eine Umweltverträglichkeitsprüfung im Sinne des § 1 Nr. 1 UVPG durchzuführen; 6 bis weniger als 20 Anlagen, so ist eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls (§ 3c Satz 1 UVPG) durchzuführen, 3 bis weniger als 6 Anlagen, so ist eine standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls (§ 3c Satz 1 UVPG) durchzuführen.

Bei Biogasanlagen besteht die Möglichkeit der Verpflichtung zur Durchführung einer erneuten Umweltverträglichkeitsprüfung nach § 3e UVPG für Anlagen ab 1MW. (Nr. 1.3.2. der (Anlage 1 UVPG).

⁸⁷ Zu den Einzelheiten, die bei einer bauplanungsrechtlichen Standortbeurteilung zu beachten sind Pütz/Buchholz/Runte, Anzeige- und Genehmigungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, S. 34 ff.

9.3.5.4 Wasserrecht

Die Nachrüstung von kleinen Wasserkraftanlagen muss mit dem Wasserhaushaltsgesetz⁸⁸ (WHG), insbesondere mit §§ 34 und 35 WHG, vereinbar sein.⁸⁹ Nach § 34 Abs. 1 WHG darf eine wesentliche Änderung von Stauanlagen nur zugelassen werden, wenn durch geeignete Einrichtungen und Betriebsweisen die Durchgängigkeit des Gewässers erhalten oder wiederhergestellt wird, um, soweit erforderlich, die Bewirtschaftungsziele der §§ 27 bis 31 WHG zu erreichen. Der Begriff der wesentlichen Änderung ist im WHG nicht näher konkretisiert. In Anlehnung an § 16 Abs. 1 Satz 1 BImSchG ist eine wesentliche Änderung anzunehmen, wenn durch eine Änderung der Lage, Beschaffenheit oder des Betriebs einer Stauanlage nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese für die Erreichung der Bewirtschaftungsziele der §§ 27 bis 31 WHG erheblich sein können.⁹⁰ Diese Bewirtschaftungsziele umfassen insbesondere den Schutz des ökologischen und chemischen Zustandes der Gewässer.

Vorliegend kommt eine Änderung der Beschaffenheit oder des Betriebs in Betracht, was jedoch im Einzelfall festgestellt werden müsste. Die Nachrüstung der kleinen Wasserkraftanlagen und die daraus resultierende Möglichkeit des Abschaltens wegen Frequenzabweichungen dürfte einen Eingriff in den Betrieb darstellen. Jedoch ist nicht davon auszugehen, dass daraus nachteilige Auswirkungen für das Erreichen der Bewirtschaftungsziele der §§ 27 bis 31 WHG hervorgerufen werden können. Zudem wären unter den Voraussetzungen des § 31 WHG vorübergehende Verschlechterungen des Zustands eines oberirdischen Gewässers gestattet.

Eine Verschlechterung des Zustandes eines Gewässers könnte allenfalls durch einen sog. „Schwallbetrieb“ hervorgerufen werden.⁹¹ Bei der Abschaltung einer kleinen Wasserkraftanlage kann es zu einer Schwallbildung kommen, die negative Auswirkungen auf die Gewässerökologie hat. Wird der Frequenzwert, bei der sich eine Anlage vom Netz trennt, verändert, könnte daher zu überlegen sein, ob dies eine „Betriebsänderung mit nachteiligen Auswirkungen“ darstellt. Unseres Erachtens ist dies jedoch eher fernliegend. Denn auch nach dem derzeitigen Stand der Technik käme es bei Frequenzschwankungen zur Abschaltung der Anlagen – die Wahrscheinlichkeit, dass dies passiert, soll durch die Umparametrierung gerade verringert werden. Insofern sind die Auswirkungen der Nachrüstungen nicht „nachteilig“ i.S.d. o.g. Vorschrift.

9.3.5.5 Denkmalschutzrecht

Das Denkmalschutzrecht ist durch landesrechtliche Vorschriften geregelt, die grundsätzlich die Pflicht zur Erhaltung und Pflege von Denkmälern normieren, bauliche und technische Veränderungsmaß-

88 Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Artikel 4 Absatz 76 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154).

89 Nach § 66 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2012 ist das Einspeisemanagement gem. § 11 Abs. 1 EEG 2012 nicht anwendbar, soweit die Regelung einer Wasserkraftanlage wasserrechtlichen oder anderen rechtlichen Vorgaben widersprechen würde. Auch hier ist davon auszugehen, dass durch diese Vorschrift ein Schwallbetrieb verhindert werden soll.

90 vgl. Beck-OK, § 34, Rn. 14.

91 Als Schwallbetrieb bezeichnet man eine Betriebsart von Wasserkraftanlagen, die dazu dient, die Stromerzeugung an den Strombedarf anzupassen. Dabei kann es zu Abdrift von Wirbellosen und Jungfischen, Trübung des Gewässers und Kolmation der Sohle, Temperaturänderung, trockenfallende Uferstreifen und zu einer geringeren Verfügbarkeit geeigneter Laichplätze komme (Vgl. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gem. § 66 EEG, Endbericht des Vorhabens IID Wasserkraft, S. 35.).

nahmen einschränken und Genehmigungspflichten für Veränderungen enthalten.⁹² Durch die Nachrüstungspflicht könnten denkmalschutzrechtliche Vorschriften nach unserer Auffassung wohl allenfalls bei kleinen Wasserkraftanlagen berührt sein.⁹³ Es ist unseres Erachtens nicht auszuschließen, dass die Nachrüstung älterer Wasserkraftanlagen ohne elektronische Steuerungseinheiten weitergehende, ggf. denkmalschutzrelevante Maßnahmen erforderlich machen könnte. Ist dies der Fall, müssten diese Maßnahmen von der zuständigen Denkmalschutzbehörde genehmigt werden.⁹⁴

9.3.6 Härtefallregelung

Grundsätzlich können die den AB auferlegten Pflichten mit Folgen verbunden sein, die im Einzelfall wegen besonderer Umstände einen unangemessenen Aufwand oder eine sonstige unbillige Härte darstellen. Die derzeit vorgesehene Nachrüstungspflicht lässt den Schluss zu, dass ihre Erfüllung in typischen Fällen wirtschaftlich vertretbar ist und keine sonstige unbillige Härte darstellt. Eine Befreiung wegen eines Härtefalles kommt daher nur aufgrund besonderer Umstände des Einzelfalls in Betracht. Die Bewertung, ob eine unbillige Härte vorliegt, sollte sich unseres Erachtens nach den individuellen personellen und sachlichen Umständen richten, wobei beispielsweise auch die zu erwartende Betriebsdauer der Anlage berücksichtigt werden kann. Der Begriff der „unbilligen Härte“ sollte daher vorrangig auf eine subjektive Betrachtung abzielen, ob die Nachrüstungspflicht den betroffenen AB individuell über das typisierende Maß hinaus belastet. Aufgrund des hierbei bestehenden Beurteilungsspielraums sollte die Nachrüstungspflicht nicht bereits kraft der Verordnung, sondern nur durch eine Befreiungsentscheidung eines Dritten erfolgen. Denkbar wäre als Ausgangspunkt für die Entwicklung einer Härtefallregelung zum Beispiel folgende Vorschrift:

„Die Pflicht nach § xx entfällt, wenn

- 1. ihre Erfüllung*
 - (a) öffentlich-rechtlichen Vorschriften widerspricht oder*
 - (b) im Einzelfall technisch unmöglich ist oder*
- 2. xx den Verpflichteten auf Antrag von ihr befreit. Von der Pflicht nach § x ist zu befreien, soweit ihre Erfüllung im Einzelfall gegen besondere Umstände durch einen unangemessenen Aufwand oder in sonstiger Weise zu einer unbilligen Härte führt.“*

Diese Vorschrift ist sehr allgemein gehalten. Vorteil einer solchen Vorschrift ist, dass eine Vielzahl von Sachverhaltskonstellationen damit „abgedeckt“ werden kann. Nachteilig zu beurteilen ist, dass aufgrund der zahlreichen unbestimmten Rechtsbegriffe im Einzelfall schwer zu beurteilen ist, ob ein Härtefall vorliegt oder nicht. Dies kann zu Rechtsunsicherheiten und Schwierigkeiten bei der Umsetzung führen.

Aus diesem Grund sollten unseres Erachtens bereits absehbare Fälle als Regelbeispiele so genau beschreiben werden, dass eine klare Einstufung vorgenommen werden kann. So könnte – wie bei-

⁹² Vgl. §§ 2, 13 DSchPflG Rh-Pf, § 6 DSchG BW, § 7 ThürDSchG.

⁹³ Unseres Erachtens ist nicht davon auszugehen, dass unter Denkmalschutz stehenden „Windmühlen“ über eine Nennleistung von mehr als 100 kW verfügen.

⁹⁴ Vgl. §§ 13, 13a DSchPflG Rh-Pf, § 8 DSchG BW, § 13 ThürDSchG.

spielsweise in § 4 Abs. 4 SysStabV bzw. § 5 Abs. 3 SysStabV – eine Befreiung von der Nachrüstpflicht vorgesehen werden, wenn ein Austausch bestimmter technischer Einrichtungen der Anlage für die Nachrüstung erforderlich werden würde (z.B. Bauteile, die dem Antriebsstrang oder der Energieumwandlung einschließlich der Leistungselektronik zuzuordnen sind).

Zudem muss u.a. geregelt werden, in welcher Form und innerhalb welcher Fristen der Nachweis der Unzumutbarkeit geführt werden muss. So könnte beispielsweise im Falle der technischen Unmöglichkeit eine Bescheinigung eines Sachverständigen gefordert werden. Auch sollte klargestellt werden, ob und wie Anlagenbetreiber die Härtefallentscheidung überprüfen lassen können und welcher Rechtsweg gegen die Entscheidung einschlägig ist.

9.3.7 Haftung für Schäden

Würden AB selbst zur Nachrüstung ihrer Anlagen verpflichtet, würde sich auch die haftungsrechtliche Situation gegenüber der SysStabV ändern.

9.3.7.1 Haftung im Verhältnis AB - Werkunternehmer

Gewährleistungsansprüche für die mangelfreie Durchführung der Nachrüstung bestehen dann für den AB gegen den von ihm beauftragten Werkunternehmer im Rahmen des Werkvertrages (vgl. §§ 634 ff. BGB).

9.3.7.2 Haftung im Verhältnis VNB - AB

Problematischer könnte die haftungsrechtliche Situation zwischen AB und VNB sein, wenn es im Zuge der Nachrüstung zu einem Schaden des VNB (z.B. durch Beschädigung des Verteilnetzes) kommt. Es würde sich dann die Frage stellen, ob zwischen AB und VNB ein gesetzliches Schuldverhältnis besteht, in dessen Rahmen die §§ 280 ff. BGB anwendbar sind. Liegt ein gesetzliches Schuldverhältnis vor, wäre dem AB ein Verschulden des Werkunternehmers gem. § 278 BGB zuzurechnen. Zudem würde das Verschulden des ABs gem. § 280 Abs. 1 BGB vermutet.

Legt man die zuvor dargestellten Ausführungen (vgl. oben, S. 94 f.) zu den Voraussetzungen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses zugrunde, erscheint es jedoch zweifelhaft, dass ein solches durch die Nachrüstungsverpflichtung des AB allein entsteht. Denn diese Pflicht besteht nicht gegenüber dem Netzbetreiber. Auch würde die Nachrüstungsspflicht dem AB keine größere Einwirkungsmöglichkeit auf die Rechtsgüter des Netzbetreibers ermöglichen als sie ohnehin schon besteht.

9.3.7.3 Haftung im Verhältnis VNB - Werkunternehmer

In diesem Verhältnis würde sich die Frage stellen, ob der VNB über deliktische Ansprüche hinaus gegen den Werkunternehmer vorgehen könnte.

Eine Einbeziehung des VNB in den Schutzbereich des Werkvertrages mit der Konsequenz vertraglicher Ansprüche des VNB gegen den Werkunternehmer nach den Grundsätzen des VSD⁹⁵ erscheint höchst fraglich. So fehlt es wohl schon an der Leistungsnähe des VNB, da der Werkunternehmer nicht unmittelbar auf das Verteilernetz zugreift. Nimmt man das o.g. gesetzliche Schuldverhältnis an, würde es darüber hinaus an einer Schutzbedürftigkeit des VNB fehlen, da dieser bereits „vertragsähnliche“ Ansprüche gegen den AB hätte.

Letztlich bestünden somit auch bei der diskutierten, von der SysStabV abweichenden Strukturierung des Nachrüstungsprozesses unseres Erachtens haftungsrechtliche Unklarheiten.

9.3.8 Durchsetzung der Nachrüstpfllichten

An dieser Stelle werden Möglichkeiten aufgezeigt, im neuen Rechtsrahmen die Pflichten der an der Nachrüstung beteiligten Akteure durchzusetzen. Dabei knüpfen wir an die entsprechenden Ausführungen zur SysStabV an.

9.3.8.1 Anlagenbetreiber

Wie dargestellt, sollen AB sollen nach dem derzeitigen Stand der Nachrüstungsstrategie innerhalb einer bestimmten Frist zur Nachrüstung ihrer Anlagen verpflichtet werden. Um die Einhaltung dieser Pflichten zu gewährleisten, kommen verschiedene Sanktionen in Betracht.

9.3.8.1.1 Reduzierung der EEG-Vergütung bzw. Marktprämie

Denkbar ist auch in dieser Konstellation eine Kürzung der EEG-Vergütung bzw. der Marktprämie für die betroffenen AB für die Dauer der Nichtumsetzung auf Null. Wird die neue Verordnung auf Grundlage derselben Verordnungsermächtigung wie die SysStabV erlassen (vgl. hierzu oben, S. 22), wäre sie unseres Erachtens auch unmittelbar vom Anwendungsbereich des § 66 Abs. 2 Nr. 14 EEG erfasst, da letztere Vorschrift an die Nichtumsetzung von Pflichten aus einer „Verordnung auf Grundlage der § 12 Abs. 3a und § 49 Abs. 4 EnWG“ abstellt. Auch ohne Gesetzesänderung dürfte diese Sanktionsvorschrift insoweit greifen. Es käme daher bei einer Nichteinhaltung der Pflichten aus der zu erlassenden Verordnung zu einer Kürzung des Vergütungsanspruchs bzw. der Marktprämie der AB „auf null“.

Da der Entfall der Vergütung für die Betroffenen gravierende Konsequenzen haben kann, müsste diese Konsequenz bei der Ausgestaltung der Pflichten der AB berücksichtigt werden. Probleme hinsichtlich der Verhältnismäßigkeit könnten sich dann ergeben, wenn die Sanktion auch bei der Verletzung von Nebenpflichten eingreift.

Eine Kürzung der EEG-Vergütung könnte andererseits für solche AB „leer laufen“, die ihre Anlagen außerhalb des EEG-Vergütungs- und Marktprämiensystems betreiben. Im Hinblick auf den neuen Rechtsrahmen trifft dies auf eine Vielzahl von AB zu. Daher sind weitere Sanktionsmöglichkeiten in Betracht zu ziehen.

⁹⁵ Vgl. hierzu oben, S.15 f.

9.3.8.1.2 Reduzierung der KWK-Vergütung

Für KWK-AB könnte eine § 66 Abs. 2 Nr. 14 EEG entsprechende Regel aufgenommen werden, die eine Reduzierung der KWK-Vergütung anordnet. Dabei könnte sich die Frage stellen, in welchem Gesetz diese Sanktion verortet werden sollte. Unseres Erachtens bietet sich der Übersichtlichkeit halber eine Regelung im EEG an. Da das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz⁹⁶ (im Folgenden: KWK-G) an zahlreichen Stellen auf das EEG verweist (vgl. nur. § 4 Abs. 1 S. 2 KWK-G) und andererseits das EEG bereits an anderer Stelle ausdrücklich den Entfall der KWK-Vergütung vorsieht (§ 6 Abs. 6 S. 2, 2. Halbsatz EEG), dürfte dies nach unserer Auffassung auch gesetzssystematisch zulässig sein. Um im KWK-G entsprechende Klarheit zu schaffen, könnte hier ein Verweis auf das EEG verortet werden.

9.3.8.1.3 Entfall der Pflicht zur vorrangigen Stromabnahme

Ein weiterer Ansatzpunkt für die Durchsetzung von Umrüstpfllichten ist die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus § 8 Abs. 1 S. 1 EEG bzw. § 4 Abs. 1 S. 1 KWK-G.

So könnte angeordnet werden, dass für die Dauer der Nichtumsetzung der Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 8 Abs. 1 EEG bzw. § 4 Abs. 1 KWK-G entfällt. Diese Sanktion träfe auch solche AB, die keine EEG- oder KWK-Vergütung beziehen, da die Ansprüche aus § 8 Abs. 1 EEG bzw. § 4 Abs. 1 KWK-G auch solchen AB zugutekommen, die keine Einspeisevergütung erhalten. Als Orientierungspunkt bietet sich § 16 Abs. 6 EEG 2009 bzw. § 6 Abs. 6 S. 2 EEG 2012 an, der Verstöße gegen technische Vorgaben aus § 6 EEG 2009 sanktioniert. Diese – im Wortlaut identischen – Vorschriften lauten:

*„Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1, 2, 4 oder 5 richten sich bei Anlagen, für deren Stromerzeugung dem Grunde nach ein Anspruch auf Vergütung nach § 16 besteht, nach § 17 Absatz 1. **Bei den übrigen Anlagen entfällt der Anspruch der AB auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 8 für die Dauer des Verstoßes gegen Absatz 1, 2, 4 oder 5; Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen verlieren in diesem Fall ihren Anspruch auf Zuschlagszahlung nach § 4 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes oder, soweit ein solcher nicht besteht, ihren Anspruch auf vorrangigen Netzzugang nach § 4 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.**“* (Hervorhebung nicht im Original)

Entfällt der Anspruch auf vorrangige Abnahme, hat dies zur Folge, dass Netzbetreiber die Erzeugungsanlagen bei Netzauslastungen wie konventionelle Kraftwerke zu behandeln haben. Im Rahmen der Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements gem. § 11 Abs. 1 EEG wären die betroffenen Anlagen dann beispielsweise vor den übrigen EEG- und KWK-Anlagen abzuregeln.

Fraglich könnte jedoch die Effektivität einer solchen Sanktion sein. Denn den AB bliebe bei einer Abregelung (und dem Vorliegen der weiteren Voraussetzungen) der Entschädigungsanspruch gem. § 12 Abs. 1 EEG in Höhe von 95 % der entgangenen Einnahmen erhalten. In der Regel käme es sogar zu

⁹⁶ Gesetz vom 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

überhaupt keinen spürbaren Konsequenzen, wenn nämlich keine Netzengpässe auftreten, die eine Abregelung erfordern.

9.3.8.1.4 Abregelung bzw. Netztrennung von Erzeugungsanlagen / Entzug der Betriebserlaubnis

Daher könnte weitergehend erwogen werden, EEG-Anlagen von AB, die Pflichten aus der avisierten Verordnung nicht umsetzen, für die Dauer des Verstoßes abzuregeln oder vom Netz zu trennen und so keine Einspeisung zuzulassen. Die technischen Voraussetzungen für eine Abregelung dürften aufgrund der Anforderungen des § 6 Abs.1 EEG vorliegen. Anlagen, die die Voraussetzungen des § 6 Abs. 1 EEG nicht erfüllen, dürften zumindest aufgrund von § 7 Abs. 2 EEG i.V.m. § 49 EnWG über die technischen Einrichtungen verfügen, die eine Netztrennung ermöglichen. Ob und inwieweit dies auch für KWK-Anlagen gilt, ist aufgrund der unklaren Rechtslage im Hinblick auf § 6 EEG fraglich und müsste näher geprüft werden.

Die Umsetzung einer Abregelungs- bzw. Netztrennungspflicht wäre unseres Erachtens jedoch nicht unproblematisch. Eine Variante, in welcher der VNB, an dessen Netz die betroffene Anlage angeschlossen ist, die Entscheidung trifft, ob und wann die eine Pflichtverletzung des AB vorliegt, die den VNB dann selbst zur Abregelung verpflichtet, scheint nicht umsetzbar. So könnte der VNB die Entscheidung über eine Pflichtverletzung – die mit der „Härtefallentscheidung“ der zentralen Stelle verbunden sein kann – teilweise gar nicht selbst treffen. Jedenfalls wäre er erheblichen Schadensersatzrisiken ausgesetzt. Ein geeigneterer Anknüpfungspunkt für eine entsprechende Sanktion könnte jedoch die Festlegung einer behördlichen Anordnungsbefugnis nach § 49 Abs. 4 Nr. 4 EnWG sein, wonach der Betrieb einer Anlage – auch vorübergehend – von der zuständigen Behörde untersagt werden kann.

Des Weiteren ist insbesondere die Verhältnismäßigkeit der Sanktion zu bedenken. Diese könnte dann problematisch sein, wenn die Sanktion verschuldensunabhängig ausgestaltet würde. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass ein Verschuldensfordernis in der Praxis zu aufwändigen Einzelfallentscheidungen führen könnte. Für die Verhältnismäßigkeit der Sanktion könnte zudem sprechen, dass die mit der Abregelung durchzusetzenden Maßnahmen dazu dienen, eine erhebliche Gefahr für die Netzsicherheit abzuwenden und ein erhebliches öffentliches Interesse daran besteht, AB effektiv zur Nachrüstung anzuhalten. Auch wären AB in diesen Fällen nicht härter betroffen als solche, deren Anspruch auf Einspeisevergütung bzw. Marktprämie für den Zeitraum der Pflichtverletzung auf null reduziert wird.⁹⁷ Die Problematik einer möglichen „Enteignung“ eingespeisten Stroms würde sich zudem in diesen Fällen gar nicht stellen, da bei einer Abregelung kein Strom eingespeist würde.

Als „Kompromiss“ könnte sich ein Modell in Betracht gezogen werden, das zunächst eine ausreichend lange, gesetzlich konkretisierte Fristsetzung enthält. Führt der AB innerhalb dieser Frist die Nachrüstung nicht durch, könnte eine weitere, kürzere Frist gesetzt werden, die die Umstände des Einzelfalls ausreichend berücksichtigt. Verstreicht auch diese Nachfrist, könnte eine gesetzliche Vermutung greifen, wonach ein Verschulden des AB angenommen wird, so dass die Sanktion zunächst greift. Der AB

⁹⁷ Dies gilt zumindest dann, wenn man im Falle der Einspeisung trotz auf null reduzierter Einspeisevergütung einen Entschädigungsanspruch der Anlagenbetreiber ablehnt, s.o. S. 18.

könnte sich zur Vermeidung bzw. Beendigung der Sanktion jedoch exkulpieren. Ein solches Modell könnte die Verschuldensfrage erleichtern.

9.3.8.1.5 Maßnahmen der Energieaufsichtsbehörden der Länder

Die Energieaufsichtsbehörden der Länder könnten auch im neuen Rechtsrahmen aufgrund der Generalmächtigung in § 49 Abs. 5 EnWG im eigenen Ermessen erforderliche Maßnahmen zur Durchsetzung der Nachrüstungspflichten ergreifen, wenn die zu erlassende Verordnung auch auf § 49 Abs. 4 EnWG gestützt würde. Da die neue Verordnung ebenfalls die technische Sicherheit von Energieerzeugungsanlagen zum Zweck hätte, wird dies wohl der Fall sein.

9.3.8.1.6 Maßnahmen der Regulierungsbehörden / Anordnung von Bußgeldern

Als Maßnahmen der Regulierungsbehörden kommen nur Aufsichtsmaßnahmen gem. § 65 Abs. 1, 2 EnWG in Betracht, wenn – wie o.g. – AB als „Unternehmen“ im Sinne der Vorschrift eingestuft werden können. Die Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörde können durch ein Zwangsgeld (§ 94 EnWG) oder ein Bußgeld (§ 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG) durchgesetzt werden.

Die Verhängung von Bußgeldern kommt auch jenseits von Aufsichtsmaßnahmen i.S.d. § 65 EnWG in Betracht. § 95 Abs. 1 Nr. 5 lit. c EnWG bestimmt, dass Verstöße gegen eine Rechtsverordnung über Anforderungen an die technische Sicherheit von Energieanlagen nach § 49 Abs. 4 EnWG bußgeldbewährt sind. Nach § 95 Abs. 1 Nr. 5 lit. c EnWG handelt ordnungswidrig, wer *„vorsätzlich oder fahrlässig einer Rechtsverordnung nach § 49 Abs. 4 EnWG oder § 50 EnWG oder einer vollziehbaren Anordnung auf Grund einer solchen Rechtsverordnung zuwiderhandelt, soweit die Rechtsverordnung für einen bestimmten Tatbestand auf diese Bußgeldvorschrift verweist.“*

Wie bereits ausgeführt, beruht die SysStabV – wie auch die avisierte Rechtsverordnung – unter anderem auf § 49 Abs. 4 EnWG. Zudem würden Nachrüstungspflichten auch inhaltlich unmittelbar die technische Sicherheit von Erzeugungsanlagen berühren, so dass sich die oben diskutierte Frage nach der inhaltlichen Überschneidung der Sanktionsvorschrift mit der Rechtsgrundlage der Sanktion⁹⁸ hier unseres Erachtens nicht stellt.

Aus § 95 1 Nr. 5 lit. c EnWG folgt nicht, dass Verstöße gegen Pflichten aus den entsprechenden Verordnungen *per se* bußgeldbewährt sind. Vielmehr wird dem Ordnungsgeber ein Rahmen vorgegeben, den der Ordnungsgeber unter Beachtung des Bestimmtheitsgrundsatzes näher ausfüllen kann.⁹⁹ Um die Möglichkeit eines Bußgeldes nach § 95 1 Nr. 5 lit. c EnWG zu eröffnen, muss die Verordnung zudem ausdrücklich auf diese Vorschrift verweisen.

Ein Beispiel für die Möglichkeiten des Ordnungsgebers findet sich in § 31 Stromnetzentgeltverordnung¹⁰⁰ (StromNEV). Dieser lautet:

„Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Abs. 1 Nr. 5 a) EnWG handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

98 Vgl. oben, S. 99.

99 Vgl. Hölscher, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 2. Aufl, 2010, § 95 Rn. 12.

100 Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250).

1. [...]
 2. entgegen § 24 Abs. 4 eine dort genannte Angabe nicht, nicht richtig, nichtvollständig, nicht in der vorgeschriebenen Weise oder nicht rechtzeitig übermittelt.
 3. einer vollziehbaren Anordnung nach § 26 Abs. 1 StromNEV zuwiderhandelt.“
- [...]

§ 24 Abs. 4 StromNEV verpflichtet Netzbetreiber zur Übermittlung bestimmter Informationen an die Regulierungsbehörde jährlich zum 1. April. § 26 Abs. 1 StromNEV ermächtigt die Regulierungsbehörde, die Übermittlung bestimmter Informationen von Netzbetreibern verlangen zu können.

Hier werden also zwei verschiedene Handlungsoptionen des Verordnungsgebers deutlich. Während ein Verstoß gegen die gesetzlich festgelegte Frist zur Informationsübermittlung gem. § 31 Nr. 2 StromNEV ohne weiteres Zutun der Regulierungsbehörde eine Ordnungswidrigkeit darstellt, bedarf es im Rahmen von § 31 Nr. 3 StromNEV einer Anordnung der Regulierungsbehörde.

Enthält die avisierte Verordnung konkrete Handlungsanweisungen mit bestimmten Fristen, käme auch in diesem Zusammenhang ein Verweis wie in § 31 Nr. 2 StromNEV in Betracht.

Sachlich zuständig für die Verfolgung der Ordnungswidrigkeiten und die Verhängung des Bußgelds ist gem. § 36 Abs. 1 Nr. 1 Ordnungswidrigkeitengesetz (OWiG)¹⁰¹ i.V.m. §§ 95 Abs. 5, 54 EnWG die Bundesnetzagentur.¹⁰² Diese kann gem. § 95 Abs. 2 S.1 EnWG Geldbußen in Höhe von bis zu 1 Mio. € verhängen.

9.3.8.2 Netzbetreiber

Hinsichtlich der gegenüber VNB sowie ÜNB möglichen Durchsetzungsmaßnahmen kann auf die Ausführung zur SysStabV verwiesen werden (vgl. oben, S. 97 ff.). Auch hier kommen Maßnahmen der Energieaufsichtsbehörden der Länder gem. § 49 Abs. 5 EnWG sowie Missbrauchsverfahren gem. §§ 30, 31 EnWG und Aufsichtsmaßnahmen der Regulierungsbehörden gem. § 65 EnWG in Betracht. Sollte für VNB auch im neuen Rechtsrahmen die Möglichkeit vorgesehen werden, ihre durch die Nachrüstung zusätzlich entstehenden Kosten über die EEG-Umlage bzw. die Netzentgelte zu wälzen, könnte ein Ansatzpunkt für Sanktionen gegen den Netzbetreiber auch im Verlust des Kostenwälzungsanspruchs bestehen.¹⁰³

9.3.9 Zusammenfassung: wesentliche Ergebnisse zum neuen Rechtsrahmen

- Es war bis zur jüngsten Entscheidung des BGH in Literatur und Rechtsprechung umstritten, was bei „Vor-Ort-Anlagen“ unter einer „Anlage“ i.S.d. EEG zu verstehen ist. Der BGH hat nun entschieden, dass zwei Stromerzeugungseinheiten eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG bilden, wenn diese für den Betrieb erforderliche bauliche oder technische Einrichtungen gemeinsam nutzen. Es sollte Klarheit darüber erreicht werden, ob diese „weite“ Auslegung des EEG-

¹⁰¹ Gesetz über Ordnungswidrigkeiten in der Fassung der Bekanntmachung vom 19.02.1987 (BGBl I S. 602), zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.08.2013 (BGBl I S. 3154).

¹⁰² Vgl. oben, S. 103.

¹⁰³ Vgl. zur Rechtslage unter der SysStabV *Held/Seidel*, RdE 1/2013, S. 8 ff, 13.

Anlagenbegriffs auch bei der Erstellung des Stammdatenregisters von den jeweiligen Netzbetreibern zugrunde gelegt wurde. Denn denkbar ist auch, dass der „enge“ Anlagenbegriff verwendet wurde. Zudem sollten zukünftige Änderungen des EEG berücksichtigt werden und aus diesem Grund statische und nicht dynamische Verweise in das EEG vorgenommen werden. Dem sollte auch bei einer zu empfehlenden Definition des Inbetriebnahmezeitpunktes in der avisierten Verordnung Rechnung getragen werden. Entsprechendes gilt für KWK-Anlagen.

- Unseres Erachtens kann es mit sachlichen Gründen gerechtfertigt werden, bei der Gestaltung des Umrüstprozesses sowie der Verteilung der Kostenlast von der Pflichten- und Kostensystematik der SysStabV abzuweichen. Dabei ist insbesondere die jeweilige Belastung der AB relevant.
- Da sich auch bei einer Verpflichtung der AB mit der Durchführung der Nachrüstung haftungsrechtliche Unklarheiten ergeben können, sollte eine ausdrückliche Klarstellung im neuen Rechtsrahmen in Betracht gezogen werden.
- Der neue Rechtsrahmen sollte Härtefallklauseln enthalten, die ausnahmsweise von der Nachrüstungspflicht entbinden. Diese Klauseln sollten ausreichend weit formuliert werden, um auch unvorhergesehene Fälle zu erfassen, jedoch bestimmte Sachverhalte – wie die Verletzung öffentlich-rechtlicher Vorschriften – ausdrücklich nennen.
- Wird der neue Rechtsrahmen wie die SysStabV u.a. auf §§ 12 Abs. 3a und § 49 Abs. 4 EnWG gestützt, greift ohne weitere gesetzliche Änderung die Sanktionsvorschrift des § 66 Abs. 1 Nr. 14 EEG, die eine Kürzung des EEG-Vergütungs- bzw. Marktprämienanspruchs auf null vorsieht. Um eine effektive Durchsetzung der Nachrüstungsvorschriften sicherzustellen, könnten darüber hinaus auch ein Wegfall des Einspeise- und Abnahmevorrangs aus § 8 EEG bis hin zu einer Abregelung oder Netztrennung der Anlagen vorgesehen werden. Für KWK-Anlagen müssten die Vorschriften modifiziert und aus Klarstellungsgründen im KWK-G ein entsprechender Verweis auf das EEG aufgenommen werden.

10 Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Hg.) (2013):
Wechselrichter-Liste für Verteilnetzbetreiber, 50,2 Hz Umrüstung
Online verfügbar unter [http://www.eeg-kwk.net/de/Systemstabilit %C3 %A4tsverordnung.htm](http://www.eeg-kwk.net/de/Systemstabilit%C3%A4tsverordnung.htm), zuletzt geprüft am 11.09.2013
- [2] Altrock, Martin; Oschmann, Volker; Theobald, Christian (2013):
Erneuerbare Energien Gesetz (EEG).
4. Aufl., im Erscheinen, München: C. H. Beck
- [3] Bartels, Wolfgang; Ehlers, Frank; Heidenreich, Kurt; Hüttner, Ragnar; Kühn, Holger; Meyer, Tim et al. (2008):
Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_ea-am-ms-netz_bdew2008-06.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [4] Berndt, Holger; Hermann, Mike; Kreye, Horst; Reinisch, Rüdiger; Scherer, Ulrich; Vanzetta, Joachim (2007):
TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf), zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [5] Bouillon, Hanns; Frey, Dieter; Hermann, Mike; Kreye, Horst; Mahn, Ulrich; Müller, Winfried et al. (2003):
TransmissionCode 2003. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Online verfügbar unter http://www.gemeindewerke-garmisch-partenkirchen.de/cms/images/stories/transmissioncode-august_2003.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013

- [6] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2012):
Anlagenregister aller nach dem KWK-G geförderten Erzeuger
Datenbankauszug vom Oktober 2012
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2013):
Melderegister aller PV-Anlagen seit 01.01.2009
Online verfügbar unter
http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/UnternehmUn_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText4, zuletzt aktualisiert am 04.09.2013
- [8] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) e.V. (2013):
Prozessleitfaden für Netzbetreiber zur Nachrüstung von Photovoltaikanlagen gemäß der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)
Online verfügbar unter
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FD386C84644E03EC1257A48002B2E07/\\$file/Prozessleitfaden %20SysStabV %20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7FD386C84644E03EC1257A48002B2E07/$file/Prozessleitfaden%20SysStabV%20final.pdf)
- [9] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) e.V. (2013):
EnergyMap.info. Konsolidierte und plausibilisierte Datenbank der Stammdaten von EEG-Anlagen in Deutschland
Online verfügbar unter <http://energymap.info/>, zuletzt aktualisiert im Februar 2013
- [10] Deutsche WindGuard GmbH (August 2012):
Regionale Verteilung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie. Datenquelle Zeitraum 1992 – 2011: Deutsches Windenergieinstitut (DEWI). Erstellt im Zusammenhang mit Deutsche WindGuard GmbH: Status des Windenergieausbaus 1. Halbjahr 2012. Berlin
- [11] Deutsche WindGuard GmbH (August 2012):
Status des Windenergieausbaus in Deutschland. 1. Halbjahr 2012. Datenquelle Zeitraum 1992 – 2011: Deutsches Windenergieinstitut (DEWI). Berlin.
Online verfügbar unter: <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2012/deutscher-markt-fuer-windenergieanlagen-waechst-stabil-weltmarkt-stellt-windindustrie-vor-grosse/fact-sheet-status-windenergieausbau-2012-06-30.pdf>, zuletzt geprüft am 12.09.2013

- [12] Deutscher Bundestag (2012):
Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten),
Deutscher Bundestag Drucksache 17/ 11671
- [13] Deutsches BiomasseForschungsZentrum (DBFZ) (2012):
Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011. Im Auftrag vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Online verfügbar unter
[http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdatenbank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Ver %C3 %B6ffentlichung_FINAL_FASSUNG.pdf](http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdatenbank/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_Endbericht_Ver%C3%9C%B6ffentlichung_FINAL_FASSUNG.pdf), zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [14] Ecofys Germany GmbH / Consentec GmbH (2013):
Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz
Untersuchung im Auftrag des BMWi
- [15] Ecofys Germany GmbH / Prognos AG (2011), Gutachten im Auftrag des BMWi:
Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzeintegration erneuerbarer Energien
Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/potenziale-der-waermepumpe.pdf>, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [16] Ecofys Germany GmbH / Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) Universität Stuttgart (Hg.) (2011):
Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung - Langfassung
Online verfügbar unter
http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/ecofys_50_2_hertz.pdf, zuletzt geprüft am 04.09.2013
- [17] European Energy Exchange AG (2012):
EEX-Transparenzplattform. Aggregierte ex-post-Information über die tatsächliche Produktion aus Windenergie in Deutschland
Online verfügbar <http://www.transparency.eex.com/de/>, zuletzt geprüft am 05.09.2013

- [18] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (Hg.) (2010):
Operation Handbook. Policy 5: Emergency Operations
Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/>, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [19] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (Hg.) (2012):
ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators
Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/>, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [20] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (Hg.) (2013):
Dispersed Generation - Impact on CE Region Security. Dynamic Study. Final Report
Online verfügbar unter http://www.worldenergy.ch/file/News/2013/2013-04/130322_DISPERSED_GENERATION_final_report.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [21] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2011):
Rahmenbedingungen für eine Übergangsregelung zur frequenzabhängigen Wirkleistungssteuerung von PV-Anlagen am NS-Netz. Technischer Hinweis.
Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. Berlin
Online verfügbar unter
http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/fnn_hinweis_uebergangsloesungE50E2hz_2011E03.pdf, zuletzt geprüft am 27.04.2011
- [22] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2011):
VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
- [23] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2012):
Entwurf. Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)
Online verfügbar unter http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/e_vde-ar-n_4120_2012-11.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [24] Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE e.V. (Hg.) (2012):
Technische Anforderungen an die automatische Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation.

- Online verfügbar unter
http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/FNN_TH_Lastabwurf_2012-07-05.pdf, zuletzt geprüft am 05.09.2013
- [25] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2012):
Räumliche Verteilung aller in Deutschland installierten Windenergieanlagen.
Online verfügbar unter
http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=22&lang=de, zuletzt geprüft am 12.09.2013
- [26] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2012):
Windenergie Report. Deutschland 2012.
Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-238578-13.pdf>, zuletzt geprüft am 12.09.2013
- [27] Frenz, Walter; Muggenborg, Hans-Jürgen (Hg.) (2011):
Erneuerbare-Energien-Gesetz - Kommentar
2.Aufl., Erich-Schmidt-Verlag
- [28] Keiler, Jochen (Betreiber Datenbasis (BDB)) (2012):
Betreiber-Datenbasis (BDB) Errichtungs- und Produktionsdaten von Windanlagen in Deutschland seit 1988
Online verfügbar unter <http://www.btrdb.de/index.html>, zuletzt geprüft am 09.10.2013
- [29] Öko-Institut e.V. (2011):
Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung Berichtszeitraum 2009 (Dritter Bericht)
Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1356/2011-458-de.pdf>, zuletzt geprüft am 04.09.2013
- [30] Öko-Institut e.V. (2012):
Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung Berichtszeitraum 2010 (Vierter und letzter Bericht)
Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1695/2012-476-de.pdf>, zuletzt geprüft am 04.09.2013

- [31] Prognos AG; Berliner Energieagentur GmbH (2011):
Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung
Online verfügbar unter
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/110929_Zwischenbericht_KWK-Gesetz.pdf,
zuletzt geprüft am 28.08.2013
- [32] R2B ENERGY CONSULTING GmbH (2012):
EEG-Mittelfristprognose: Entwicklung 2013 bis 2017 (Trend-Szenario). Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
Online verfügbar unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/Zusammenfassung_Mifri_Einspeisung_2013_-_2017.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [33] R2B ENERGY CONSULTING GmbH (2012):
Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH.
Online verfügbar unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/r2b_EEG_Mifri_Prognose_10112012.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [34] Saßnick, Yvonne; Ehlers, Frank; Aichner, Johannes; Heidenreich, Kurt; Hinz, Klaus; Koschnick, Mirko et al. (2004):
EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz. Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den Netz-Codes. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW
Online verfügbar unter
http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/rl_eeg_hh_vdn2004-08.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2013
- [35] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2003):
Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy

Union for the co-ordination of transmission of electricity. Brussels. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf, zuletzt aktualisiert am 28.04.2004, zuletzt geprüft am 03.07.2011

[36] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2007):

System Disturbance on 4 November 2006. Final Report

Union for the co-ordination of transmission of electricity. Brussels. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf, zuletzt aktualisiert am 29.01.2007, zuletzt geprüft am 03.07.2011

[37] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (SDLWindV) (2009):

Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV)

Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I Nr. 39, 03.07.2009, Bonn

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Entwicklung der installierten Leistung von EEG und KWK-G geförderten Anlagen in Deutschland mit einer Anlagenleistung von bis zu 100 MW _{el} , Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [8, 6, 7] und Deutsche WindGuard, Stand: 31.12.2012	9
Abbildung 1-2	Übersicht der verwendeten Methodik, Quelle: Eigene Darstellung	11
Abbildung 1-3	Verteilung der im aktuellen Anlagenbestand in Deutschland vertretenen Hersteller mit den größten Markt- bzw. Bestandsanteilen. Fusionierte Firmen sind gemeinsam aufgeführt, der Kapazitätsanteil der aufgeführten Hersteller am Gesamtbestand beträgt 98,3 %. Hersteller mit geringen installierten Leistungen sind nicht aufgeführt.	14
Abbildung 2-1	Übersicht zum Nachrüstungsbedarf der PV-Anlagen im Sinne der SysStabV	17
Abbildung 2-2	Verteilung der Abschaltleistung dezentraler Erzeugungseinheiten in EU-Staaten nach Ecofys-Studie von 2011 [16]	18
Abbildung 3-1	Entwicklung der jährlich installierten Windenergie-Leistung gegliedert nach Leistungsklassen der Anlagen (Legende Leistung in kW) bei einer gesamten installierten Leistung von 29,9 GW, Status 30.08.2012 [28]	21
Abbildung 3-2	Kumulierte Anzahl und Leistung der in den verschiedenen Netzebenen jährlich installierten WEA	22
Abbildung 3-3	Entwicklung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie in Deutschland (in MW), Status 30.06.2012 [11]	23
Abbildung 3-4	Entwicklung der installierten Leistung nach EEG geförderter Anlagen zur Verwertung fester Biomasse für die relevanten Spannungsebenen in Deutschland, 2012*: Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6]	25
Abbildung 3-5	Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen zur Verwertung von EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssigen Biobrennstoffen für die relevanten Spannungsebenen in Deutschland, 2012*: Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6]	26
Abbildung 3-6	Entwicklung der installierten Leistung von KWK-G geförderten Anlagen für die relevanten Spannungsebenen in Deutschland, 2012*: Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [6]	28
Abbildung 3-7	Kumulierte Anzahl und Leistung der in den verschiedenen Netzebenen jährlich installierten Wasserkraftanlagen, Quelle: [8]	30
Abbildung 3-8	Überblick zur Entwicklung der technischen Anschlussbedingungen für die Nieder- und Mittelspannung, Quelle: Eigene Darstellung	31
Abbildung 3-9	Anforderungen an die Frequenzeinstellung von Erzeugungsanlagen in der Niederspannung, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [22]	32
Abbildung 3-10	Anforderungen an die Frequenzeinstellung von Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [2]	33

Abbildung 3-11	Gegenüberstellung der Entwicklung dezentraler Erzeugungseinheiten und der Einführung technischer Anschlussbedingungen; schraffierte Anteile: Frequenzeinstellungen unbekannt oder kritisch, vollflächige gefärbte Anteile: Frequenzeinstellungen unkritisch; Stilllegungen sind nicht berücksichtigt, 2013*: Eigene Prognose, Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von [8, 6] + Angaben der Deutschen WindGuard	37
Abbildung 4-1	Übersicht der betroffenen installierten Leistung Ende 2012, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller	38
Abbildung 4-2	Abschätzung der betroffenen Leistung im Vergleich zur installierten Leistung je Energieträger, Stande Ende 2012, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller	40
Abbildung 4-3	Entwicklung des Zubaus der betroffenen Bestandsanlagen, Stande Ende 2012, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller	42
Abbildung 4-4	Auf Basis der bei Herstellern und Servicedienstleistern erhobene Daten SDL-Umrüstung mit einer geschätzten zeitlichen Verteilung. Im Jahr 2012 waren von ca. 30 GW installierter WEA-Leistung etwa die Hälfte ohne SDL-Umrüstung. Mit dem Abbau alter, nicht SDL-umgerüsteter WEA vornehmlich aus der ersten Hälfte der 90er Jahre wird sich der Anteil der nicht SDL-fähigen Anlagen kontinuierlich verringern.	44
Abbildung 5-1	Übersicht der betroffenen installierten Leistung Ende 2012, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller	46
Abbildung 5-2	Übersicht der Abschaltleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren Ende 2012, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller	47
Abbildung 5-3	Abschätzung der maximal erwartbaren Abschaltleistung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren einzelner Energieträger und des PV-Nachrüstungsprogramms, *: Berücksichtigung der FNN-Übergangsregelung, **: Berücksichtigung der Nachrüstung nach SDLWindV, ***: Berücksichtigung der spezifischen Lebensdauer von BHKW, Quellen: Eigene Berechnungen auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard und Hersteller	50
Abbildung 6-1	Vorgeschlagenes Verhalten von Erzeugungsanlagen bei Frequenzabweichungen nach der Umrüstung; oben: Wirkleistungsreduktionskennlinie bei Überfrequenz, unten: stochastisch verteilte Abschaltung der Anlagen bei Überfrequenz, das Verhalten bei Unterfrequenz ist in beiden Varianten identisch	55
Abbildung 7-1	Abschätzung der verbleibenden betroffenen Leistung und Aufwendungen in Abhängigkeit des gewählten Inbetriebnahmejahrs als Bagatellgrenze, Quelle: Eigene Darstellung	77

Abbildung 7-2	Umrüstprozess: vorgeschlagene Vereinfachung und Beschleunigung (Aufteilung in Schritt 1 und Schritt 2) sowie Aufwandsreduktion (Einführung von Bagatellgrenzen zur Verminderung der Anzahl der nachzurüstenden Anlagen)	80
Abbildung 9-1	Überblick über rechtliche Beziehungen im Zusammenhang mit der SysStabV, Quelle: Eigene Darstellung	94
Abbildung 13-1	Regionale Verteilung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie im Zeitverlauf [10]	134
Abbildung 13-2	Räumliche Verteilung aller in Deutschland installierten Windenergieanlagen [25]	135
Abbildung 13-3	Normierte Windeinspeisung im Verhältnis zur installierten Leistung der Windenergieanlagen in Deutschland im Zeitraum von 2007 bis 2009 und im Jahr 2011, Quellen: Universität Stuttgart IFK, [8], [26]	136
Abbildung 13-4	Normierte PV-Einspeisung im Verhältnis zur installierten Leistung der Photovoltaikanlagen in Deutschland im Zeitraum im Jahr 2011 und dem ersten Halbjahr 2012, Quellen: Universität Stuttgart IFK, [8]	137
Abbildung 13-5	Normierte Gesamteinspeisung aus Wind und PV im Verhältnis zur installierten Gesamtleistung der Windenergieanlagen und Photovoltaik-Anlagen in Deutschland im Jahr 2011, Quellen: Universität Stuttgart IFK, [8], [26]	137
Abbildung 13-6	Kaskadierende Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts	139
Abbildung 13-7	Abschaltung von Erzeugung bei 50,2 Hz	140
Abbildung 13-8	Abschaltung von Erzeugung bei 49,7 Hz und 49,5 Hz	141
Abbildung 13-9	Abschaltung von Erzeugung bei 50,2 Hz und 49,5 Hz	142
Abbildung 13-10	Instabilität der Netzfrequenz aufgrund schaltender Vorgänge	143
Abbildung 13-11	Histogramm der Netzfrequenz im Jahr 2010	144
Abbildung 13-12	Durchschnittlicher Tagesverlauf der Netzfrequenz im Jahr 2010	145
Abbildung 13-13	Italien-Blackout 2003: Netzfrequenz im UCTE-Netz [35]	146
Abbildung 13-14	UCTE-Störung 2006: Netzfrequenzverläufe in den Synchronzonen [36]	147
Abbildung 13-15	Wirkleistungsanforderungen an EEG-Anlagen bei Überfrequenz [4]	149
Abbildung 13-16	Stochastische Verteilung der Abschaltfrequenz	151
Abbildung 13-17	Summarisches Wirkleistungs-Frequenz-Modell	152
Abbildung 13-18	Modell der Netzdynamik	153
Abbildung 13-19	Modell einer Regelzone	154
Abbildung 13-20	Detailliertes Modell des synchronen Verbundnetzes	155
Abbildung 13-21	Nicht nachgerüstet - 2,5 GW _p , Ausfall 3,5 GW, Netzselbstregeleffekt 4,5 GW/Hz	156
Abbildung 13-22	Nicht nachgerüstet - 2,5 GW _p , Ausfall 3,5 GW, Netzselbstregeleffekt 6 GW/Hz	157
Abbildung 13-23	Nicht nachgerüstet - 3 GW _p , Ausfall 3,5 GW, Netzselbstregeleffekt 6 GW/Hz	158
Abbildung 13-24	Simulationsergebnisse mit dem detaillierten Netzmodell	160

Abbildung 13-25	Nicht nachgerüstet – 2,5 GW _p , nachgerüstet mit Vorschlag 4 – 10 GW _p , Ausfall 10 GW, Netzselbststreckeffekt 6 GW/Hz	161
Abbildung 13-26	Nicht nachgerüstet – 2,5 GW _p , nachgerüstet mit Vorschlag 3 – 10 GW _p , Ausfall 10 GW, Netzselbststreckeffekt 6 GW/Hz	162
Abbildung 13-27	Nicht nachgerüstet – 2,5 GW _p , nachgerüstet mit Vorschlag 4 – 10 GW _p , Ausfall 10 GW, Netzselbststreckeffekt 6 GW/Hz	163
Abbildung 13-28	Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der Windenergie, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard	165
Abbildung 13-29	Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der festen Biomasse, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard	166
Abbildung 13-30	Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der Anlagen mit EEG-Gas und flüssiger Biomasse, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard	167
Abbildung 13-31	Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der KWK-Anlagen mit weniger als 5 MW _{el} , Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard	168
Abbildung 13-32	Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der KWK-Anlagen mit mehr als 5 MW _{el} , Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard	169
Abbildung 13-33	Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der kleinen Wasserkraft, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard	170
Abbildung 13-34	Darstellung der Problematik eines Teilnetzbetriebs mit Netzersatzanlagen und unkontrolliertem Zuschalten von Erzeugungsanlagen, für den Fall, dass PV-A, d.h. gemäß des technischen Hinweises des VDE FNN zur Übergangslösung, Quelle: Eigene Darstellung	180
Abbildung 13-35	Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsstufe, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der Windenergie, Quelle: Eigene Darstellung	181
Abbildung 13-36	Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsstufe, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der festen Biomasse, Quelle: Eigene Darstellung	182
Abbildung 13-37	Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsstufe, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der Anlagentypen EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe, Quelle: Eigene Darstellung	182
Abbildung 13-38	Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsstufe, Inbetriebnahmejahr) für den	

betroffenen Anlagenbestand der KWK mit einer Leistung von mehr als 5 MW _{el} und bis zu 100 MW _{el} , Quelle: Eigene Darstellung	183
Abbildung 13-39 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der KWK mit einer Leistung von bis zu 5 MW _{el} , Quelle: Eigene Darstellung	183
Abbildung 13-40 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der kleinen Wasserkraft, Quelle: Eigene Darstellung	184

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1	Übersicht zum Umfang der Befragung der Hersteller und Wartungsfirmen für WEA.	14
Tabelle 1-2	Übersicht zum Umfang der Befragung der Hersteller von BHKW, Anlagen mit Turbinen und Frequenzschutzgeräten	15
Tabelle 3-1	Aufteilung der gesamten installierten Leistung in Deutschland auf die verschiedenen Leistungsklassen der WEA.	21
Tabelle 3-2	Anzahl und Leistung der bis 2012 installierten WEA in den verschiedenen Netzspannungsebenen	22
Tabelle 3-3	Anlagenpopulation der untersuchten Anlagen zur Verwertung fester Biomasse, Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: [6]	25
Tabelle 3-4	Anlagenpopulation der untersuchten Anlagen zur Verwertung von EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe, Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: [6]	27
Tabelle 3-5	Anlagenpopulation der untersuchten, nach dem KWKG geförderten Anlagen, Bestand zum Stichtag 01.07.2012, Quelle: [6]	28
Tabelle 3-6	Anzahl und Leistung der bis 2012 installierten WKA in den verschiedenen Netzspannungsebenen.	30
Tabelle 3-7	Einordnung der WEA nach Inbetriebnahmedatum entsprechend SDLWindV	34
Tabelle 3-8	Installierte Summenleistung in Netzgebieten der interviewten Verteilnetzbetreiber, Stand 31.12.2012, Quellen: [8, 6]	35
Tabelle 4-1	Übersicht zur Einführung von technischen Anschlussbedingungen, dessen geforderte Frequenzeinstellungen eine sichere Frequenzhaltung ermöglichen, Quellen: [5, 2, 22]	41
Tabelle 4-2	Zeitliche Aufteilung der WEA-Installationen entsprechend der in der SDLWindV festgesetzten Fristen. In den Zeitraum vom 01.01.2002 bis 01.03.2011 fallen die sogenannten Alt- und Übergangsanlagen. Daten basierend auf der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012), Zeitraum 01.01.1990 bis 31.08.2012.	42
Tabelle 5-1	Abschätzung der maximal zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren der einzelnen Energieträger	48
Tabelle 6-1	Anforderungen an den quasistationären Betrieb von Erzeugungsanlagen, Quelle: [4]	59
Tabelle 6-2	Übersicht über die grundlegenden Technologien von Windenergieanlagen	62
Tabelle 6-3	Möglichkeiten der Umrüstung für direktgekoppelte WEA und drehzahlvariable WEA	63
Tabelle 6-4	Übersicht über den Anteil von drehzahlstarr und drehzahlvariablen WEA sowie in der Leistungsabgabe regelbaren und nicht regelbaren Anlagen an der installierten Gesamtleistung. Daten basierend auf der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012), Zeitraum 01.01.1990 bis 31.08.2012,	64
Tabelle 6-5	Frequenzschutz bei Wasserkraftanlagen.	71
Tabelle 6-6	Kostenabschätzung der Nachrüstung je Anlage exklusive der Anfahrtkosten auf Basis der Branchenabfrage in €/Anlage	72

Tabelle 7-1 Abschätzung des Nachrüstbedarfs mit Angabe der Bagatellgrenzen, des verbleibenden Anlagenbestands und der nachzurüstenden Anlagen, Quelle: Eigene Darstellung	75
Tabelle 8-1 Beispiel für Minimalspezifikationen	83
Tabelle 13-1 Prioritäten der Lösungsvorschläge bei der Nachrüstung	160
Tabelle 13-2 Möglichkeiten der Umrüstung für direktgekoppelte WEA.	172
Tabelle 13-3 Möglichkeiten der Umrüstung für drehzahlvariable WEA	173
Tabelle 13-4 Übersicht über den Anteil von drehzahlstarr und drehzahlvariablen WEA sowie in der Leistungsabgabe regelbaren und nicht regelbaren Anlagen an der installierten Gesamtleistung. Daten basierend auf der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012), Zeitraum 01.01.1990 bis 31.08.2012,	174
Tabelle 13-5 Übersicht analog zu Tabelle 13-4, mit den Anteilen der installierten Anlagenzahlen,	174
Tabelle 13-6 Übersicht zur Lebensdauer der einzelnen untersuchten Anlagentypen auf Grundlage der Branchenabfrage	178

13 Anhang

13.1 Regionale Verteilung der Windenergieanlagen in Deutschland

Der Windenergieausbau begann in den nördlichen Bundesländern an der Küste, da dort im bundesweiten Vergleich die besten Windbedingungen vorherrschen. Abbildung 13-1 stellt die regionale Verteilung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie im Zeitverlauf dar. Es wird deutlich, dass zu Beginn der 90er-Jahre fast 90 % des Windenergieausbaus in den nördlichen Bundesländern (Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern) stattfand. Mitte bis Ende der 90er-Jahre reduzierte sich dieser Wert auf eine Größenordnung von 50-60 %. In 2012 lag der Anteil der nördlichen Bundesländer an der im 1. Halbjahr installierten Leistung bei unter 40 %.

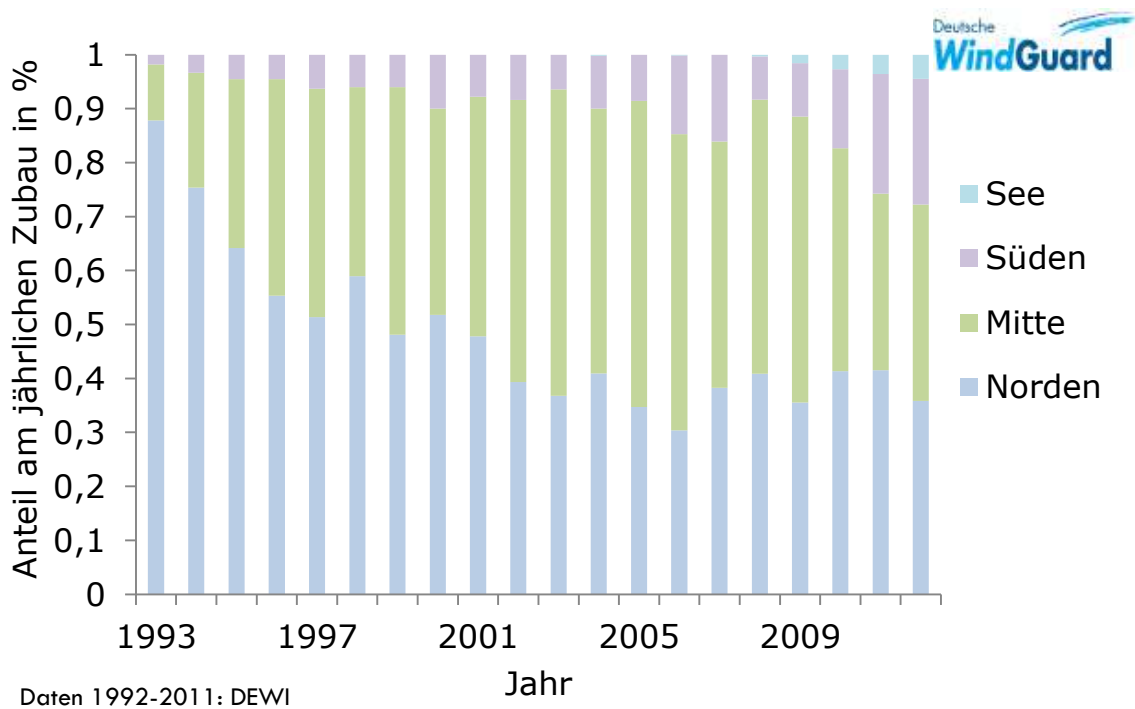


Abbildung 13-1 Regionale Verteilung der jährlich installierten Leistung aus Windenergie im Zeitverlauf [10]

In Abbildung 13-2 wird die räumliche Verteilung aller in Deutschland installierten Windenergieanlagen mit Stand von 2010 noch einmal anhand einer Kartendarstellung verdeutlicht. [25] Im Jahr 2010 lag der Anteil der nördlichen Bundesländer an der insgesamt in Deutschland installierten Leistung bei rund 42 %, dieser Wert hat sich seitdem nicht verändert [10] .

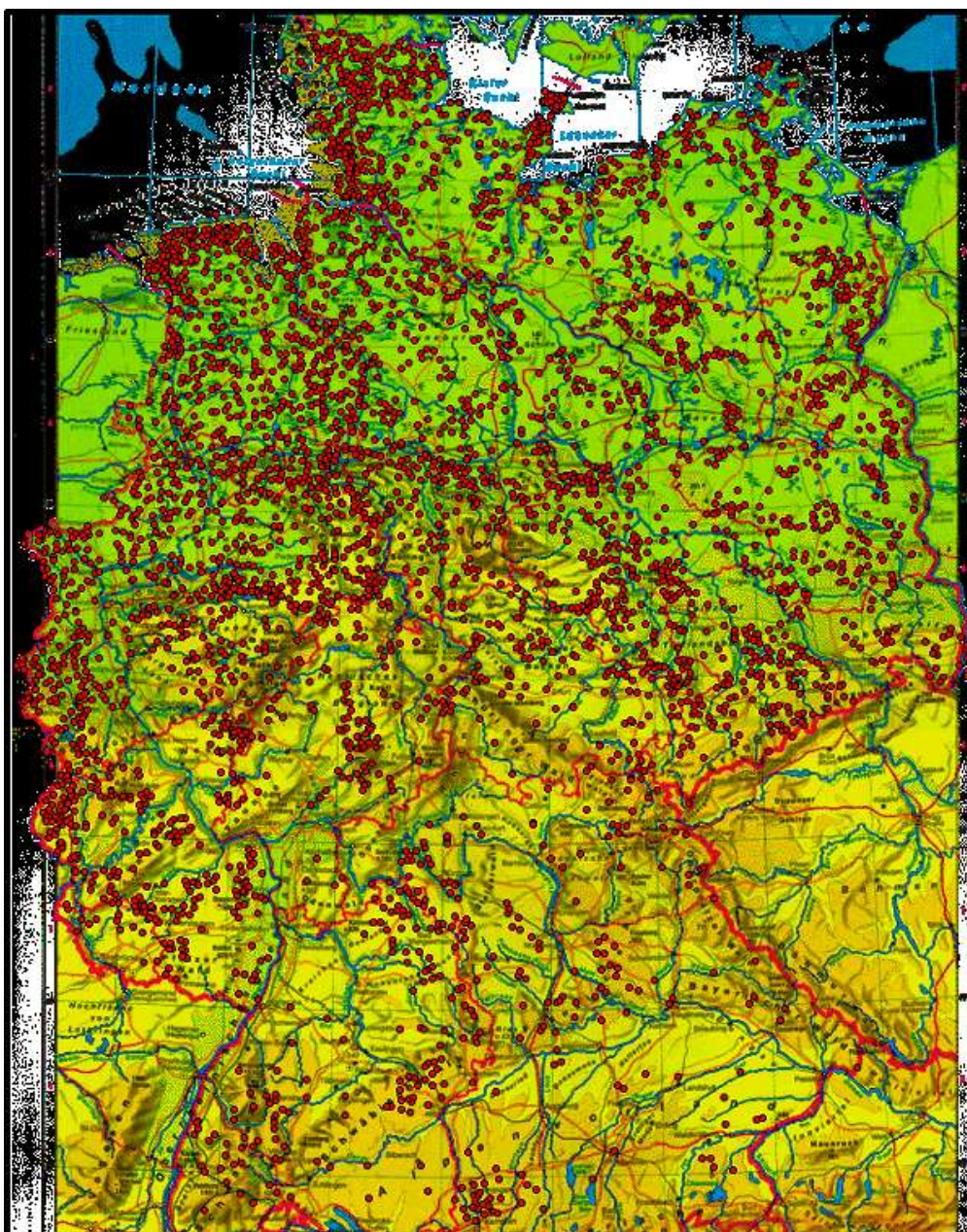


Abbildung 13-2 Räumliche Verteilung aller in Deutschland installierten Windenergieanlagen [25]

13.2 Abschätzung der Gleichzeitigkeitsfaktoren

13.2.1 Quantitative Bewertung für Wind und PV

Für die quantitative Abschätzung des Gleichzeitigkeitsfaktors (GF) für PV und Wind wird die reale Einspeisung in Deutschland ins Verhältnis zur installierten Leistung je Viertelstundenwert gesetzt. Der Maximalwert der empirischen Beobachtung bestimmt den Gleichzeitigkeitsfaktor. Als Datenbasis dienen Daten der EEX-Transparenzplattform [17] zur realen Einspeisung, öffentliche Anlagenregister [7, 8] mit Angaben zur installierten Leistung und der Deutsche Windmonitor [26]. Unsicherheiten stellen insbesondere der beschränkte Untersuchungszeitraum (Wind: 2007-2012, PV: 2011-2012) und die Kenntnis über die tatsächlich installierte Leistung dar. Da sich PV und Windenergie nicht bei gleichen Netzfrequenzen von Netz trennen, werden die GF primär unabhängig voneinander ermittelt.

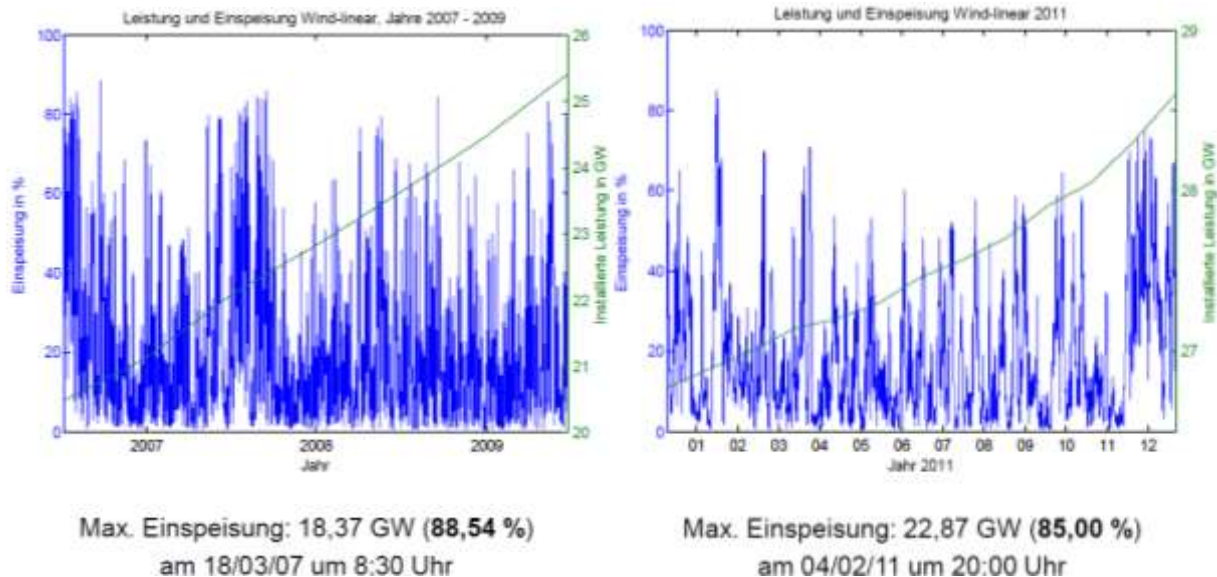


Abbildung 13-3 Normierte Windeinspeisung im Verhältnis zur installierten Leistung der Windenergieanlagen in Deutschland im Zeitraum von 2007 bis 2009 und im Jahr 2011, Quellen: Universität Stuttgart IFK, [8], [26]

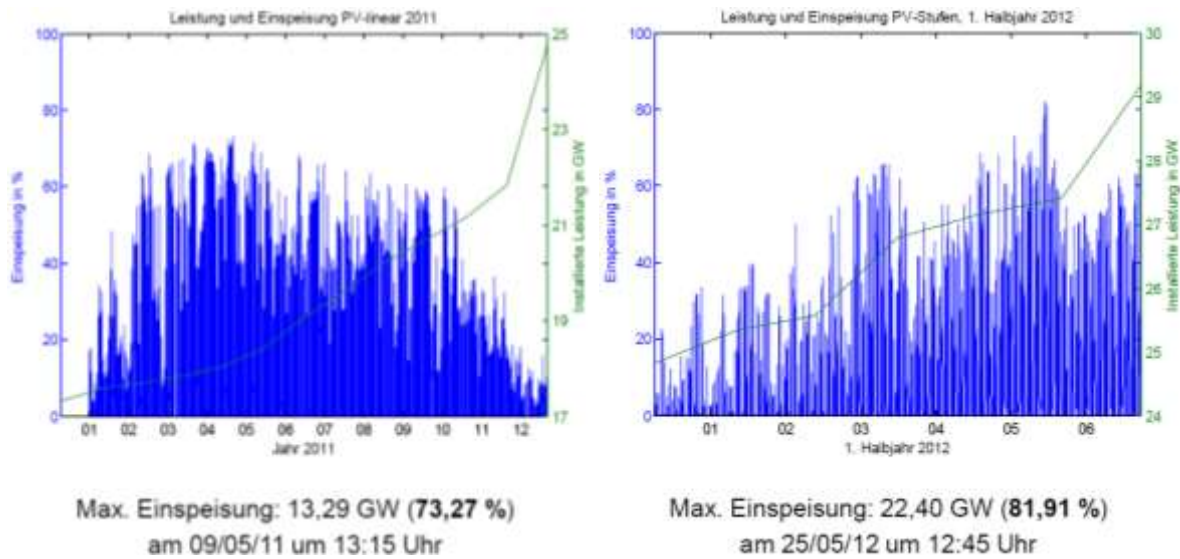


Abbildung 13-4 Normierte PV-Einspeisung im Verhältnis zur installierten Leistung der Photovoltaikanlagen in Deutschland im Zeitraum im Jahr 2011 und dem ersten Halbjahr 2012, Quellen: Universität Stuttgart IFK, [8]

In Ergänzung ist in Abbildung 13-5 der Gleichzeitigkeitsfaktor von Wind und PV bei gleichzeitiger Einspeisung dargestellt.

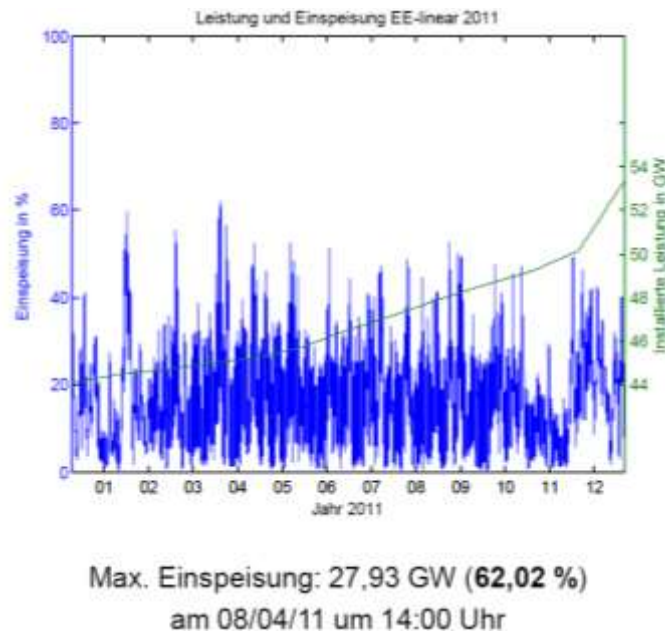


Abbildung 13-5 Normierte Gesamteinspeisung aus Wind und PV im Verhältnis zur installierten Gesamtleistung der Windenergieanlagen und Photovoltaik-Anlagen in Deutschland im Jahr 2011, Quellen: Universität Stuttgart IFK, [8], [26]

13.2.2 Qualitative Bewertung der Anlagentypen Biomasse, KWK, kleine Wasserkraft

Für weitere DEA liegen keine ausreichenden empirischen Daten zur Einspeisung in Deutschland vor. Demnach erfolgt die Abschätzung über einen qualitativen Vergleich mit anderen Technologien. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass das Einspeiseverhalten dieser Anlagentypen näherungsweise unabhängig voneinander ist.

Biomasse und KWK

- Nicht dargebotsabhängig, nutzen speicherbare Brennstoffe
- In der Regel wartungsintensiv, Einsatz zahlreicher mechanischer Verschleißteile
- GF insbesondere von Wartungsarbeiten abhängig
- Anlagentypen technologisch mit konventionellen Kraftwerken vergleichbar
- Konventionelle Kraftwerke mit rotierenden Massen und regelmäßigen Wartungen weisen eine Arbeits-Nichtverfügbarkeit von rund 15 % auf
- Abschätzung GF: 85 %

Kleine Wasserkraft

- Dargebotsabhängig, vom Wasseraufkommen abhängig
- In der Regel wartungsarm
- Anlagenpopulation besteht überwiegend aus Laufwasserkraftwerken, im Frühjahr ist mit sehr hohem Wasseraufkommen für diese Anlagentypen zu rechnen → Extremwertbetrachtung schließt eine gleichzeitige und vollständige Einspeisung nicht aus
- Abschätzung GF: 100 %

13.3 Einfluss hoher DEA-Einspeisung auf die Netzstabilität

Der Schwerpunkt der Untersuchungen im Rahmen des vorliegenden Berichts liegt auf den Auswirkungen unkontrollierter frequenzabhängiger Ab- und Zuschaltung einer großen Anzahl von DEA, insbesondere PV. Der Bericht umfasst die Abschnitte Anhang 13.3 sowie 13.4 und basiert auf einem Gutachten des IFK der Universität Stuttgart aus dem Jahr 2012.

13.3.1 Grundsätzlicher Einfluss auf die Stabilität der Netzfrequenz

Die Mechanismen der Wirkleistungsfrequenzregelung sind auf eine stabile Netzdynamik ausgelegt. In diesem Zusammenhang stellt die unkontrollierte frequenzabhängige Ab- und Zuschaltung von Erzeugern innerhalb des zulässigen Bereichs der Netzfrequenz eine Gefährdung der Netzstabilität dar. Im Folgenden sollen die grundsätzlichen destabilisierenden Effekte erläutert werden.

13.3.1.1 Kaskadierende Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts

Wirkleistungsungleichgewichte führen zu Abweichungen in der Netzfrequenz. Im Fall von frequenzabhängiger Abschaltung von Erzeugung führen Abweichungen in der Netzfrequenz, falls entsprechende Schwellwerte erreicht werden, ihrerseits zu weiteren Leistungsungleichgewichten.

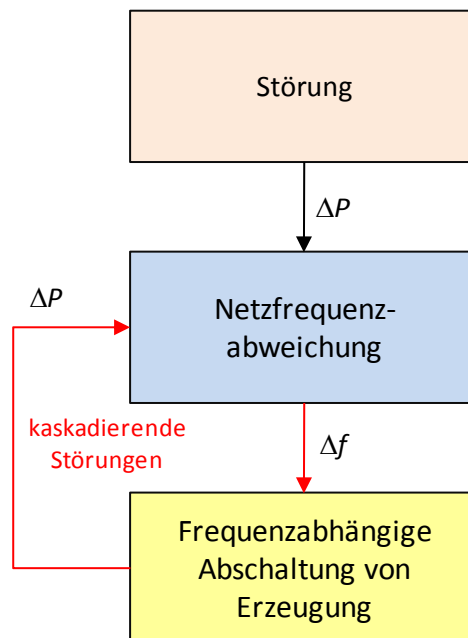


Abbildung 13-6 Kaskadierende Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts

Auf diese Weise können kaskadierende, d. h. sich gegenseitig auslösende, Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts entstehen (Abbildung 13-6). Als Folge dessen können Situationen eintreten, in denen der Einsatz der Regelleistung nicht mehr ausreicht, um das Wirkleistungsgleichgewicht wiederherzustellen, und die Stabilität der Netzfrequenz nicht mehr gewährleistet ist.

Der Effekt soll mit Hilfe einer Simulationsrechnung verdeutlicht werden: Die von der Abschaltung bei 50,2 Hz betroffene installierte Leistung (PV- und Biogasanlagen) beträgt ca. 12,5 GW, dabei kann davon ausgegangen werden, dass insgesamt maximal 70 % bzw. 8,75 GW ins Netz eingespeist werden.

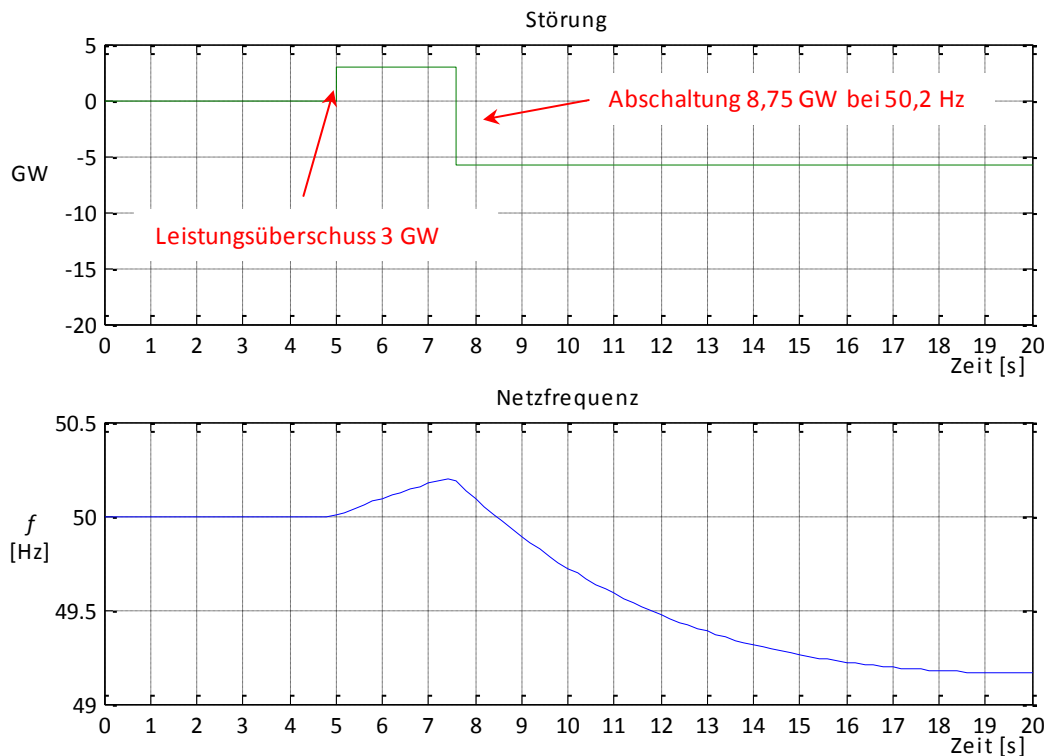


Abbildung 13-7 Abschaltung von Erzeugung bei 50,2 Hz

Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 13-7 dargestellt. Die erste Störung in Höhe von 3 GW (Referenzstörfall) zum Zeitpunkt 5 s führt zu einem Leistungsüberschuss und es kommt zu einem Frequenzanstieg. Bei ca. 7,5 s wird der Schwellwert 50,2 Hz erreicht mit der Folge, dass sich 8,75 GW Leistung vom Netz trennen, aufgrund des resultierenden Leistungsdefizits von insgesamt 5,75 GW sinkt die Netzfrequenz auf 49,16 Hz.

Der gesamte Sicherheitspuffer wird durch die Abschaltung bei 50,2 Hz aufgebraucht und die Netzfrequenz befindet sich im Bereich nahe des Lastabwurfs. Bei zusätzlichen Erzeugungsausfällen, wie sie bei solchen Unterfrequenzen zu erwarten sind (vgl. [36]), kann die Netzfrequenz sogar weiter absinken, so dass es zum Lastabwurf kommen kann.

Bei dem gezeigten Szenario heben sich der erste Störfall, der zum Anstieg bis 50,2 Hz führt, und die anschließende Abschaltung der DEA teilweise auf. Recherchen von Ecofys haben ergeben, dass es auch einen erheblichen DEA-Anteil gibt, der sich bei Unterfrequenz vom Netz trennt: In Deutschland liegt der kritische Schwellwert bei 49,5 Hz mit über 17 GW installierter Windleistung sowie zusätzlich über 3 GW Biogas- und über 1 GW PV-Anlagen. Darüber hinaus schalten sich in Italien ca. 6,5 GW bereits bei 49,7 Hz ab (ca. 4,7 GW Wind und 1,8 GW PV).

Für die Abschätzung der Auswirkungen der Abschaltung bei Unterfrequenz wird ein Szenario angenommen, bei dem sich 3 GW Erzeugung bei 49,7 Hz in Italien und 12 GW Erzeugung bei 49,5 Hz in Deutschland vom Netz trennen.

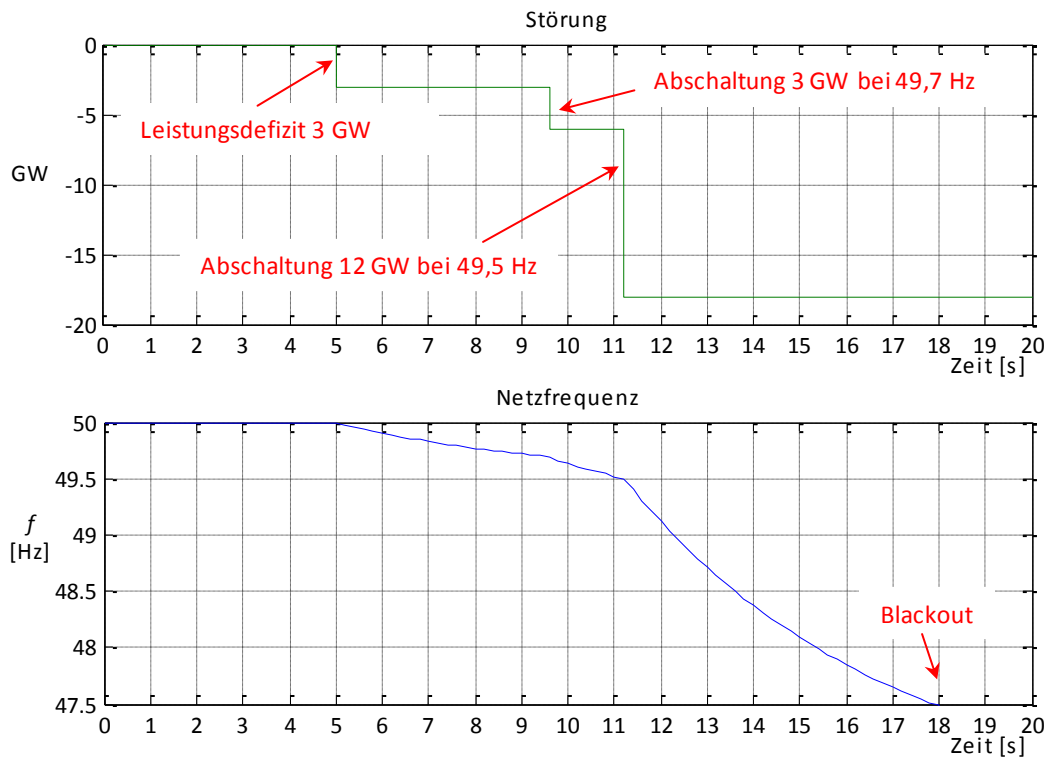


Abbildung 13-8 Abschaltung von Erzeugung bei 49,7 Hz und 49,5 Hz

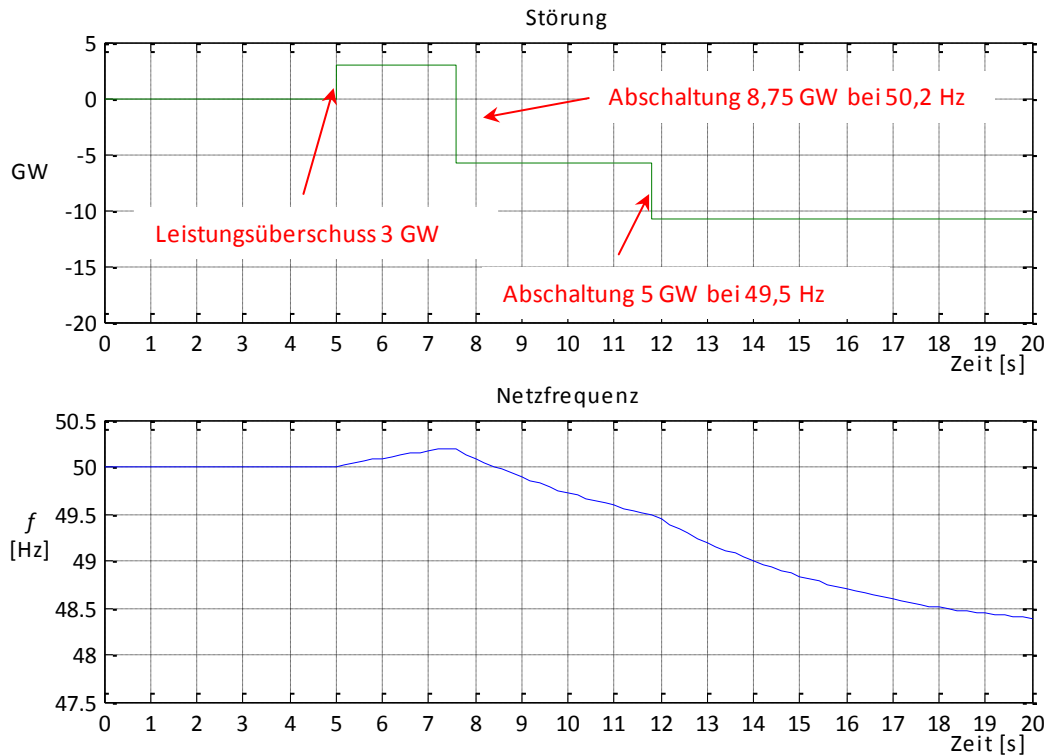


Abbildung 13-9 Abschaltung von Erzeugung bei 50,2 Hz und 49,5 Hz

Das Ergebnis der Simulation ist Abbildung 13-8 dargestellt: Die erste Störung in Höhe von 3 GW (Referenzstörfall) führt zu einem Absinken der Netzfrequenz. Zum Zeitpunkt 9,6 s wird der Schwellwert 49,7 Hz erreicht mit der Folge, dass weitere 3 GW an Erzeugung abgeschaltet werden. Zum Zeitpunkt 11,2 s wird der zweite Schwellwert bei 49,5 Hz erreicht, so dass sich weitere 12 GW abschalten. Nach weniger als 7 s wird der Schwellwert 47,5 Hz erreicht, bei dem sich alle Generatoren vom Netz trennen, was zu einem verbundnetzweiten Blackout führt. Der Blackout lässt sich in dieser Situation nur durch einen erheblichen Lastabwurf vermeiden (die entsprechenden Prozeduren gemäß Policy 5 [18] werden in der Simulation nicht berücksichtigt).

Im letzten Schritt soll allein der Einfluss der in Deutschland installierten DEA betrachtet werden. Es wird wie im ersten Beispiel von einer maximalen PV-Einspeisung, 8,75 GW schalten sich bei 50,2 Hz ab, und einem Schwachwindfall, 5 GW schalten sich bei 49,5 Hz ab, ausgegangen (Abbildung 13-9). Nach der Abschaltung der PV-Erzeugung bei 50,2 Hz sinkt die Netzfrequenz bis 49,5 Hz und die Abschaltung der Windkraftanlagen wird ausgelöst. Das gesamte Leistungsdefizit beträgt 10,75 GW, die Netzfrequenz fällt deutlich unter 49,0 Hz, so dass hier Notmaßnahmen nach Policy 5 [18] aktiviert werden.

Je nach betrachtetem Szenario wirkt sich die frequenzabhängige Abschaltung unterschiedlich aus, es lassen sich jedoch systematische Effekte festhalten:

- Die Einführung frequenzabhängiger Abschaltung von Erzeugung führt zu kaskadierenden Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts.

- Die Mechanismen der Wirkleistungsfrequenzregelung sind nicht auf Leistungsdefizite in Höhe der vom Schwellwert 50,2 Hz (aber auch 49,5 Hz) betroffenen DEA-Leistung ausgelegt.
- Die Folgen der DEA-Abschaltung sind nicht regional auf einzelne Übertragungsnetze beschränkt, damit ist nicht nur der Netzbetrieb in betroffenen Ländern, sondern im gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetz gefährdet.
- Die Stabilität der Netzfrequenz wird durch die frequenzabhängige DEA-Abschaltung gefährdet, wobei im Worst-Case-Fall eine Großstörung ausgelöst wird, die nur mit Notmaßnahmen gemäß Policy 5 [18] (z. B. Lastabwurf) beherrscht werden kann.

13.3.1.2 Instabilität der Netzfrequenz aufgrund schaltender Vorgänge

Schalten sich Erzeuger bei einer bestimmten Frequenz ab und wieder zu, wird in das System eine zusätzliche schaltende Rückkopplung eingeführt. Die Netzdyamik (einschließlich der Rückkopplung durch den Netzselbststregелеffekt) wird damit hochgradig nichtlinear und kann sogar die Eigenschaft der Stabilität verlieren.

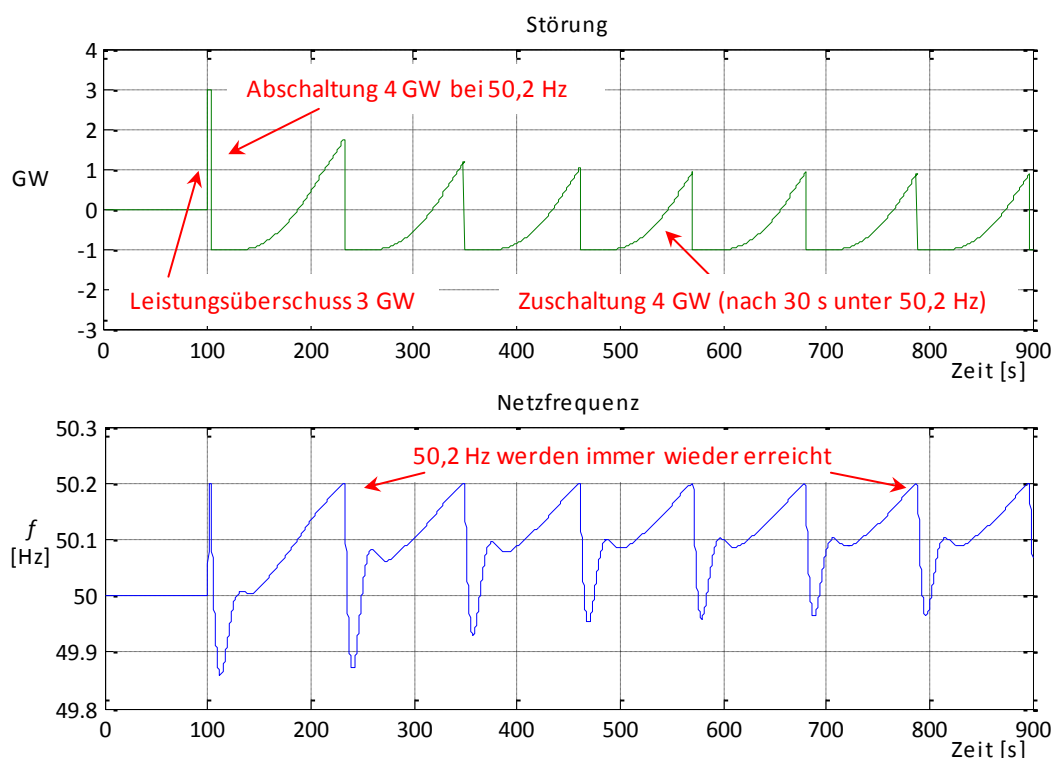


Abbildung 13-10 Instabilität der Netzfrequenz aufgrund schaltender Vorgänge

Die Auswirkungen der Einführung von schaltendem Verhalten wird anhand einer Beispielsimulation in Abbildung 13-10 illustriert. Im simulierten Szenario wird angenommen, dass 4 GW sich bei 50,2 Hz vom Netz trennen. Die Bedingung für die Zuschaltung ist erfüllt, falls die Netzfrequenz über einen Zeitraum von 30 s kleiner als 50,2 Hz ist. In der Simulation erfolgt die Zuschaltung nicht schlagartig,

sondern wird über 100 s auf Einheiten in Höhe von 40 MW gleichmäßig verteilt, die jeweils die Leistung mit einem Gradienten von 100 %/min (also 40 MW/min) erhöhen.

Die auslösende Störung findet zum Zeitpunkt 100 s statt (Leistungsüberschuss in Höhe von 3 GW, Referenzstörfall) und führt zu einer Überfrequenz. Daraufhin schalten sich 4 GW ab, was zu einem Leistungsdefizit in Höhe von 1 GW führt. Die Wirkleistungsfrequenzregelung reagiert auf das Ungleichgewicht sowohl mit PRL- als auch mit SRL-Einsatz, so dass die Netzfrequenz wieder steigt.

Bei ca. 130 s ist die Zuschaltbedingung erfüllt: Die 4 GW Leistung gehen nach und nach wieder ans Netz, was wiederholt dazu führt, dass der Schwellwert 50,2 Hz erreicht und die Abschaltung der Anlagen ausgelöst wird.

Da das schaltende Verhalten nichtlinear und unstetig ist, hängt das resultierende dynamische Systemverhalten von Parametern ab: Die Stabilität der Netzfrequenz ist nur für bestimmte Kombinationen aus anregender Störung, Streuung der Zuschaltung (und ggf. Streuung der Abschaltung) sowie Dynamiken des Regelleistungseinsatzes gewährleistet. Damit wird die Robustheit der Wirkleistungsfrequenzregelung gegenüber Störungen signifikant beeinträchtigt.

13.3.1.3 Wahrscheinlichkeit des Erreichens kritischer Frequenzschwellwerte

Netzfrequenz im Normalbetrieb

Um die Möglichkeit einer frequenzabhängigen Abschaltung einer großen Anzahl an DEA im Normalbetrieb abzuschätzen, wurde im Rahmen der Studie die Netzfrequenz für das Jahr 2010 ausgewertet (das IFK betreibt ein eigenes im europäischen Verbundnetz verteiltes Frequenzmesssystem).

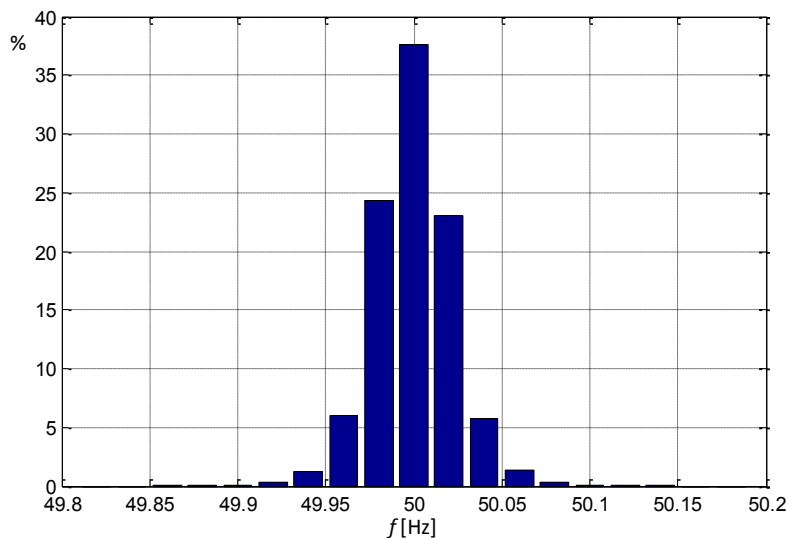


Abbildung 13-11 Histogramm der Netzfrequenz im Jahr 2010

Abbildung 13-11 zeigt das Histogramm der Netzfrequenz. Kritische Schwellwerte 49,7 Hz und 50,2 Hz wurden zu keinem Zeitpunkt erreicht, allerdings wurden 50,1 Hz für 2,6 Stunden überschritten (49,9 Hz für 2,5 Stunden unterschritten).

Auf Grundlage der Messdaten für die Netzfrequenz lässt sich schlussfolgern, dass die frequenzabhängige Zu- und Abschaltung von DEA bei 50,2 Hz oder 49,5 Hz im Normalbetrieb unwahrscheinlich ist, da die kritischen Frequenzschwellwerte nicht erreicht werden.

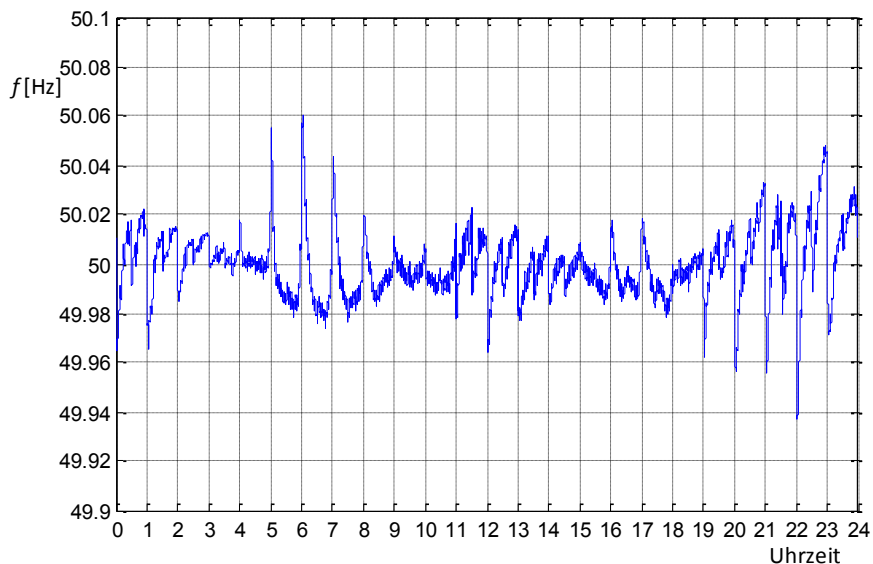


Abbildung 13-12 Durchschnittlicher Tagesverlauf der Netzfrequenz im Jahr 2010

In Abbildung 13-12 ist der durchschnittliche Tagesverlauf der Netzfrequenz dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, dass der durchschnittliche Tagesverlauf deutliche Ausschläge zum Stundenwechsel aufweist. Die Ausschläge sind in den Morgen- und Abendstunden am stärksten: So werden um 5 Uhr im Durchschnitt ca. 50,06 Hz, um 22 Uhr ca. 49,94 Hz erreicht, was jeweils einer Netzfrequenzabweichung von über 60 mHz entspricht.

Die deterministisch auftretenden Frequenzabweichungen zur vollen Stunde sind auf Lastdeckung durch handelsbasierten Kraftwerkseinsatz mit Fahrplänen im Stundenraster zurückzuführen. Insbesondere im Winter treten aufgrund sehr hoher Lastgradienten in den Morgenstunden Netzfrequenzen über 50,1 Hz auf.

Da aufgrund des tendenziellen Anstiegs des Stromhandels die Höhe der Netzfrequenzabweichungen ebenfalls zunimmt, kann es dazu kommen, dass der Abstand zu den kritischen Schwellwerten, insbesondere zu 50,2 Hz, in Zukunft deutlich verringert wird. In diesen Fällen kann regelkonformes Verhalten seitens der Marktteilnehmer kombiniert mit normgerechtem DEA-Verhalten Großstörungen auslösen.

Netzfrequenz bei Großstörungen

Aufgrund der Komplexität des Verbundsystems lassen sich Großstörungen grundsätzlich nicht vorhersehen. In „TECHNICAL BACKGROUND AND RECOMMENDATIONS FOR DEFENCE PLANS IN THE CONTINENTAL EUROPE“ wird vom Verband ENTSO-E ein Überblick über Großstörungen im kontinentaleuropäischen Verbundnetz gegeben: Die in der Vergangenheit aufgetretenen Großstörungen hatten

unterschiedliche Ursachen, sind an unterschiedlichen Stellen aufgetreten und hatten unterschiedliche Folgen. Für die vorliegende Studie sind vor allem Störungen mit Auswirkung auf die Stabilität der Netzfrequenz von Bedeutung, da hier kritische Frequenzschwellwerte erreicht werden können mit der Folge, dass ein hoher Anteil an DEA-Einspeisung sich vom Netz trennt und die ohnehin kritische Situation verschärft wird. Die letzten zwei Störungen mit sehr starken Auswirkungen auf die Stabilität der Netzfrequenz traten im Jahr 2003 (Italien-Blackout) und 2006 (UCTE-Störung) auf.

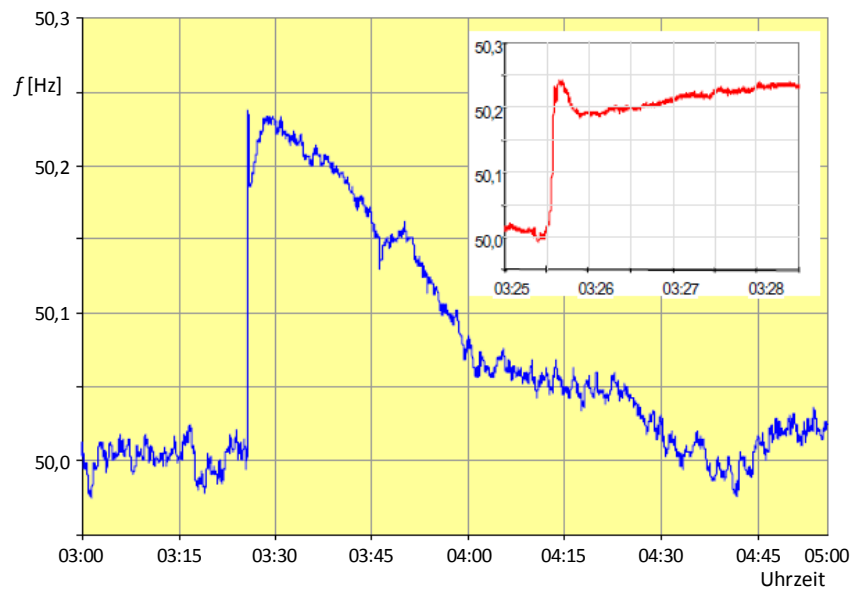


Abbildung 13-13 Italien-Blackout 2003: Netzfrequenz im UCTE-Netz [35]

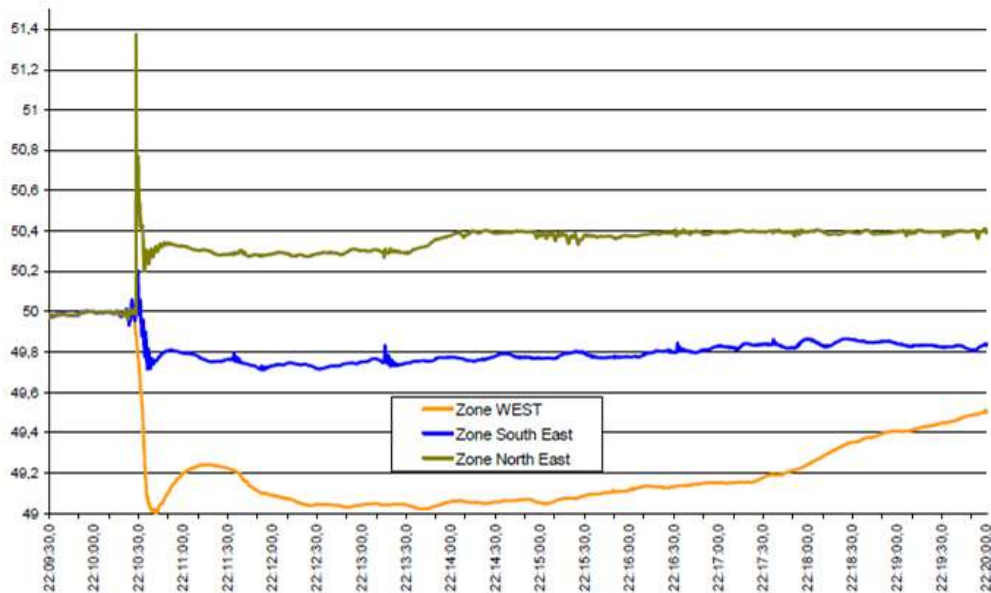


Abbildung 13-14 UCTE-Störung 2006: Netzfrequenzverläufe in den Synchronzonen [36]

In Abbildung 13-13 ist der gemessene Frequenzverlauf nach der Trennung Italiens vom damaligen UCTE-Netz dargestellt. Da zum Zeitpunkt der Trennung Italien über 6 GW importiert hat, führte die Störung zu einem signifikanten Leistungsüberschuss im restlichen Verbundnetz und damit zu einer Überfrequenz. Dabei wurde der Schwellwert von 50,2 Hz nicht nur deutlich in der Spitze, sondern auch dauerhaft überschritten: Der stationäre Wert der Netzfrequenz lässt sich auf Basis der Messungen in etwa auf 50,24 Hz beziffern.

Im November 2006 kam es zu einer Aufspaltung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes in drei Synchronzonen. In Abbildung 13-14 sind die Frequenzverläufe der einzelnen Zonen dargestellt. Sowohl in Zone „South East“ als auch in Zone „North East“ führte die Aufspaltung zu einer hohen Überfrequenz. In der über 9 GW importierenden Zone „WEST“ wurden 49,0 Hz erreicht und ein automatischer Lastabwurf in Höhe von über 16 GW ausgelöst. Damit wurde bei diesem Störfall nicht nur der Schwellwert 50,2 Hz, sondern auch andere Schwellwerte für die DEA-Abschaltung erreicht.

Die zwei angeführten Beispiele zeigen, dass das Erreichen von kritischen Schwellwerten für die frequenzabhängige DEA-Abschaltung im Fall von Großstörungen, die sich auf die Stabilität der Netzfrequenz auswirken, sehr wahrscheinlich ist. Ein unkontrolliertes DEA-Verhalten kann in solchen ohnehin kritischen Netz- und Betriebsituationen erhebliche negative Auswirkungen auf die Netzsicherheit haben.

13.3.2 Auswirkungen auf den Netzbetrieb bei Großstörungen

Die Evaluierung frequenzabhängiger Ab- und Zuschaltung dezentraler Erzeugung auf die Netzstabilität zeigt, dass die Stabilität der Netzfrequenz sowie die Robustheit der Wirkleistungsfrequenzregelung signifikant beeinträchtigt werden. Im vorliegenden Abschnitt wird der Einfluss hoher DEA-Einspeisung über die regelungstechnischen Aspekte hinaus in den Kontext des Netzbetriebs gesetzt.

Im Fall von Großstörungen, wie sie in „TECHNICAL BACKGROUND AND RECOMMENDATIONS FOR DEFENCE PLANS IN THE CONTINENTAL EUROPE“ beschrieben werden, befindet sich das Verbundnetz in einem „Emergency“-Zustand, d. h. die Netzsicherheitsprinzipien sind nicht erfüllt und der Erfolg von Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen der Störung auf große Teile des Verbundnetzes ist nicht sichergestellt. Die Wiederherstellung des Normalbetriebs kann hier erst erfolgen, wenn das Netz einen stabilen Zustand angenommen hat (Policy 5 [18]).

Die Herstellung des stabilen Netzzustands und anschließend des Normalbetriebs erfordern sowohl automatisierte als auch manuell vom Betriebspersonal ausgelöste Notmaßnahmen („Emergency Operations“ Policy 5 [18]). In diesen Situationen lassen sich Eigenschaften hoher DEA-Einspeisung identifizieren, die die Durchführung von Maßnahmen nach Policy 5 [18] behindern und somit die Herstellung eines stabilen und sicheren Netzzustands erschweren können:

- Der größte Teil der installierten DEA-Anlagen besteht aus PV- und Windkraftanlagen deren Leistungseinspeisung wetterabhängigen Fluktuationen unterworfen ist, die bereits im Normalbetrieb die Herstellung des Wirkleistungsgleichgewichts erschweren. Bei Großstörungen können sich Fluktuationen deutlich stärker auswirken, da die Regelleistungsreserven bereits ausgereizt sind.
- Bei hohen Leistungsdefiziten nach Großstörungen wird der Lastabwurf als Maßnahme zur Stabilisierung der Netzfrequenz eingesetzt. Der Lastabwurf wird durch Abtrennung von gesamten unterlagerten Teilnetzen umgesetzt. Bei hoher DEA-Einspeisung geht somit auch Erzeugung verloren, was die stabilisierende Wirkung des Lastabwurfs verringert und im Extremfall (d. h. bei Rückspeisung aus den unterlagerten Netzen) sogar das Leistungsdefizit noch weiter vergrößern kann.
- Die unkontrollierte frequenzabhängige DEA-Abschaltung und Zuschaltung führt zur Destabilisierung der Netzfrequenz:
 - Die Herstellung eines stabilen Zustands bei Großstörungen wird regelungstechnisch deutlich erschwert oder gar unmöglich.
 - Das Betriebspersonal wird mit einer zusätzlichen Herausforderung konfrontiert. Da die entsprechenden Vorgänge im Sekundenbereich ablaufen, kann keine rechtzeitige manuelle Reaktion erwartet werden.

13.3.3 Zwischenfazit

Die unkontrollierte Ab- und Zuschaltung von DEA bei 50,2 Hz und bei 49,5 Hz gefährdet aufgrund der erheblichen Höhe der installierten Leistung die Stabilität des gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetzes:

Die Wirkleistungsfrequenzregelung ist nicht für die entstehenden Leistungsungleichgewichte sowie schaltende Vorgänge ausgelegt und kann die Stabilität der Netzfrequenz nicht sicherstellen.

Die Wahrscheinlichkeit kritische Schwellwerte im Normalbetrieb zu erreichen ist derzeit gering. Eine Zunahme des Stromhandels bei jetzigen Randbedingungen kann zukünftig auch im Normalbetrieb zu höheren Ausschlägen der Netzfrequenz zum Stundenwechsel führen, so dass trotz norm- und regelkonformem Verhaltens aller Teilnehmer eine Großstörung ausgelöst werden könnte.

Durch die unkontrollierte Zu- und Abschaltung von DEA wird der Netzbetrieb, insbesondere die Durchführung von stabilisierenden Maßnahmen nach Großstörungen, deutlich erschwert.

13.4 Minimierung negativer Auswirkungen hoher DEA-Einspeisung auf die Netzstabilität

13.4.1 Regelungstechnische Lösungsvorschläge

Aus der Sicht der Netzstabilität sollte eine unkontrollierte Abschaltung im möglichst großen Frequenzbereich vermieden werden. Im vorliegenden Abschnitt werden Vorschläge für die Nachrüstung der von der Abschaltung bei 50,2 Hz betroffenen Anlagen evaluiert.

13.4.1.1 Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion

BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“

Im Betriebsbereich ist grundsätzlich ein frequenzstützendes Verhalten wünschenswert, d. h. analog zur Primärregelung sollte proportional zur Abweichung von 50 Hz eine Wirkleistungsreduktion bzw. Wirkleistungssteigerung erfolgen.

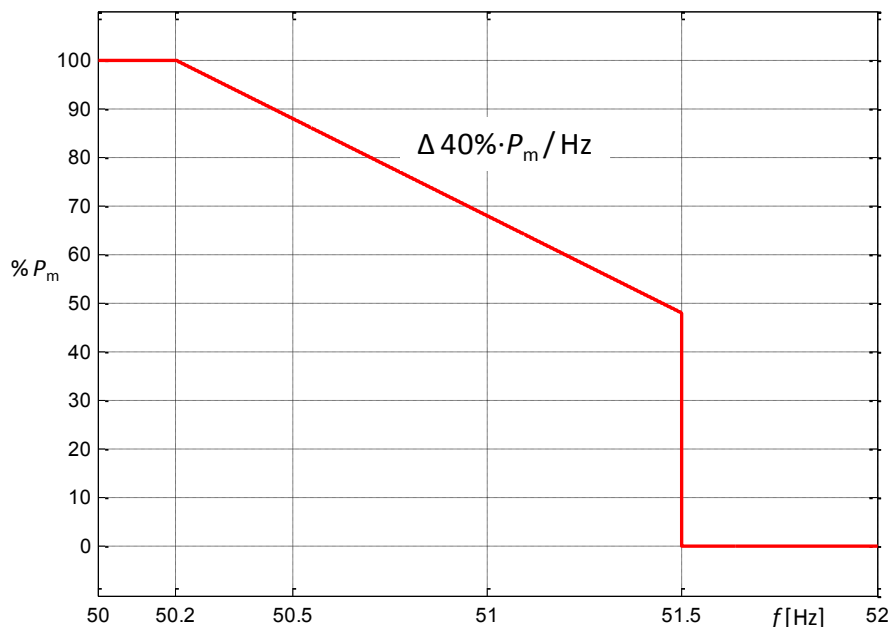


Abbildung 13-15 Wirkleistungsanforderungen an EEG-Anlagen bei Überfrequenz [4]

Für die Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenz sind in den Richtlinien Transmission Code [4] sowie Mittelspannungsrichtlinie [2] entsprechende Anforderungen an EEG-Anlagen formuliert: Die Wirkleistungsreduktion erfolgt mit einem Gradienten von 40 % der beim Erreichen von 50,2 Hz verfügbaren

Leistung im Bereich 50,2 Hz – 51,5 Hz (Abbildung 13-15). Aus der Sicht der Netzregelung entspricht diese Anforderung einem zusätzlichen proportionalen Regler für die Netzfrequenz. Bei Frequenzen zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz ist eine automatische Trennung vom Netz nicht zulässig. Die Wirkleistungserhöhung darf erst erfolgen, wenn die Frequenz unter 50,05 Hz sinkt.

Hat sich die Anlage vom Netz getrennt, darf die Wiedereinschaltung ebenfalls erst dann erfolgen, wenn die Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 50,05 Hz liegt. Für Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 1 MW darf die Einschaltung dabei mit einem Gradienten von höchstens 10 %/min erfolgen.

VDE-AR-N 4105

Der Entwurf VDE-AR-N 4105 lehnt sich im Wesentlichen an die BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ an: Auch hier wird eine Wirkleistungsreduktion mit einem Gradienten von 40 % im Bereich 50,2 Hz – 51,5 Hz und eine Trennung bei 51,5 Hz gefordert.

Anders als bei der Mittelspannungsrichtlinie darf die Einschaltung nicht sofort beim Unterschreiten von 50,05 Hz erfolgen, sondern erst dann, wenn die Netzfrequenz 60 s lang den Bereich 47,5 Hz – 50,05 Hz nicht verlässt. Dabei gilt die gleiche Gradientbegrenzung wie bei der Mittelspannungsrichtlinie von 10 %/min.

13.4.1.2 Stochastische Verteilung der Abschaltfrequenz

Die Implementierung einer frequenzabhängigen Wirkleistungsreduktion ist nicht bei allen Typen von bereits installierten Wechselrichtern möglich. Aus diesem Grund bietet es sich an, die frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion nach Kennlinie nachzuahmen, indem die Schwellwerte für die Abschaltung bei den betroffenen Anlagen auf den Bereich 50,2 Hz – 51,5 Hz verteilt werden.

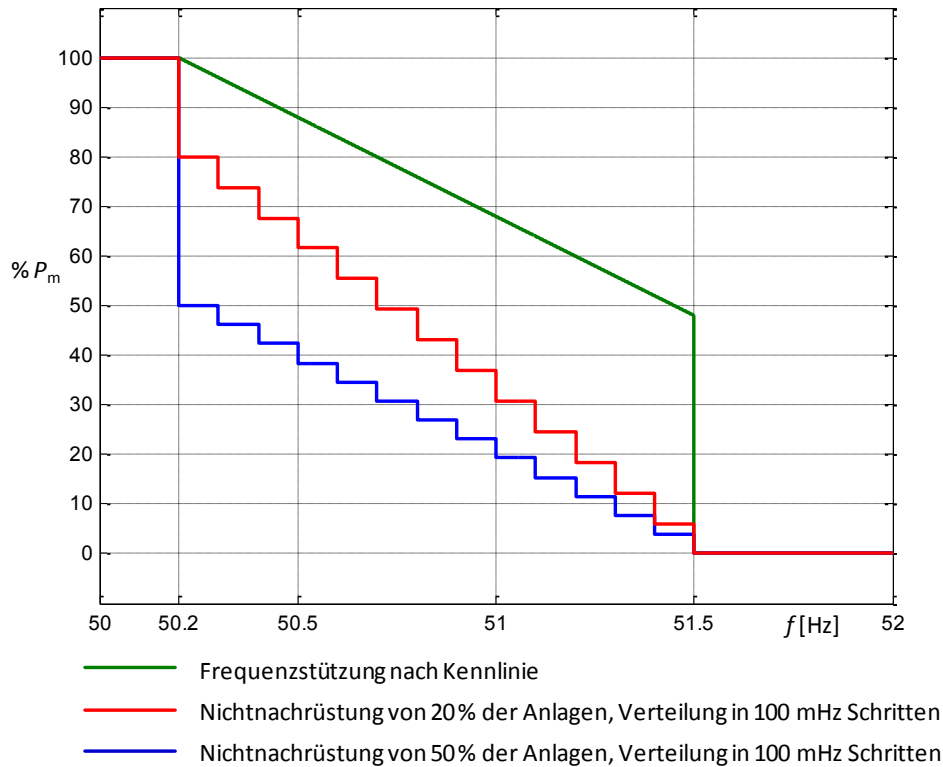


Abbildung 13-16 Stochastische Verteilung der Abschaltfrequenz

In Abbildung 13-16 sind zwei beispielhafte Verteilungen der Abschaltfrequenz (blau und rot) der Kennlinie gemäß Abbildung 13-15 [2] (grün) gegenüber gestellt. Bei beiden Kennlinien wird von einer Verteilung der Schwellwerte in 100 mHz-Schritten im Bereich 50,3 Hz bis 51,5 Hz ausgegangen. Der Unterschied zwischen der blauen und der roten Kennlinie liegt in der Leistung, die sich nach wie vor bei 50,2 Hz vom Netz trennt, d. h. im Anteil der nicht nachgerüsteten Anlagen. Dieser Anteil beträgt bei der roten Kennlinie 20 % und bei der blauen Kennlinie 50 % der momentanen Leistung. Unabhängig von der stochastischen Verteilung der Frequenzschwellwerte zur Abschaltung ist zusätzlich aus regelungstechnischer Sicht eine Hysterese bei der Wiedereinschaltung sinnvoll, d. h. der Schwellwert der Zuschaltung liegt (deutlich) unter dem Schwellwert der Abschaltung.

13.4.2 Quantifizierung des Nachrüstungsbedarfs

13.4.2.1 Vorgehen

Wie in Abschnitt 13.3.1 beschrieben hat die frequenzabhängige Abschaltung von Erzeugung innerhalb des zulässigen Bereichs der Netzfrequenz einen systematisch negativen Einfluss auf die Stabilität der Netzfrequenz: Aus technischer Sicht ist die Nachrüstung aller betroffener Anlagen gemäß der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 (vgl. Abschnitt 0) somit die ideale Lösung. Die Nachrüstung von betroffe-

nen Anlagen verursacht erhebliche Kosten. Gleichzeitig kann davon ausgegangen werden, dass ein Anlagebestand, der sich bei 50,2 Hz abschaltet, die Netzstabilität nicht gefährdet, sofern er vernachlässigbar klein ist.

Die Quantifizierung des Nachrüstungsbedarfs kann dabei aufgrund der nichtlinearen Effekte, die die frequenzabhängige Abschaltung von Erzeugung in den Regelkreis der Wirkleistungs-Frequenzregelung einbringt, nicht analytisch, sondern nur mit Hilfe von Simulationen erfolgen (Abschnitt 13.4.2.3), die ihrerseits auf Modellannahmen angewiesen sind. Die Simulationsuntersuchungen können daher keine Minimierung des Nachrüstungsbedarfs leisten, wohl aber eine robuste Lösung aufzeigen, die mit einer an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit die Gefährdung der Netzstabilität ausschließt.

In Abschnitt 13.4.2.4 wird über die Stabilität der Netzfrequenz hinaus und mit Hilfe eines detaillierten Modells des europäischen Verbundnetzes der Nachrüstungsbedarf quantifiziert. Die Ableitung berücksichtigt insbesondere die Auswirkungen der frequenzabhängigen Abschaltung auf die Lastflüsse sowie mögliche Anregungen von Netzpendelungen.

13.4.2.2 Simulationsmodelle

Summarisches Modell des Wirkleistungs-Frequenzverhaltens

Das Modell des Wirkleistungs-Frequenzverhaltens bildet den Zusammenhang zwischen Wirkleistungsungleichgewichten und Netzfrequenz ab und eignet sich für die Untersuchung von Vorgängen in Zeitbereichen der Erbringung von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung.

Das Simulationsmodell beinhaltet:

- vereinfachtes Modell der Netzdynamik
- vereinfachtes dynamisches Modell des PRL-Einsatzes (Primärregler und Kraftwerksdynamik)
- vereinfachtes dynamisches Modell des SRL-Einsatzes (Sekundärregler und Kraftwerksdynamik)
- Modellierung der frequenzabhängigen Ab- und Zuschaltung von DEA gemäß entsprechenden Richtlinien

Das Simulationsmodell beinhaltet ausdrücklich nicht:

Einsatz von Minutenreserve (Tertiärregelung)

Aktivierung von Prozeduren gemäß Operation Handbook Policy 5 [18]

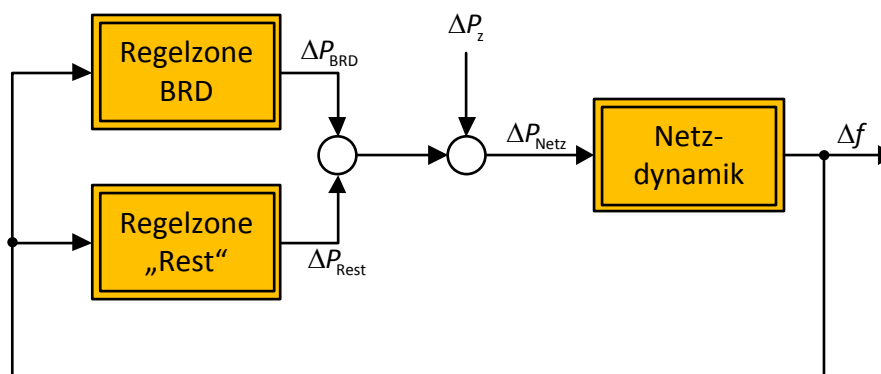


Abbildung 13-17 Summarisches Wirkleistungs-Frequenz-Modell

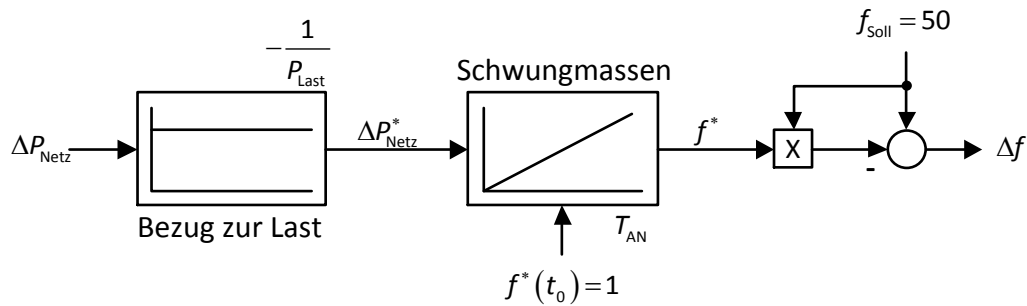


Abbildung 13-18 Modell der Netzdynamik

Das Modell ist hierarchisch aufgebaut: In der obersten Hierarchieebene (Abbildung 13-17) ist das Zusammenwirken zwischen den modellierten Regelzonen und der Netzdynamik dargestellt. Die Ausgänge der Regelzonen und die jeweiligen Wirkleistungsungleichgewichte, werden mit einer zusätzlichen Störgröße ΔP_z summiert und ergeben das gesamte Wirkleistungsungleichgewicht des betrachteten Netzes ΔP_{Netz} . Diese Größe wird als Eingang dem Modell der Netzdynamik zugeführt, und mit einer konstanten Last normiert (Abbildung 13-18). Ist ΔP_{Netz} ungleich Null, so fällt (oder steigt) die (normierte) Netzfrequenz mit der Steigung

$$\frac{df^*}{dt} = \frac{1}{T_{AN}} \Delta P_{\text{Netz}}^*$$

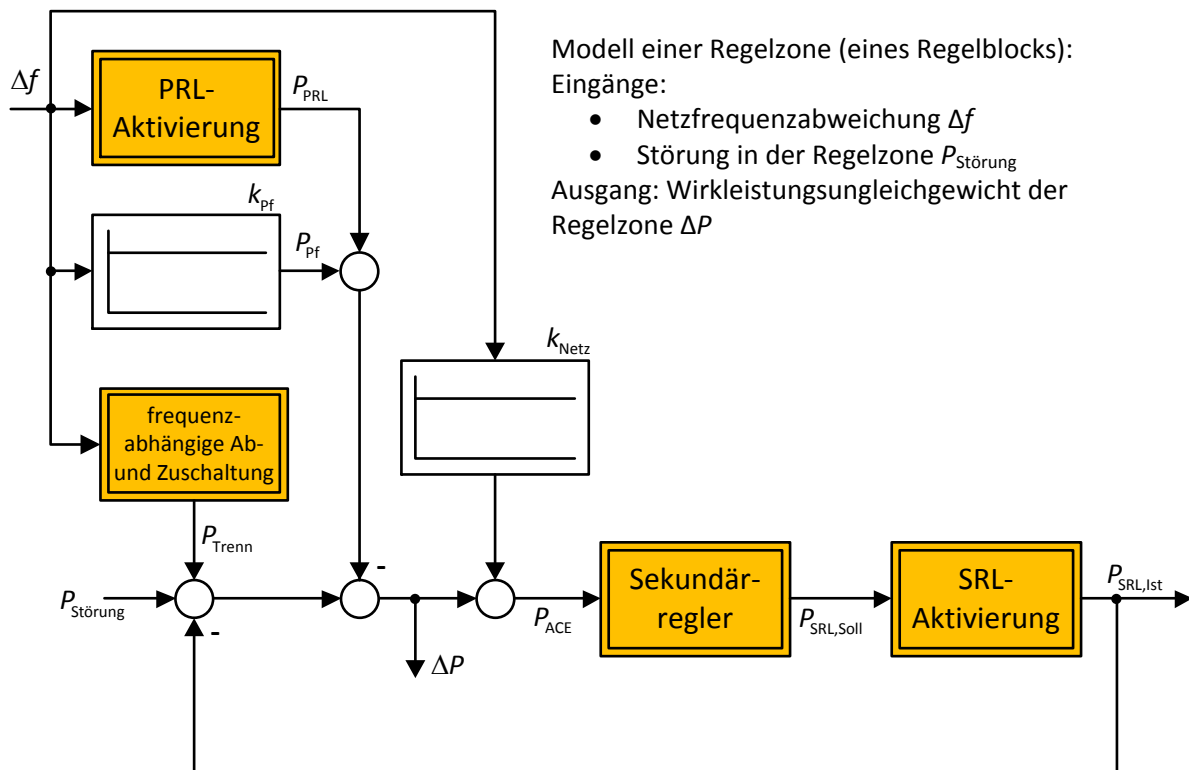


Abbildung 13-19 Modell einer Regelzone

Der Netzselbstregeleffekt k_{pf} wird dabei nicht summarisch im Modell der Netzdynamik abgebildet, sondern jeweils den Regelzonen zugeschlagen (Abbildung 13-19). Das Modell der Regelzone beinhaltet dabei die Sekundärregelung sowie die Primärregelung. Die aktivierte PRL wird mit der durch den Selbstregeleffekt aktivierten Leistung addiert und von der Summe der regelzoneninternen Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts $P_{\text{Störung}}$ und P_{Trenn} abgezogen. Dabei steht $P_{\text{Störung}}$ für frequenzunabhängige Störungen des Wirkleistungsgleichgewichts (z. B. Kraftwerksausfall), P_{Trenn} für die Leistung, die aufgrund frequenzabhängiger DEA-Abschaltung fehlt. Das gemäß dem Netzkennlinienverfahren bereinigte Wirkleistungsungleichgewicht ergibt den ACE, der als Eingang einem proportional-integral wirkenden Sekundärregler zugeführt wird. Der Ausgang des Sekundärreglers wird an die SRL-Anbieter weitergeleitet und es kommt zur (bedingt durch die Kraftwerksdynamik verzögerten) SRL-Aktivierung $P_{\text{SRL,Ist}}$, so dass der ACE stationär zu Null geregelt wird.

Im Modell wird Deutschland vereinfacht als eine Regelzone betrachtet (diese Vereinfachung spiegelt seit der vollständigen Umsetzung des Netzregelverbunds die Realität ausreichend wieder). Das restliche kontinentaleuropäische Verbundnetz wird als eine „Rest“-Regelzone modelliert. Die Parameter für die PRL- und SRL-Aktivierung orientieren sich am Operation Handbook [18] sowie an den von den deutschen ÜNB bekannten Werten.

In den folgenden Untersuchungen wird das Gesamtsystem durch Sprünge auf ΔP_z angeregt, für beide modellierten Regelzonen gilt $P_{\text{Störung}} = 0$, damit wird stark vereinfacht eine Netztrennung simuliert, bei der die Sekundärregler nicht auf die somit entstehende Störung des Wirkleistungsgleichge-

wichts reagieren (Aktivierung von Prozeduren gemäß Operation Handbook Policy 5 [18] wird nicht berücksichtigt). Dabei wird angenommen, dass die Netztrennung außerhalb Deutschlands verläuft und dass die insgesamt verfügbare PRL-Reserve nach wie vor 3 GW beträgt (beide Annahmen sind optimistisch).

Detailliertes Modell des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes

Das summarische Modell des Wirkleistungs-Frequenzverhaltens vernachlässigt die Netztopologie und ist daher für die Untersuchung von Problemen im Zusammenhang mit der statischen und dynamischen Stabilität ungeeignet. Zu diesem Zweck wird ein detailliertes Modell des Verbundnetzes benötigt.

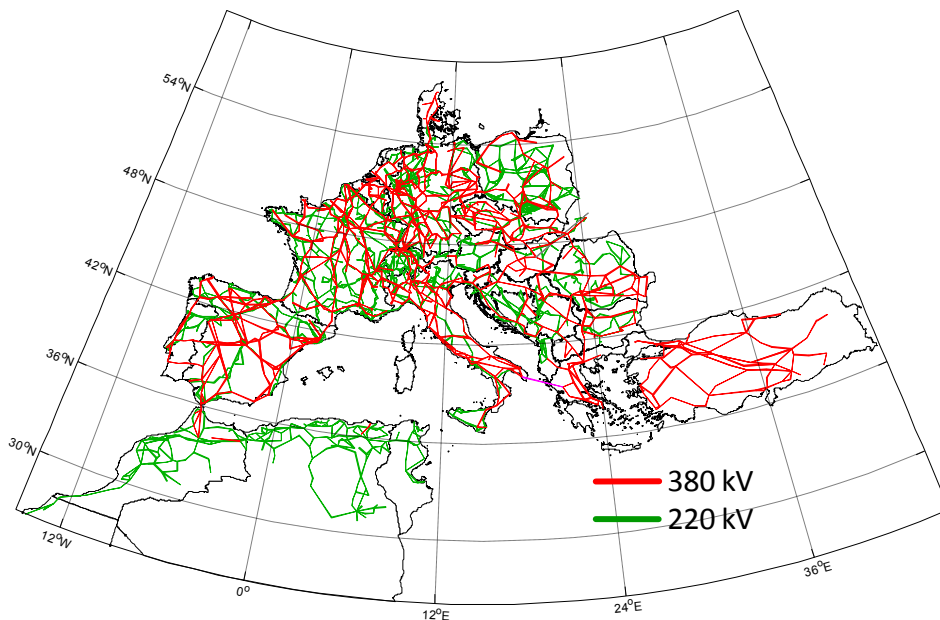


Abbildung 13-20 Detailliertes Modell des synchronen Verbundnetzes

Das IFK verfügt über ein validiertes dynamisches Modell des gesamten europäischen Verbundnetzes einschließlich von Nordafrika und Türkei (Abbildung 13-20). Das Netzdynamikmodell besteht derzeit aus mehr als 1000 Kraftwerksblöcken, mehr als 3000 dynamischen Verbraucherzentren, ca. 7000 Übertragungsleitungen, 900 Transformatoren sowie ca. 1000 summarischen Windparks.

Im Rahmen dieser Studie wird das Modell dazu verwendet, die Auswirkungen einer großflächigen Abschaltung von Wirkleistung auf Lastflüsse und Netzpendelungen abzuschätzen.

13.4.2.3 Gewährleistung der Stabilität der Netzfrequenz

Zur Gewährleistung der Stabilität der Netzfrequenz sollte die von der Abschaltung bei 50,2 Hz betroffene installierte Leistung möglichst klein sein. Zur Bestimmung der entsprechenden installierten

Leistung wurden im Rahmen der Studie umfangreiche Simulationsuntersuchungen durchgeführt. Dabei wurden die anregenden Lastausfälle und Netzselbststreckeffekte variiert, um eine Aussage über die Robustheit des Systems zu erhalten.

Die Simulationen wurden mit dem in Abschnitt 13.4.2.2 erläuterten Modell durchgeführt, darüber hinaus wurden folgende Annahmen für die Ab- und Zuschaltung von DEA getroffen:

- Die Einspeisung beträgt 70 %, nur die in Deutschland vom 50,2-Hz-Schwellwert betroffene Leistung wird betrachtet (12,5 GWP an installierter Leistung)
- Die Abschaltung erfolgt bei allen nichtnachgerüsteten Anlagen (70 % von P1 GWP) unverzögert bei 50,2 Hz.
- Nachdem 50,2 Hz 30 s lang unterschritten werden, schalten sich die Anlagen verstreut über 100 s jeweils mit einem Gradienten von 100 %/min zu.
- Die Abschaltenschwellwerte für die nachgerüsteten Anlagen (70 % von $(12,5 - P_1)$ GW_p) werden auf den Bereich 50,3 Hz – 51,5 Hz in 100 mHz Schritten verteilt.

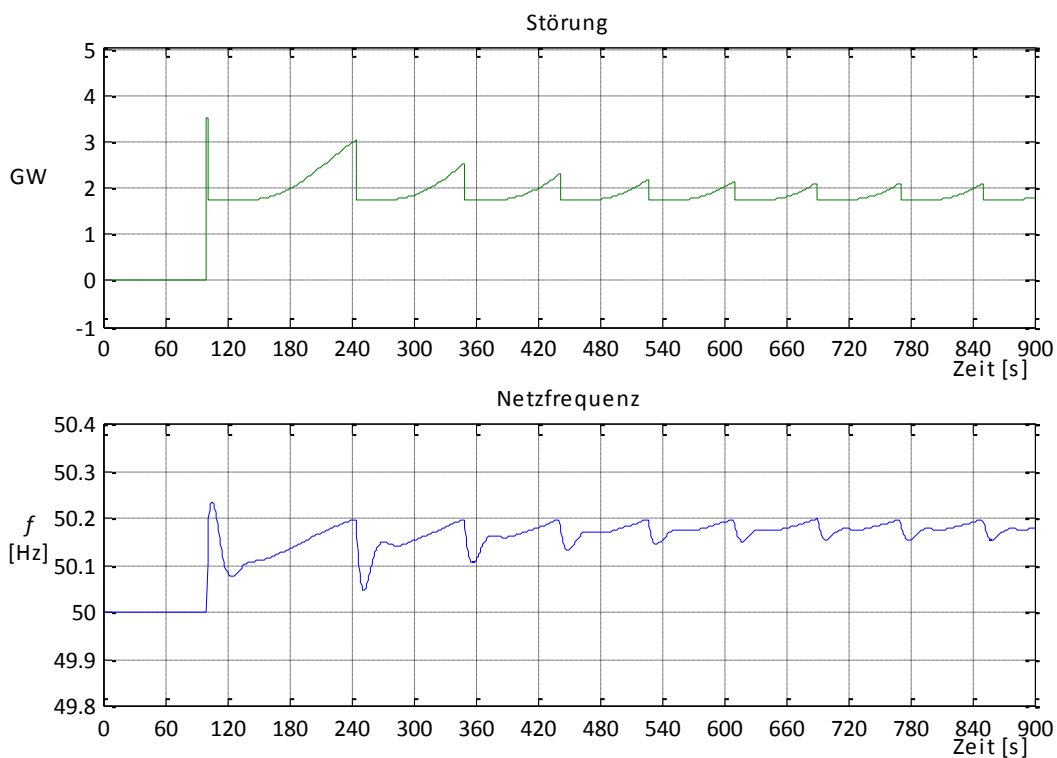


Abbildung 13-21 Nicht nachgerüstet - 2,5 GW_p, Ausfall 3,5 GW, Netzselbststreckeffekt 4,5 GW/Hz

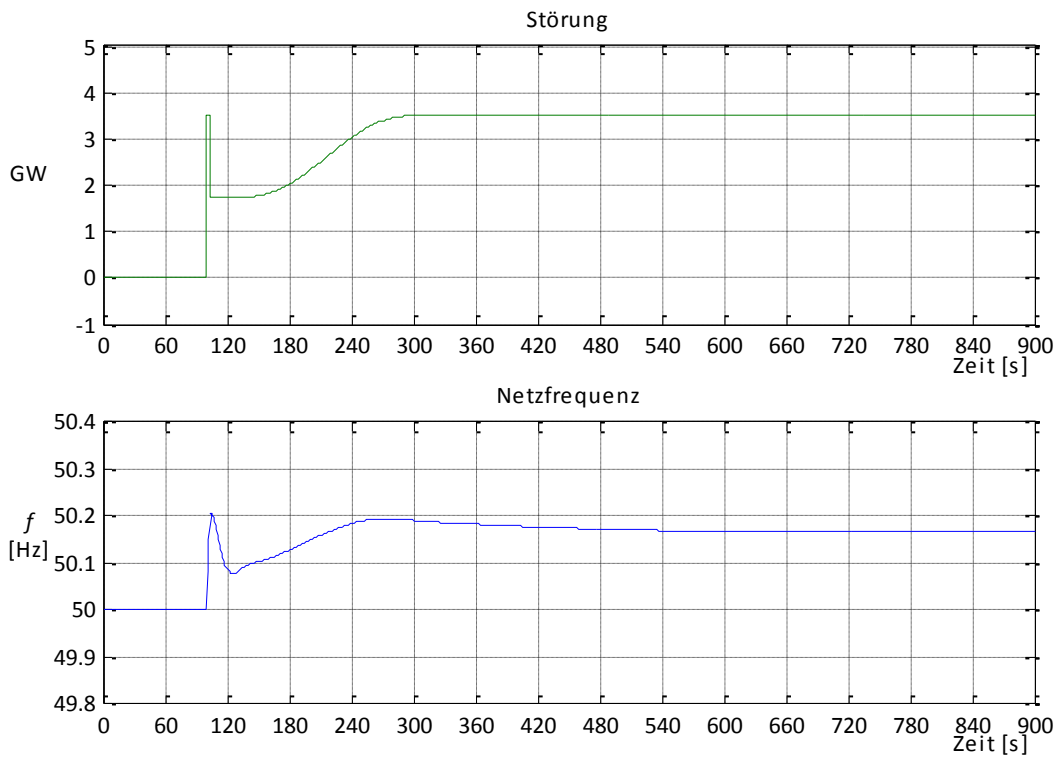


Abbildung 13-22 Nicht nachgerüstet - 2,5 GW_p, Ausfall 3,5 GW, Netzselbstregelleffekt 6 GW/Hz

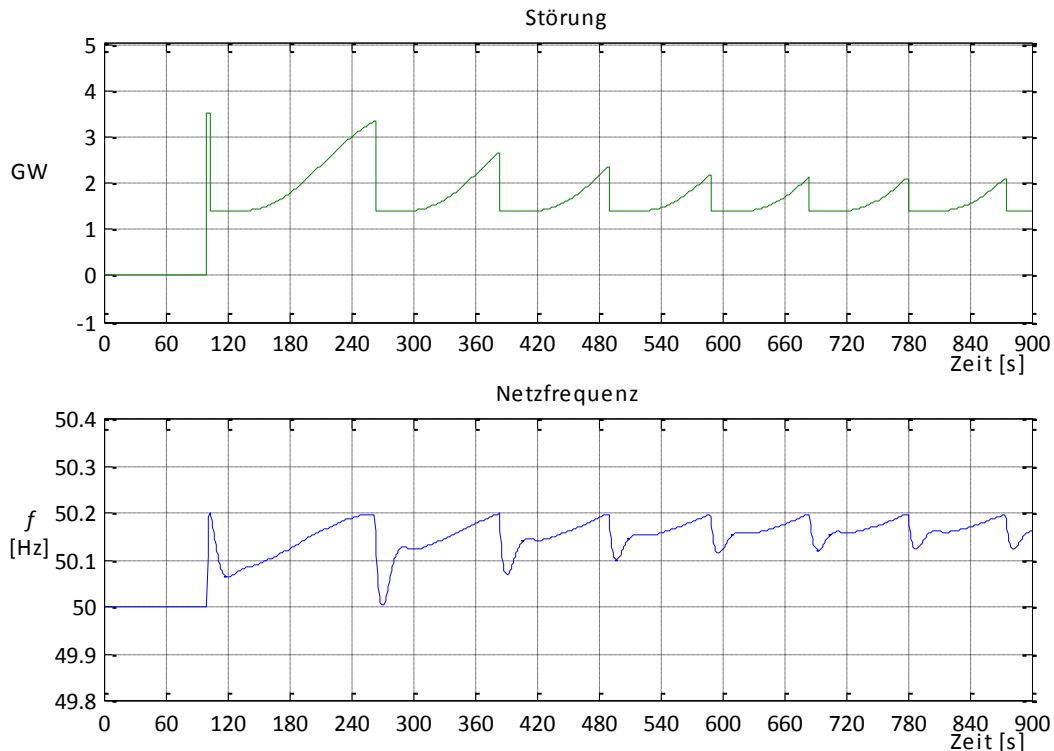


Abbildung 13-23 Nicht nachgerüstet – 3 GW_p, Ausfall 3,5 GW, Netzselbstregeleffekt 6 GW/Hz

In Abbildung 13-21 und Abbildung 13-22 werden beispielhafte Simulationsergebnisse für die nicht nachgerüstete installierte Leistung in Höhe von 2,5 GW_p gezeigt. Die Anregung ist in beiden Fällen ein Leistungsüberschuss in Höhe von 3,5 GW.

Die frequenzabhängige Zu- und Abschaltung von Erzeugung führt für bei einem Netzselbstregeleffekt von 4,5 GW/Hz zu einer anhaltenden Schwingung in der Netzfrequenz. Bei einem Netzselbstregeleffekt in Höhe von 6 GW/Hz stellt sich dagegen ein stabiles Verhalten ein.

Erhöht man die nicht nachgerüstete installierte Leistung um 500 MW_p, so ist auch beim Netzselbstregeleffekt von 6 GW/Hz eine Schwingung festzustellen (Abbildung 13-23). Auf der anderen Seite ist eine Reduktion der betroffenen Leistung auf 1 GW_p notwendig, um auch bei niedrigerem Netzselbstregeleffekt von 4,5 GW/Hz die Schwingung zu dämpfen.

Wie in Abschnitt 13.4.2.1 erläutert, können aufgrund der Vielzahl von zu berücksichtigenden Parametern und den damit zusammenhängenden Unsicherheiten die Simulationsuntersuchungen nicht dazu verwendet werden, einen exakten Stabilitätsrand für die Höhe der nicht nachzurüstenden Leistung zu berechnen, sie geben dennoch eine qualitative Aussage über die Robustheit des Systems.

Zur Quantifizierung des Nachrüstungsbedarfs sind über die Simulationsuntersuchungen hinaus folgende Überlegungen von Bedeutung:

- Die frequenzabhängige Ab- und Zuschaltung von DEA wird dann ausgelöst, wenn hohe Wirkleistungsungleichgewichte auftreten. Damit hat das Netz bereits einen für die Sicherheit kritischen Zustand erreicht, in dem die im Normalbetrieb gegebene Robustheit gegenüber Störungen nicht mehr gewährleistet ist.

- Bei Großstörungen stellt die dezentrale Erzeugung sowie die frequenzabhängige Ab- und Zuschaltung eine zusätzliche den Netzbetrieb erschwerende Unsicherheit dar (vgl. Abschnitt 13.3.2).
- Die Unsicherheiten im Hinblick auf die zukünftigen Eigenschaften des Verbundnetzes im Bezug auf die Netzstabilität sowie auf die im Normalbetrieb zu erwartenden Wirkleistungsungleichgewichte sind hoch. Im Folgenden werden mögliche Entwicklungen basierend auf der Extrapolation heutiger technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen aufgezählt:
 - Die Zunahme der Einspeisung aus den vom Netz entkoppelten Windkraft- und PV-Anlagen wird zu deutlich kleineren Netzanlaufzeitkonstanten und Netzselbstregeleffekten führen, was steilere Frequenzgradienten und höhere Netzfrequenzabweichungen zur Folge haben wird.
 - Die Zunahme der Einspeisung aus erneuerbaren Energien kann, sobald die Prognosequalität ihr Maximum erreicht hat, zu höheren Erzeugungsfuktuationen und damit zu höheren Netzfrequenzabweichungen führen.
 - Die Zunahme des Stromhandels auf Basis von Stundenfahrplänen kann ebenfalls zu höheren Frequenzabweichungen führen.
- Während die maximale Abschaltung bei 50,2 Hz ca. 8,8 GW (70 % von 12,5 GW) beträgt, sind der Referenzstörfall und damit die gesamte Höhe der PRL auf ± 3 GW dimensioniert. Die Höhe der in Deutschland vorgehaltenen SRL beträgt ca. $\pm 2,2$ GW.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, die nichtnachzurüstende installierte Leistung mit $2,5 \text{ GW}_p$ zu bemessen:

- In den Simulationen tritt eine Beeinträchtigung der Stabilität nur bei vergleichsweise niedrigem Netzselbstregeleffekt auf.
- Der mögliche Erzeugungsausfall ist deutlich kleiner als der Referenzstörfall und lässt sich mit der in Deutschland verfügbaren SRL ersetzen.

13.4.2.4 Auswirkungen auf Lastflüsse und Anregung von Netzpendelungen

Im vorliegenden Abschnitt wird auf Basis des detaillierten Modells des synchronen Verbundnetzes die Auswirkung eines flächendeckenden Erzeugungsausfalls auf die Lastflüsse sowie die Anregung von Netzpendelungen abgeschätzt.

Abbildung 13-24 zeigt beispielhafte Simulationsergebnisse für Lastflüsse und Spannungswinkeldifferenzen in Deutschland sowie die Netzfrequenzen im europäischen Verbundnetz: Dabei ist deutlich zu erkennen, dass für den untersuchten Fall die Spannungswinkeldifferenz (gekennzeichnet durch den Farbenunterschied der Flächen) zwischen Nord- und Süddeutschland zunimmt, jedoch maximal 40° erreicht, die damit einhergehende Zunahme der Lastflüsse ist im Vergleich zur Situation vor dem Ausfall vernachlässigbar.

Die Darstellung der Netzfrequenzen zeigt, dass keine schwach gedämpften Netzpendelungen angeregt werden. Dies hängt zum einen mit dem betrachteten Netzzustand, zum anderen aber auch damit zusammen, dass schwach gedämpfte Netzpendelungen vor allem dann entstehen können, wenn die Anregung sich am (elektrischen) Rand des Verbundnetzes ereignet (d. h. vor allem in Spanien, Italien oder in der Türkei).

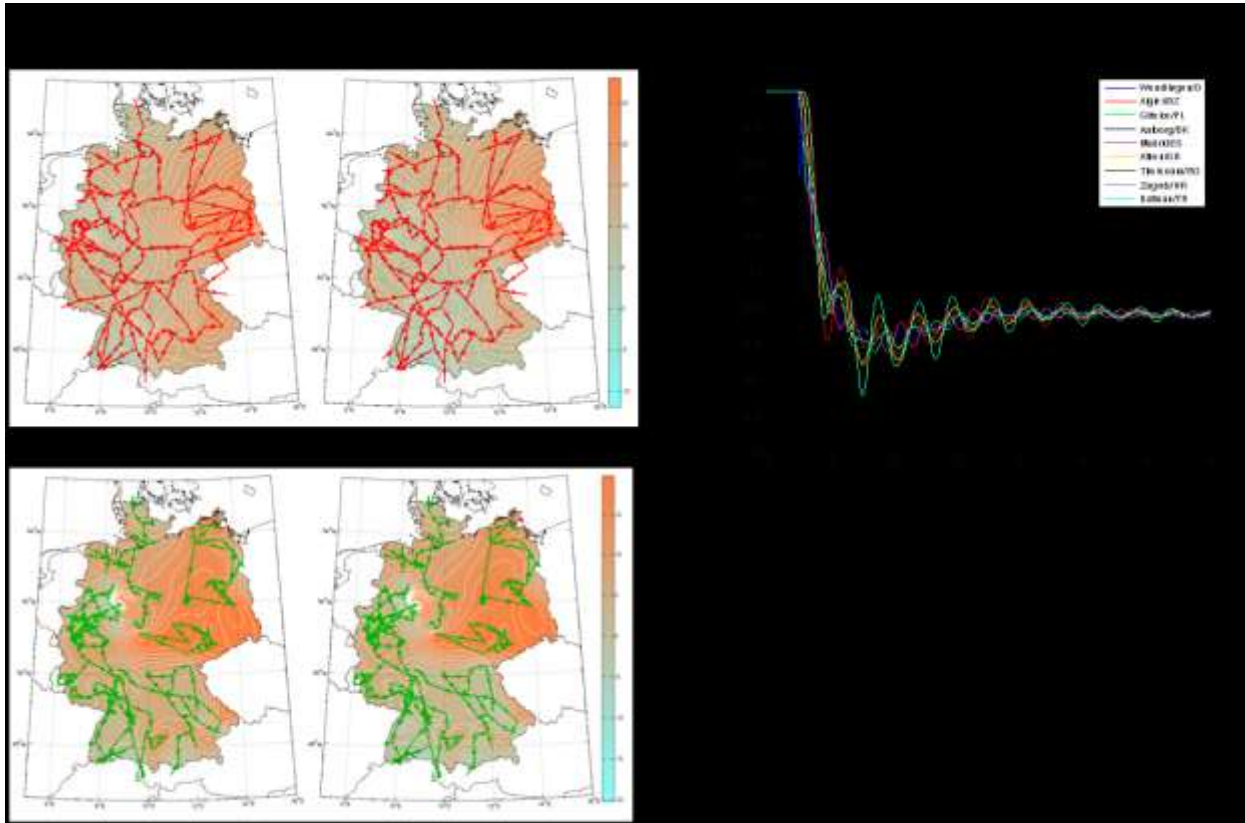


Abbildung 13-24 Simulationsergebnisse mit dem detaillierten Netzmodell

13.4.3 Vergleich der Lösungsvorschläge zur Nachrüstung

In Abschnitt 13.4.2 wurde mit 2,5 GW_p die installierte Leistung quantifiziert, die sich nach wie vor bei 50,2 Hz vom Netz trennen darf. Im vorliegenden Abschnitt werden die Lösungsvorschläge für die nachzurüstende Leistung evaluiert. Diese weisen aus regelungstechnischer Sicht unterschiedliche Maße an Robustheit im Hinblick auf die Gewährleistung der Netzstabilität auf.

Tabelle 13-1 Prioritäten der Lösungsvorschläge bei der Nachrüstung

Priorität / Vorschlag-Nr.	Vorschlag	Kurzbeschreibung
1	Anwendungsregel VDE-AR-N 4105	Frequenzstützung nach Kennlinie mit Statik 40 %, Zuschaltung, falls $47,5\text{Hz} < f \leq 50,05\text{Hz}$ für 60 s
2	Mittelspannungsrichtlinie	Frequenzstützung nach Kennlinie mit Statik 40 %, Zuschaltung, falls $47,5\text{Hz} < f \leq 50,05\text{Hz}$

3	Stochastische Verteilung der Abschaltenschwellwerte und Hysterese bei Zuschaltung	Verteilung der Schwellwerte für die Abschaltung im Bereich 50,2 Hz – 51,5 Hz in 100 mHz Schritten, Hysterese bei Zuschaltung (50 mHz tiefer als Abschaltenschwert)
4	Stochastische Verteilung der Abschaltenschwellwerte bei	Verteilung der Schwellwerte für die Abschaltung im Bereich 50,2 Hz – 51,5 Hz in 100 mHz Schritten

Die Lösungen, die eine regelungstechnische Frequenzstützung implementieren (VDE-AR-N 4105 und Mittelspannungsrichtlinie), sind heuristischen Lösungen grundsätzlich vorzuziehen, da sie die Robustheit des Systems gegenüber Störungen erhöhen.

Der Einfluss der gewählten Heuristik (Vorschlag 3 oder Vorschlag 4) auf die Stabilität der Netzfrequenz ist dabei geringer als der Einfluss der nicht nachgerüsteten Leistung, da hier jeweils 12,5 GW auf insgesamt 13 Abschaltenschwellwerte verteilt werden (wobei maximal jeweils 70 % eingespeist wird). Der aus regelungstechnischer Sicht grundsätzliche Vorteil einer Hysterese bei Vorschlag 3 hat also ggf. keine praktische Relevanz, weil aufgrund kleinerer Leistungen bei den jeweiligen Frequenzschwellwerten keine Schwingung in der Netzfrequenz entsteht.

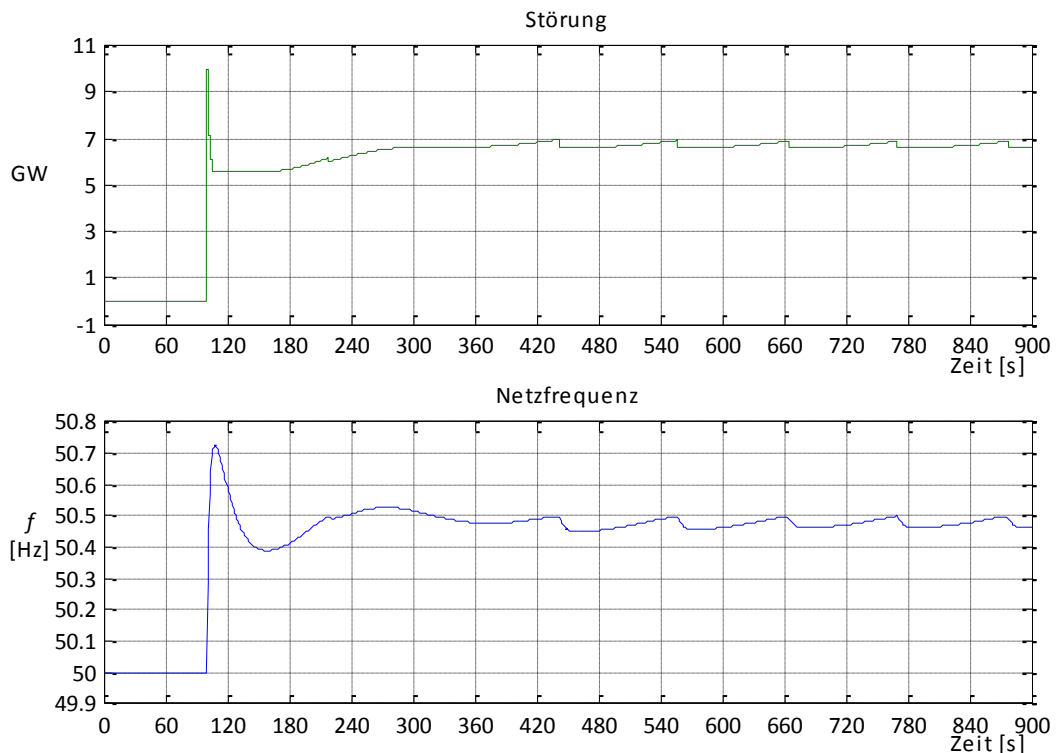


Abbildung 13-25 Nicht nachgerüstet – 2,5 GW_p, nachgerüstet mit Vorschlag 4 – 10 GW_p, Ausfall 10 GW, Netzselbstregelleffekt 6 GW/Hz

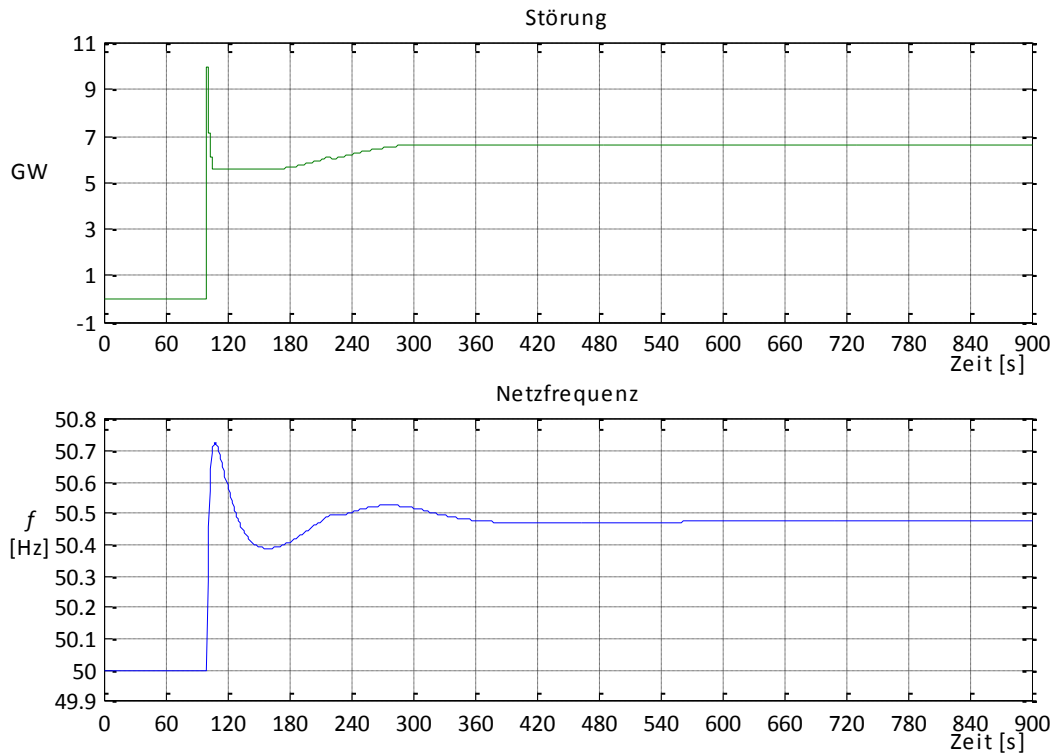


Abbildung 13-26 Nicht nachgerüstet – 2,5 GW_p, nachgerüstet mit Vorschlag 3 – 10 GW_p, Ausfall 10 GW, Netzselbstregelleffekt 6 GW/Hz

In Abbildung 13-25 ist eine Simulation für einen Lastausfall in Höhe von 10 GW und einer gemäß Vorschlag 4 nachgerüsteten Leistung in Höhe von 10 GW_p dargestellt (2,5 GW_p schalten sich nach wie vor bei 50,2 Hz ab). Als Ergebnis ist hier - vergleichbar wie in Abbildung 13-23 - eine Schwingung in der Netzfrequenz zu beobachten. Allerdings ist hier die Schwingung deutlich langsamer und weist eine geringere Amplitude auf (ca. 40 mHz).

Das Problem lässt sich durch zwei Ansätze vollständig beheben: Der erste Ansatz liegt in einer feineren Streuung der Abschaltwerte (z. B. in 50-mHz-Schritten anstelle von 100-mHz-Schritten). Der zweite Ansatz besteht in der bereits angesprochenen Einführung einer Hysterese gemäß Vorschlag 3, so dass die Zuschaltung bei einem um 50 mHz tieferen Wert als dem Abschaltwellwert erfolgt (vgl. Abbildung 13-26).

Bei der Interpretation der Simulation muss beachtet werden, dass hier für die Nachrüstung ausschließlich Vorschlag 3 und Vorschlag 4 betrachtet wurden, in der Realität jedoch werden teilweise Anlagen auch mit Vorschlag 1 und Vorschlag 2 nachgerüstet werden können, so dass die stochastisch verteilte Leistung reduziert und das Problem entschärft wird.

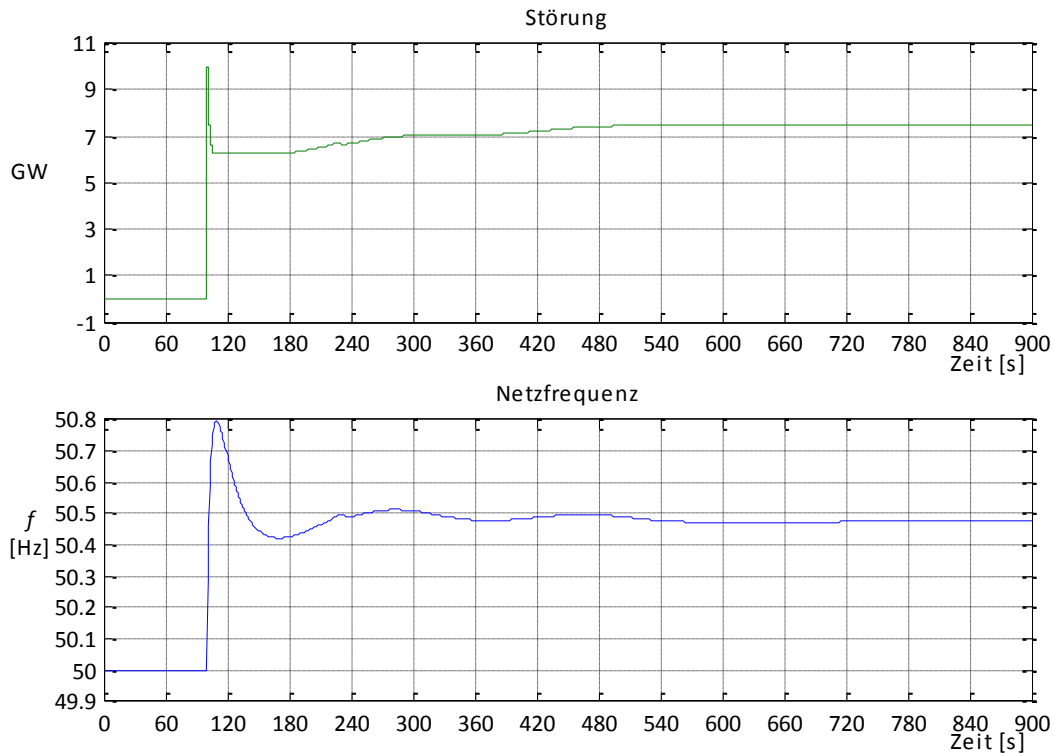


Abbildung 13-27 Nicht nachgerüstet – 2,5 GW_p, nachgerüstet mit Vorschlag 4 – 10 GW_p, Ausfall 10 GW, Netzselbstregeleffekt 6 GW/Hz

Reduziert man die stochastisch verteilte Leistung um 2,5 GW_p auf 11 GW_p, nimmt die Frequenz einen stabilen Zustand an (Abbildung 13-27).

13.4.4 Fazit

Im vorliegenden Kapitel wurden regelungstechnische Vorschläge zur Minimierung negativer Auswirkungen frequenzabhängiger Zu- und Abschaltung von DEA auf die Netzstabilität evaluiert.

Aus technischer Sicht ist die Nachrüstung des gesamten von der Abschaltung bei 50,2 Hz betroffenen Anlagebestands die ideale Lösung. Zur Vermeidung hoher Kosten ist es jedoch sinnvoll, die Höhe der installierten Leistung zu quantifizieren, die keine Gefährdung für die Netzstabilität darstellt. Zu diesem Zweck wurden umfangreiche Simulationsuntersuchungen an einem summarischen Modell des Wirkleistungs-Frequenz-Verhaltens sowie an einem detaillierten Netzmodell durchgeführt. Die Simulationsuntersuchungen sind aufgrund einer Vielzahl von zu treffenden Annahmen und den damit verbundenen Unsicherheiten nicht dazu geeignet, einen exakten Stabilitätsrand zu berechnen, sondern sollen in erster Linie als Anhaltspunkt für die Robustheit des Systems gegenüber Störungen dienen.

Auf Basis der durchgeführten Untersuchungen empfehlen wir, dass maximal 2,5 GW_p der betroffenen installierten Leistung nicht nachgerüstet werden, da die Simulationsuntersuchungen hier ein ausreichendes Maß an Robustheit des Netzes gegenüber Störungen zeigen.

Bei der Nachrüstung der restlichen Leistung soll, sofern wirtschaftlich vertretbar, eine frequenzstützende Lösung (gemäß der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 oder der Mittelspanungsrichtlinie) umgesetzt werden, bei der stochastischen Verteilung ist, sofern wirtschaftlich vertretbar, eine Lösung mit Hysterese vorzuziehen.

13.5 Gewährleistung der stochastischen Gleichverteilung der festen oberen Abschaltfrequenz

In den folgenden Abbildungen ist die geographische Verteilung der für den Nachrüstungsbedarf abgeleiteten installierten Leistung der jeweiligen Anlagentypen wiedergegeben. Die Leistungsangaben leiten sich aus den Ausführungen im Abschnitt 7.1 ab. Nach den hier wiedergegebenen Karten liegt die maximal aggregierte Leistung je fünfstelliger PLZ-Region überwiegend in der Größenordnung von 50 bis 150 MW_{eI}. In Einzelfällen beläuft sich der Wert für KWK Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW_{eI} auf bis zu 320 MW_{eI}. Diese Anlagen entsprechen aber einer sehr geringen Anzahl. Sofern die PLZ als Basis für die Zuordnung der festen oberen Abschaltfrequenz dienen, gilt in Abstimmung mit den ÜNB die in den Karten abgebildete Granularität bezogen auf das Übertragungsnetz als ausreichend.

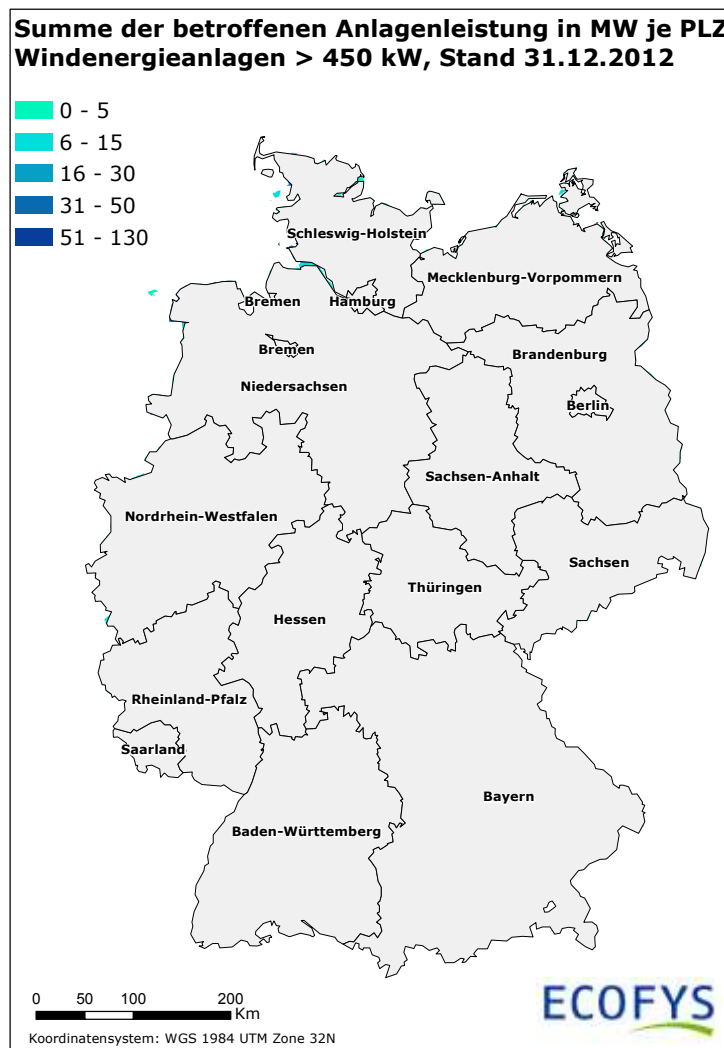


Abbildung 13-28 Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der Windenergie, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard

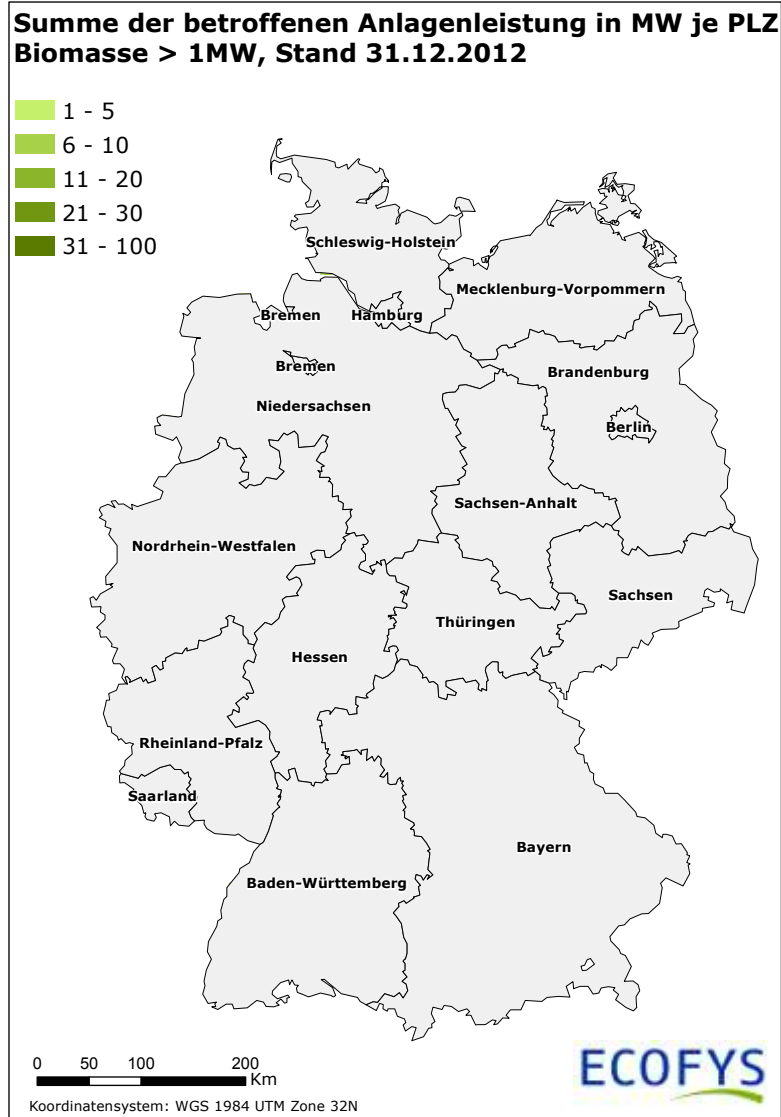


Abbildung 13-29 Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der festen Biomasse, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard

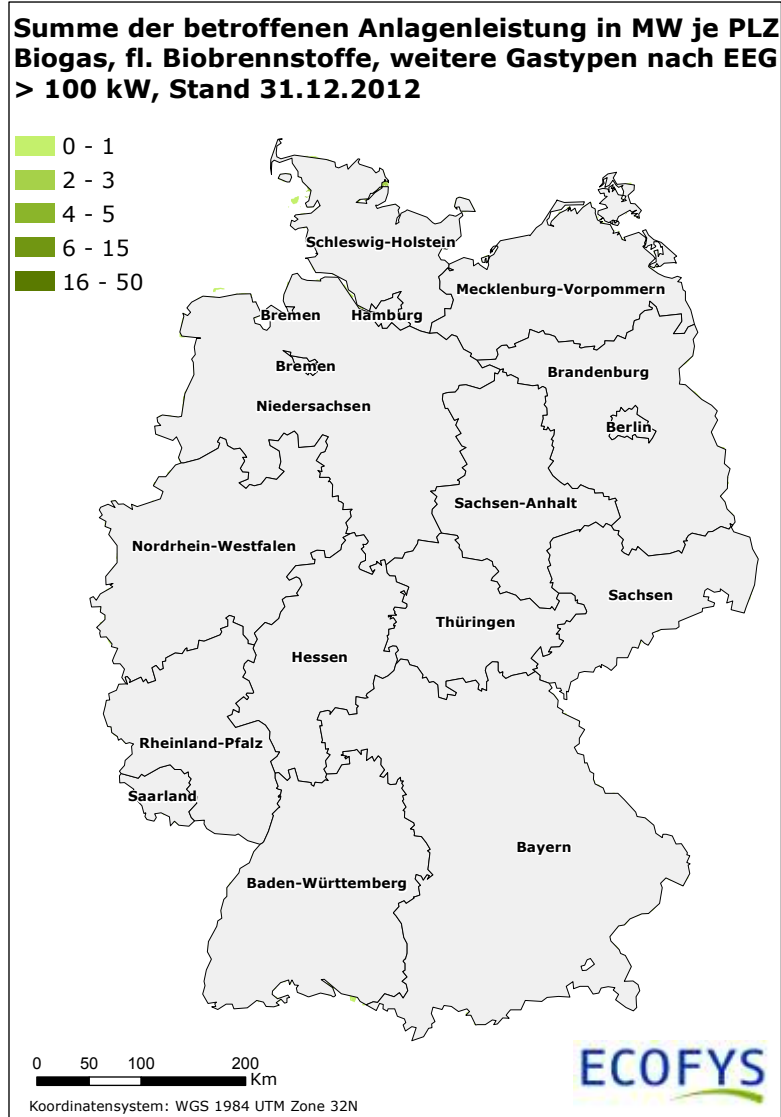


Abbildung 13-30 Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der Anlagen mit EEG-Gas und flüssiger Biomasse, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard

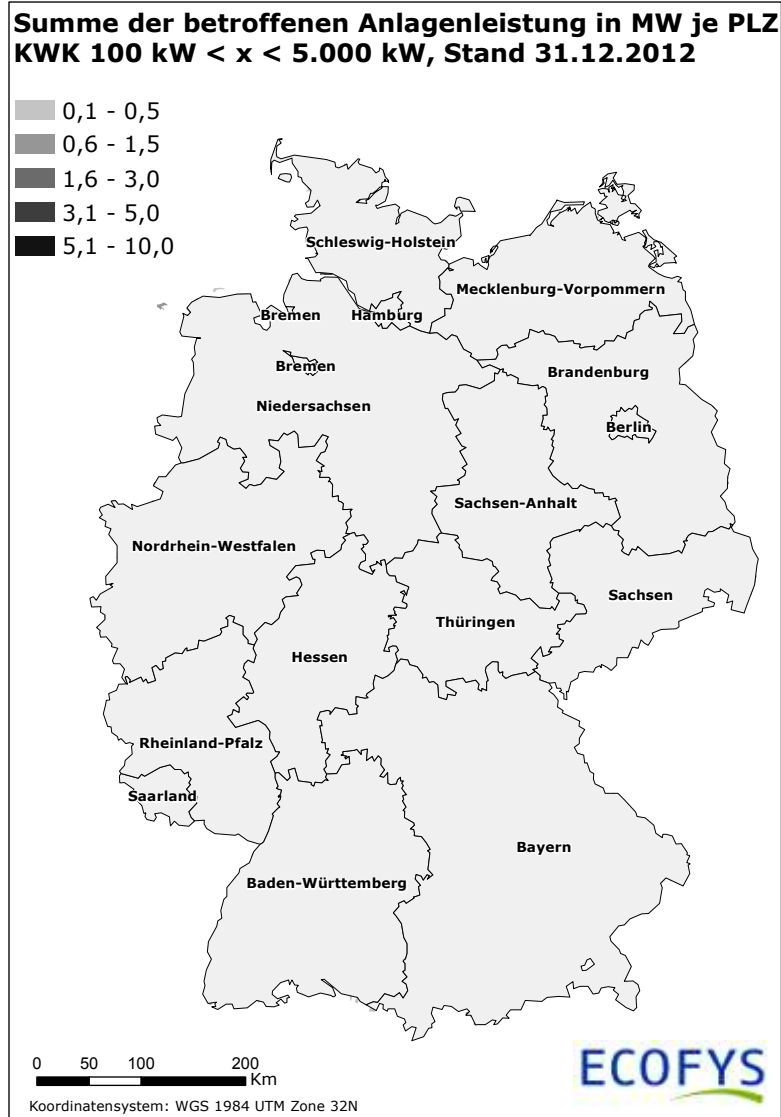


Abbildung 13-31 Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der KWK-Anlagen mit weniger als 5 MW_{el}, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard

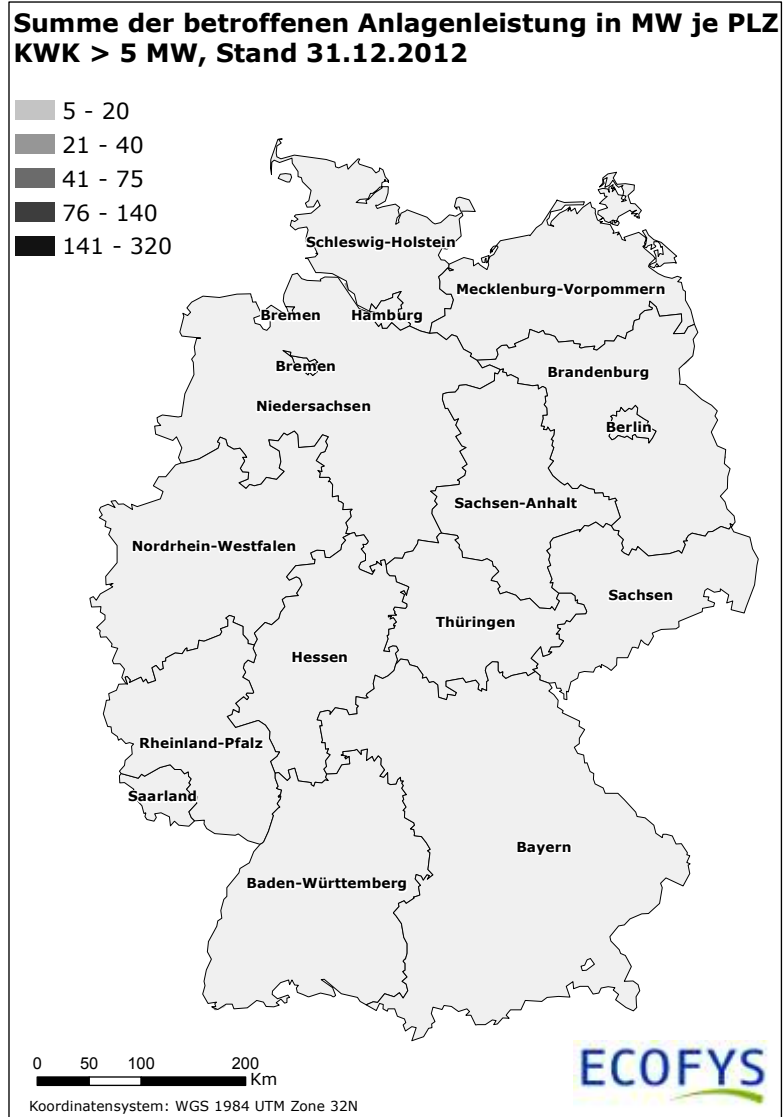


Abbildung 13-32 Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der KWK-Anlagen mit mehr als 5 MW_{el}, Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen Wind-Guard

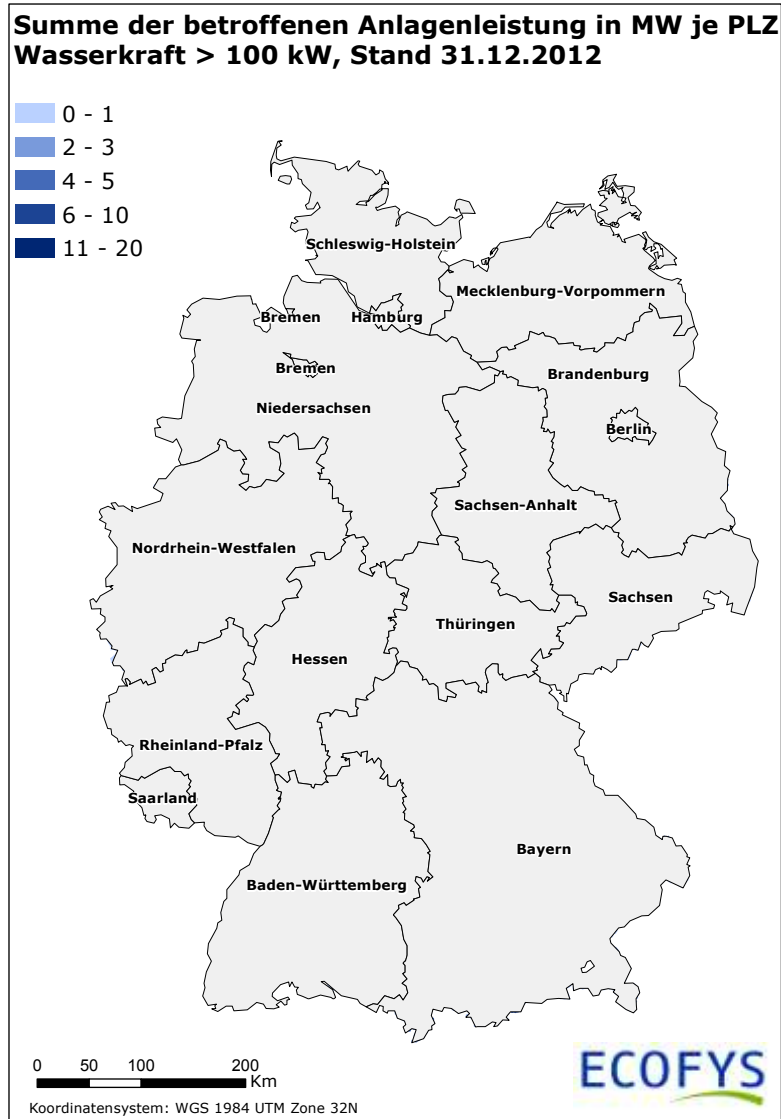


Abbildung 13-33 Abschätzung der Verteilung der betroffenen installierten Leistung der kleinen Wasserkraft,
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [8, 6, 7] + Angaben der Deutschen WindGuard

13.6 Regelungsmöglichkeiten verschiedener Windenergietechnologien

13.6.1 Direktnetzgekoppelte drehzahlstarre Windenergieanlagen

Der Großteil der zu Beginn der Entwicklung der Windenergienutzung (80er und Anfang der 90er-Jahre) errichteten Windenergieanlagen war nach einem einfachen, drehzahlstarrten Konzept ausgelegt. Merkmal dieses Konzeptes ist die direkte Netzkopplung, das heißt der Rotor der WEA ist über ein Getriebe mit einem Asynchrongenerator direkt mit dem Netz verbunden. Die Drehzahl ist daher fest, sie wird durch die vom elektrischen Netz vorgegebene Frequenz von 50 Hz vorgegeben.

Wiederum ein Großteil dieser Anlagen sind sogenannte Stallanlagen, die in der Leistungsabgabe nicht regelbar sind. Bei diesen Anlagen wird die Leistung des Rotors nicht durch eine aktive Regelung des Anstellwinkels der Rotorblätter (Pitch) begrenzt sondern durch die Nutzung des Strömungsabrisses (Stall-Effekt) bei ansteigender Windgeschwindigkeit. Wird die Windgeschwindigkeit zu hoch, reißt die Strömung ab (Verwirbelungen am Rotorblatt), und die Anlage wird aerodynamisch gebremst. Auf diese Weise wird die Leistung so lange konstant gehalten, bis bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten die Anlage in den Stillstand versetzt wird. Durch das Fehlen einer aerodynamischen Regelung und der festen Drehzahl ist keine Anpassung der Leistungserzeugung an die Windverhältnisse möglich.

Wichtig im Hinblick auf die Thematik dieser Untersuchung ist die Tatsache, dass eine Änderung der Netzfrequenz bei den direkt netzgekoppelten Anlagen eine direkte Änderung der Generator- und Rotordrehzahl der WEA zur Folge hat, im Falle einer Absenkung der Netzfrequenz auf 47,5 Hz würde dies eine Drehzahlabenkung um 5 % bedeuten. In diesem Fall verringert sich bei diesem Anlagentyp die Kühlleistung des Generators bei gleichzeitigem Anstieg des Stroms in der Ständerwicklung. Für den Fall, dass die Windenergieanlage aufgrund der Windbedingungen im Bereich der Nennleistung arbeitet, kann dieser Effekt zu einer Überhitzung des Generators führen und wird in der Regel eine Abschaltung der Anlage aus Selbstschutz zur Folge haben. Gleichzeitig führt jedoch die Verringerung der Rotordrehzahl zu einer Änderung der aerodynamischen Verhältnisse am Rotor, die eine Absenkung der erzeugten Leistung bewirkt. Dieser gegenläufige Effekt könnte eine Abschaltung verhindern und die Anlage auch bei verringerter Netzfrequenz am Netz halten. Befindet sich die Anlage im Teillastbereich bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten, so ist dieser Effekt vermutlich zu vernachlässigen.

Eine Abwandlung dieses Konzeptes sind Anlagen mit einer sogenannten Pitch- oder Active-Stallregelung. Der grundlegende elektromechanische Aufbau dieses Anlagentyps ist mit dem klassischen Stallkonzept vergleichbar, allerdings ist die Leistungsabgabe durch das Verstellen der Rotorblätter regelbar. Wichtig im Zusammenhang mit der Netzfrequenzthematik ist die Tatsache, dass auch diese Anlagen mit ihrer Drehzahl starr an die Frequenz des Netzes gekoppelt sind und die gleiche Problematik wie die reinen Stallanlagen aufweisen. Ein Eingriff in die Regelung der Anlagen zur Verringerung der Leistung bei Überfrequenz ist theoretisch denkbar, wird aber in der Regel mit einem relativ hohen regelungstechnischem Aufwand verbunden sein.

Nicht generell auszuschließen ist, dass es bei einzelnen Anlagentypen einen Konflikt mit der mechanisch-dynamischen Auslegung der Anlagen gibt. Der Betrieb in einem Drehzahlbereich über oder unterhalb der Nenndrehzahl kann bei einer entsprechend engen Auslegung zu einer Resonanz mit dem Turm führen und eine Abschaltung aufgrund erhöhter Schwingungen verursachen. Maßgeblich hierfür ist das Schwingungsverhalten der Maschine in Zusammenhang mit Turmhöhe und-auslegung.

Aufgrund der eingeschränkten Regelbarkeit der Anlagen und der direkten Abhängigkeit der Drehzahl von Frequenzänderungen sind auch die Steuerungsmöglichkeiten und Modifikationsmöglichkeiten der Einstellwerte der Schutzeinrichtungen in Bezug auf diese Anlagen eingeschränkt. In Tabelle 13-2 sind die Möglichkeiten zur Umrüstung für drehzahlstarre, direktgekoppelte Anlagen kurz zusammengefasst.

Tabelle 13-2 Möglichkeiten der Umrüstung für direktgekoppelte WEA.

Unterfrequenz	Überfrequenz
Untere Grenze von 47,5 Hz nicht für alle Anlagentypen möglich, ggf. Absenkung nur auf 48,5 Hz	Keine Wirkleistungsregelung bei Stallanlagen möglich
Bei einer länger andauernden Frequenzabsenkung ist eine Abschaltung durch Selbstschutzsysteme nicht auszuschließen	Parametrierung bei vielen Anlagentypen möglich, u.U. aber nur auf max. 51 Hz

Anlagen mit Stallregelung wurden in Deutschland mit Nennleistungen bis 1.500 kW errichtet, die Gesamtkapazität beträgt ca. 3,4 GW. WEA mit direkter Netzkopplung und Blattverstellung wurden in etwas geringerer Anzahl mit einer Gesamtkapazität von ca. 2,3 GW errichtet.

13.6.2 Drehzahlvariable Windenergieanlagen

Mitte der 90er-Jahre waren zwei neue Anlagenkonzepte verfügbar, die sich mit großer Breite im Markt etabliert haben – das drehzahlvariable Konzept mit Synchrongenerator und Vollumrichter sowie das Konzept des doppeltgespeisten Asynchrongenerators mit Teilumrichter. Die Generatoren dieser Anlagentypen sind nicht mit dem Netz gekoppelt, sie arbeiten nicht mit einer festen Drehzahl, daher ist die Frequenz der generierten Leistung variabel. Aus diesem Grund ist ein Umrichter erforderlich, der den erzeugten Wechselstrom mit variabler Frequenz mittels einer Gleich- und anschließenden Wechselrichtung in Wechselstrom mit der vom Netz geforderten Spannung und Frequenz (50 Hz) umwandelt.

Beide Konzepte ermöglichen eine variable Drehzahl und damit eine bessere Anpassung der Leistungserzeugung an das jeweilige Windangebot. Der Drehzahlstellbereich beträgt je nach Auslegung des Frequenzumrichters bei Teilumrichteranlagen 30 %, bzw. 100 % bei Vollumrichteranlagen. Wirk- und Blindleistung können bei Umrichteranlagen unabhängig voneinander über den Frequenzumrichter eingestellt werden. Kennzeichnend für diese WEA-Typen ist, dass sich die Leistungsabgabe mittels einer aktiven Steuerung der Stellung der Rotorblätter (Pitch-Regelung) regeln lässt. Eine Ausnahme bilden hier nur WEA kleinerer Leistung (<100 kW), bei denen das drehzahlvariable Konzept mit einer Stallregelung kombiniert ist.

Das drehzahlvariable Konzept mit Synchrongenerator bietet im Vergleich mit anderen Konzepten die größten Regelungsmöglichkeiten und die Möglichkeit eines getriebelosen Triebstranges. Da die komplette erzeugte Leistung über einen Umrichter ins Netz eingespeist wird, kann durch den Umrichter im Prinzip eine in weiten Bereichen einstellbare Spannung und Frequenz generiert werden.

Alle modernen Anlagen sind heute drehzahlvariabel und verfügen über eine Leistungsregelung über Blattwinkelverstellung. Die Entkopplung der Drehzahl von der Netzfrequenz und die große Regelbarkeit dieser WEA ermöglicht prinzipiell die Einstellung der erweiterten Frequenzeinstellbereiche. Die Gefahr des Betriebs im Bereich der Eigenfrequenz der WEA im Fall von Unter- oder Überfrequenz, die zu einer Resonanz der Turmschwingungen führen könnte, kann die Anlagenregelung durch eine Anpassung der Anlagendrehzahl verhindern.

Eine Absenkung der Leistung im Fall von Überfrequenzen ist theoretisch bei diesem Anlagentyp machbar, jedoch sind die Steuerungen älterer drehzahlvariabler Anlagen nicht auf die Möglichkeit eingerichtet. Eine Anpassung dieser Steuerungen ist möglich, jedoch mit einem erheblichen Kostenaufwand verbunden.

Tabelle 13-3 Möglichkeiten der Umrüstung für drehzahlvariable WEA

Unterfrequenz	Überfrequenz
Untere Grenze von 47,5 Hz prinzipiell möglich	Obere Grenze von 51,5 Hz prinzipiell möglich
	Wirkleistungsregelung prinzipiell möglich, kann aber je nach Anlagentyp sehr aufwendig werden

13.6.3 Übersicht über die Aufteilung der grundlegenden Anlagenkonzepte

Tabelle 13-4 Übersicht über den Anteil von drehzahlstarr und drehzahlvariablen WEA sowie in der Leistungsabgabe regelbaren und nicht regelbaren Anlagen an der installierten Gesamtleistung. Daten basierend auf der Betreiberdatenbasis (BDB, 2012), Zeitraum 01.01.1990 bis 31.08.2012,

Installierte Leistung in GW	Zeitraum				
	Zeitraum von bis	>=01.01.1990 <01.01.2002	>=01.01.2002 <01.03.2011	>=01.03.2011 <01.01.2013	Gesamt- zeitraum
Drehzahlstarr		4,3	1,4	0	5,7
Drehzahlvariabel		4,4	17,2	2,7	24,2
Leistung nicht regelbar *)		3,0	0,3	0	3,4
Leistung regelbar		5,7	18,2	2,7	26,5
Gesamt		8,7	18,6	2,7	29,9

*) betrifft nur drehzahlstarre WEA

Tabelle 13-5 Übersicht analog zu Tabelle 13-4, mit den Anteilen der installierten Anlagenzahlen,

Installierte Anlagenzahl	Zeitraum				
	Zeitraum von bis	>=01.01.1990 <01.01.2002	>=01.01.2002 <01.03.2011	>=01.03.2011 <01.01.2013	Gesamt- zeitraum
Drehzahlstarr		6.574	1.196	0	7.770
Drehzahlvariabel		4.544	9.671	1.171	15.386
Leistung nicht regelbar *)		5.050	368	0	5.418
Leistung regelbar		6.068	10.499	1.171	17.738
Gesamt		11.118	10'867	1'171	23'156

*) betrifft nur drehzahlstarre WEA

13.7 Technologie-spezifische Besonderheiten von kleinen Wasserkraftanlagen

13.7.1 Generatoren in kleinen Wasserkraftanlagen

Als elektrische Energiewandlungssysteme werden in kleinen Wasserkraftanlagen folgende Generatoren bzw. Generatorsysteme verwendet:

- Asynchrongeneratoren, in der Regel in Anlagen bis 300kW
- Synchrongeneratoren in Anlagen größer 300kW, in sehr alten Anlagen auch durchaus mit kleineren Leistungen für den Inselbetrieb.
- Synchrongeneratoren mit Umrichtern, in modernen Neuanlagen.

Asynchrongeneratoren werden bei kleineren Anlagen aufgrund ihrer kostengünstigen Konstruktion und wegen der Möglichkeit des einfachen Aufschaltens, ohne Synchronisation auf das Netz gewählt. Direktgekoppelte Synchrongeneratoren werden vorzugsweise in größeren Anlagen eingesetzt. Prinzipiell besitzen sie die Eigenschaften klassischer Kraftwerksgeneratoren zur Frequenz-, Spannungs- und Phasenwinkelregulierung sowie bezüglich Kurzschlussleistung und rotierender Masse. Aufgrund der fehlenden, hochpräzisen Drehzahlregelung netzgekoppelter, kleiner Wasserkraftanlagen entfällt ersteres jedoch. Die Netzkopplung ist wesentlich aufwendiger als beim Asynchrongenerator, da Frequenz und Phasenwinkel des Generators mit dem Netz synchronisiert werden müssen. Diese Synchronisation findet bei neueren in der Regel in einem automatisierten Prozess statt, bei älteren Anlagen oftmals noch manuell und kann längere Zeit in Anspruch nehmen bzw. sehr fehlerträchtig sein.

Synchrongenerator wurden in frühen Wasserkraftanlagen verwendet, um ein Inselnetz aufbauen zu können. Die in diesen Netzen zur Frequenzstabilisierung erforderlichen Drehzahlregelungssysteme wurden später im Netzparallelbetrieb nicht mehr verwendet, direkt netzgekoppelte kleine Wasserkraftanlagen werden generell vom Netz geführt.

In modernen kleinen Wasserkraftwerken werden vorzugsweise Synchrongeneratoren mit netzgeführten Vollumrichtersystemen eingesetzt. Diese besitzen den Vorteil der Entkopplung von Turbinendrehzahl und Netzfrequenz und ermöglichen so die Optimierung des Wirkungsgrades in einem breiten Leistungsbereich durch Anpassung der Turbinendrehzahl an den Wasserzufluss. Die moderne Leistungselektronik ermöglicht darüber hinaus die Regelung des Phasenwinkels. Die elektrischen Charakteristiken, z.B. bzgl. Kurzschlussleistung, Systemdienstleistungen etc. entsprechen denen moderner Windenergieanlagen.

13.7.2 Speicherkraftwerke

Bei Speicherkraftwerken handelt es sich um Wasserkraftwerke mit Speicherbecken und Rohrturbinen. Als Speicher dienen entweder Stauseen oder Hochspeicher der Trinkwasserversorgung. Die Wasserkraftwerke und die dazugehörigen wasserbaulichen Bauwerke dienen in der Regel den Zwecken des Hochwasserschutzes, ggf. der Trinkwasserversorgung sowie der Stromerzeugung, wobei die betrieblichen Prioritäten der Reihenfolge der Nennung entsprechen. Somit hat sich die Erzeugung elektrischer Energie den anderen Zwecken unterzuordnen, ein Umstand der auch bei der Regelung der Kraftwerke im Fall von Netzproblemen zu berücksichtigen ist. Zu beachten ist auch, dass sich Wasserkraftwerke

innerhalb eines Trinkwassersystems befinden können. Die Höhendifferenz bei Speicherkraftwerken kann mehrere hundert Meter betragen.

Die in den Trinkwassersystemen zur Druckminderung eingebauten Wasserkraftwerke sind aus Kostengründen rückwärtslaufende Pumpen, die in ihrer Wirkungsweise einer Francis turbine entsprechen. Diese sind im Gegensatz zu Turbinen als Serienprodukte am Markt erhältlich und erheblich preisgünstiger (ca. 5-fach), haben jedoch den Nachteil eines nicht regelbaren Leitwerkes und eines schlechteren Wirkungsgrades. Über die Turbineneinlaufventile erfolgt dementsprechend nur das An- und Abfahren der Anlage durch vollständiges Öffnen oder Schließen, nicht aber eine Leistungsregelung der Anlage. Diese Wasserkraftwerke werden daher intermittierend mit Nennleistung betrieben. Ermöglicht wird diese Fahrweise durch die nachgelagerten Hochspeicher des Trinkwassersystems, deren primärer Zweck die Druckvergleichmäßigung im Rohrleitungssystem ist.

13.7.3 Laufwasserkraftwerke

Der größte Teil der Nutzung der kleinen Wasserkraft erfolgt in Deutschland mit Laufwasserkraftwerken bzw. Flusskraftwerken. Dies sind Anlagen die ohne Speicherung von Wasser arbeiten. Das fließende Wasser wird nur mit einem Stauwehr aufgestaut, die Fließmenge des Wassers ist oberhalb und unterhalb von Wehr und Kraftwerk zu jeder Zeit gleich groß. Die Höhendifferenz ist anders als bei den Speicherkraftwerken relativ gering, beträgt gerade bei kleinen Anlagen in der Regel nur wenige Meter. Ausgerüstet sind diese Anlagen in der Mehrzahl mit Francis turbinen (Jehle, 2011), Anlagen mit archimedischen Schnecken oder Wasserrädern sind ebenfalls in Betrieb.

Die kleinen Wasserkraftwerke besitzen in der Regel einen Leitapparat mit verstellbaren Leitschaufeln zur Regelung der Wasserzufuhr in die Turbine und somit zur Regelung der produzierten Leistung. Die Regelgröße zur Steuerung der Anlagen ist jedoch generell nicht die abgegebene Leistung sondern der Pegelstand des Wassers im Zulaufkanal. Darüber hinaus verfügen alle WKA über einen Einlaufschütz, mit dem der Wasserzulauf komplett gestoppt werden kann.

13.7.4 Anlagenregelung und -abschaltung

Die **Regelung** von Leistung oder Drehzahl von WKA erfolgt durch verstellbare Leitapparate oder durch Ventile in der Wasserzuführung der Turbinen oder Laufräder. Bei modernen Anlagen ermöglicht die Steuerung üblicherweise das Regeln der Wirkleistungsabgabe, bei älteren Laufwasseranlagen ist dies oftmals nicht durch die Anlagensteuerung sondern nur manuell möglich, die Leistungsabgabe wird auf die aktuelle Fließmenge im Gewässer und entsprechend der genehmigungsrechtlichen Auflagen eingestellt.

Die Betriebsweise von Flusskraftwerken ist im Wesentlichen durch die wasserwirtschaftlichen und ökologischen Vorgaben geprägt. Der Wasserdurchfluss wird vom Regler einer kleinen Wasserkraftanlage so eingestellt, dass der Wasserstand im Zulauf in einem bestimmten Pegelbereich bleibt. Diese Pegelwerte sind behördlicherseits vorgegeben und erlauben keine Abweichungen zur Leistungsoptimierung. Daher verfügen Flusskraftwerke in der Regel nicht über die Möglichkeit der Leistungsregelung sondern nur der Drehzahlregelung, die produzierte Leistung wird bei Altanlagen oftmals nicht als Messgröße in die Regelung eingespeist.

Die **Abschaltung** von Turbinen in kleinen Wasserkraftwerken erfolgt grundsätzlich durch eine Unterbrechung der Wasserzufuhr, d.h. ein Schließen der Leitapparate bei Francis-turbinen oder aber eines Ventils in der Wasserzuführung anderer Turbinentypen. Im Fall einer schnellen Abschaltung, z.B. bei Netzausfall, hat das plötzliche Schließen des Wasserzulaufs einen drastischen Anstieg bzw. Sprung des Wasserdruckes zur Folge. Rohrturbinen können hierbei erheblich beschädigt werden. Aus diesem Grund wird im Fall einer Abschaltung eine ebenso plötzliche Umleitung des zufließenden Wassers erforderlich; in der Regel erfolgt dies durch eine sog. Bypass-Rohrleitung. Bei Laufwasserkraftwerken wird durch die Schließung des Wasserzulaufs eine Welle erzeugt, die entgegengesetzt zur Strömungsrichtung läuft und einen erhöhten Pegel im Zulauf zur Folge hat.

Das Abschalten oder Abregeln eines WKA erfolgt je nach Ursache der Abschaltung auf drei Arten:

- Notschluss: durch die Öffnung des Generatorleistungsschalters erfolgt eine Netztrennung, Leitapparat und Turbineneinlaufventil werden geschlossen, der Wasserstrom wird umgeleitet oder führt zu einer Erhöhung des Pegels im Zulauf. Das Schließen erfolgt sehr schnell in einem Zeitraum von wenigen Sekunden.
- Schnellschluss: geregeltes schnelles Abfahren ohne Netztrennung, Leitapparat und Turbineneinlaufventil werden mit einer steilen Regelrampe geschlossen.
- Normale Abschaltung oder Abregelung: geregeltes Abfahren ohne Netztrennung, Leitapparat und Turbineneinlaufventil werden kontrolliert mit einer Regelrampe geschlossen. Der Vorgang dauert je nach Anlagenart 0,5 bis mehrere Minuten.

Der Notschluss wird zum Beispiel bei Netzausfall erforderlich. Da eine Leistungsabgabe nicht mehr erfolgt, ist ein unmittelbares Schließen des Turbinenzulaufs erforderlich, um gefährliche Überdrehzahlen zu verhindern. Der Schnellschluss wird bei Notfällen gefahren (z.B. Personengefährdung), bei denen das Netz intakt ist und somit die Gefahr einer Überdrehzahl des Kraftwerkes nicht gegeben ist. Die normale Abschaltung oder Abregelung ist der betriebliche Normalfall. Hierbei kann das Kraftwerk auf eine andere Leistungsstufe gebracht oder komplett abgeschaltet werden. Diese Fahrweise ermöglicht einen maschinenverträglichen Betrieb, die Regelgeschwindigkeit ist für den dauerhaften Normalbetrieb der Anlage ausgelegt und beträgt bei einigen Anlagen beispielsweise 30 % Leistungsreduktion in 3 Minuten. Im Normalbetrieb wird nur diese Fahrweise verwendet, Schnell- und Notschluss bedeuten immer eine erhöhte Belastung der wasser- und maschinenbaulichen Anlagen.

13.8 Lebensdauer je Energieträger

Grundsätzlich unterliegen die betroffenen Anlagentypen einer spezifischen Lebensdauer, nach welcher diese stillgelegt oder überholt werden. Nach einer Überholung entspricht die Anlage bezüglich der Frequenzeinstellungen in der Regel den aktuellen technischen Anforderungen. Für die Abschätzung der Anlagen mit kritischen Abschaltwerten bei Über- und Unterfrequenz sind demnach stillgelegte oder überholte Erzeugungsanlagen vergleichbar. In Tabelle 13-6 ist die Lebensdauer einzelner Anlagentypen und Technologien zusammengefasst.

Tabelle 13-6 Übersicht zur Lebensdauer der einzelnen untersuchten Anlagentypen auf Grundlage der Branchenabfrage

Anlagentyp / Technologie	Durchschnittliche Lebensdauer / Zeit bis zur Überholung	Anmerkungen
Wind	20 Jahre	Typenprüfung gilt für 20 Jahre / Weiterbetrieb mit Gutachten für begrenzten Zeitraum möglich
Turbinen (feste Biomasse, große KWK)	>20 Jahre	Hohe Varianz, Lebensdauer oder ggf. Weiterbetrieb von zahlreichen Parametern abhängig
BHKW (Biogas, kleine KWK)	10..15 Jahre	Angabe bezieht sich auf Überholung oder Stilllegung
Wasserkraft	> 100 Jahre	Im Prinzip unbegrenzt bei entsprechender Wartung / Modernisierung

13.9 Auswirkungen auf den Betrieb von Netzersatzanlagen im Niederspannungsnetz

Für Betreiber von Niederspannungsnetzen ist es für gewisse Arbeiten im Netz erforderlich, Teilnetze vom übrigen Netz abzutrennen (z. B. beim Austausch eines Ortsnetztransformators). Verteilungsnetzbetreiber setzen in diesen Fällen Netzersatzanlagen ein, um die am betroffenen Teilnetz angeschlossenen Kunden auch während der Wartungs- oder Reparaturperiode sicher und zuverlässig mit elektrischer Energie versorgen zu können. Ein solcher Betrieb tritt relativ selten auf, im Durchschnitt nicht häufiger als ca. alle zwei Jahre und stellt damit eine Ausnahmesituation des Netzbetriebs dar. Aufgrund der begrenzten Fähigkeit von Netzersatzanlagen, die momentan eingespeiste Leistung aus Erzeugungsanlagen die über die momentane Last im betroffenen Netzabschnitt hinausgeht, aufzunehmen (sog. „Rückspeisung“), schalten Verteilungsnetzbetreiber zu Beginn des Teilnetzbetriebs alle Erzeugungsanlagen im betroffenen Netzabschnitt ab. Dies ist jedoch aufgrund fehlender Möglichkeiten zur automatischen Ansteuerung bzw. manuellen Freischaltung von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz nur indirekt über die Nutzung des Überfrequenzschutzes möglich. Der Verteilungsnetzbetreiber führt hierzu folgende Schritte aus:

- Hochfahren und Betrieb der Netzersatzanlage parallel zum Niederspannungsnetz;
- Freischalten des Ortsnetztransformator und damit Abkopplung des Teilnetzes vom Verbundnetz;
- Versorgung des Teilnetzes („Netzinsel“) durch die Netzersatzanlage;
- Anhebung der Frequenz im Teilnetz durch Steigerung der Generator Drehzahl der Netzersatzanlage auf einen Wert oberhalb der Werte des Überfrequenzschutzes der Erzeugungsanlagen im Teilnetz.

In der Vergangenheit reichte es aus, dass Verteilungsnetzbetreiber die Frequenz im Teilnetz auf einen Wert etwas oberhalb von 50,2 Hz anheben würden, um eine Rückspeisung aus den (gemäß den genau zu diesem Zweck in den Jahren 2005/2006 festgelegten Anforderungen dann abschaltenden) Erzeugungsanlagen sicher vorzubeugen. Die eingangs erläuterte, kurzfristig wirkende Übergangsregelung für PV-Neuanlagen führt allerdings dazu, dass in 2011 ca. 1 bis 2 GW Leistung aus PV-Anlagen am Niederspannungsnetz in Betrieb genommen werden, die nach der Variante a) des technischen Hinweises des VDE|FNN [21] mit einer „Stufenlösung“ ausgerüstet sein werden und sich bei Frequenzwerten zwischen 50,3 Hz und 51,5 Hz automatisch nach ca. 30 s wieder zuschalten.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen der Erarbeitung der neuen VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [22] durch das VDE|FNN, an der auch Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber, Anlagenhersteller und Vertreter des Elektrohandwerks beteiligt waren, ein verbesserter Betrieb von Netzersatzanlagen vorgeschlagen. Dieser sieht vor, dass die Netzersatzanlage die Frequenz im Teilnetz kurzzeitig auf 52,0 Hz anhebt, damit sich alle Erzeugungsanlagen sicher vom Netz trennen. Anschließend soll die Netzersatzanlage die Frequenz im Teilnetz innerhalb von ca. 10 s wieder auf eine stationäre „Betriebsfrequenz“ von 50,5 bis 51,0 Hz zurückführen. Abbildung 13-34 stellt das Prinzip dieses verbesserten Betriebs von Netzersatzanlagen und auch die damit verbundene Problematik einer unkontrollierten Wiederschaltung von – mit der „Stufenlösung“ nachgerüsteten – Erzeugungsanlagen während eines Teilnetzbetriebs mit Netzersatzanlagen dar.

Unter der Annahme, dass Variante a) mit einer „Stufenlösung“ nur als Übergangsregelung gedacht ist und dass nicht mehr als die o.g. 1 bis 2 GW Leistung aus PV-Anlagen deutschlandweit nach dieser Variante betrieben würden, betrachtete das FNN und die an der Erarbeitung der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 beteiligten Verteilungsnetzbetreiber das beschriebene Problem einer unkontrollierten Wiederschaltung von Erzeugungsanlagen als beherrschbar. Sofern Erzeugungsanlagen in der Niederspannung auf eine feste neue obere Abschaltfrequenz nachgerüstet werden, sollte deren maximaler Frequenzwert 51,0 Hz betragen.

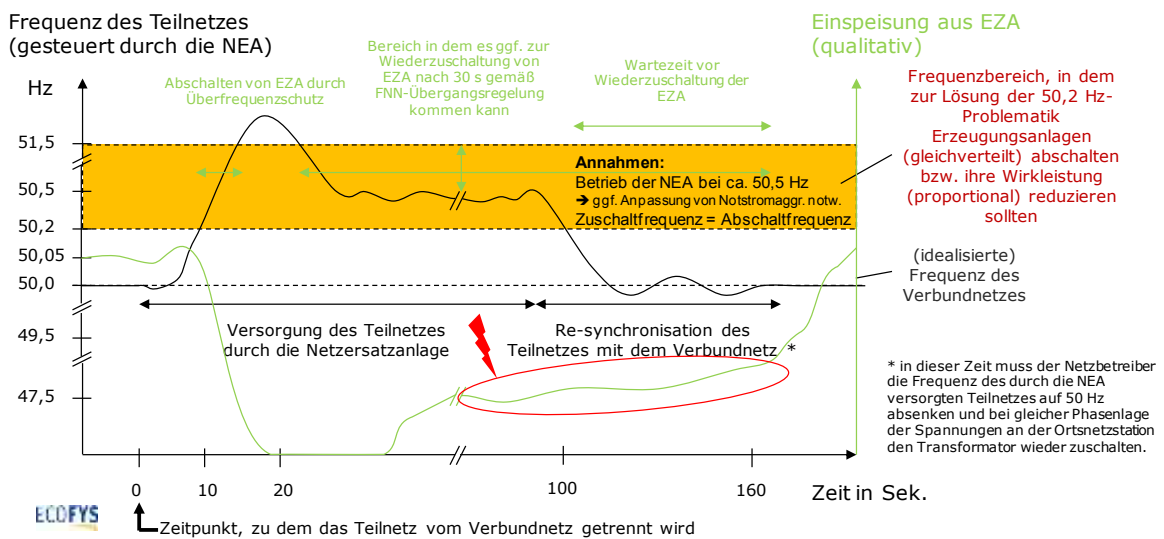


Abbildung 13-34 Darstellung der Problematik eines Teilnetzbetriebs mit Netzersatzanlagen und unkontrolliertem Zuschalten von Erzeugungsanlagen, für den Fall, dass PV-A, d.h. gemäß des technischen Hinweises des VDE|FNN zur Übergangslösung, Quelle: Eigene Darstellung

13.10 Abschätzung des Nachrüstungsbedarfs je Energieträger

Die nachfolgenden Graphen bilden den spezifischen Nachrüstungsbedarf je Anlagentyp in Abhängigkeit der gewählten Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) ab. Zusätzlich ist der für die jeweiligen Bagatellgrenzen resultierende Aufwand der reinen Parameteränderung angegeben. Anhand der Abbildung 13-35 zur Windenergie wird die Interpretation der Abbildungen näher erklärt. Die Kurven geben die nicht nachgerüstete bzw. verbleibende betroffene Leistung wieder. Jede Kurve steht für eine als Bagatellgrenze gewählte Leistungsklasse. Demnach beschreibt die grüne Kurve in Abbildung 13-35 den Verlauf der nicht nachgerüsteten Leistung, sofern nur Anlagen aber einer Leistung von mindestens 500 kW in die Nachrüstung einbezogen werden. Diese Kurve steht wiederum in Abhängigkeit von dem als Bagatellgrenze gewählten Inbetriebnahmejahr. Wählt man das Jahr 1998 und sucht den dazugehörigen Schnittpunkt mit der grünen Kurve, ergibt sich eine nicht nachgerüstete Leistung von knapp 2 GW. Sofern nur Anlagen mit einem Inbetriebnahmejahr ab dem Jahr 1998 und einer Leistung ab 500 kW nachgerüstet werden, verbleiben weiterhin 2 GW an nicht nachgerüsteter Leistung. Werden darüber hinaus auch Anlagen mit dem Inbetriebnahmejahr 1994 und früher einbezogen, reduziert sich die verbleibende betroffene Leistung deutlich. Die Flächen geben wiederum die Abschätzung der Spannweite der Gesamtkosten für die Nachrüstung in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen an. Für das Beispiel mit einem Inbetriebnahmejahr ab dem Jahr 1994 und der Leistungsklasse ab 500 kW betragen die Kosten ca. 3 bis 6 Mio. EUR.

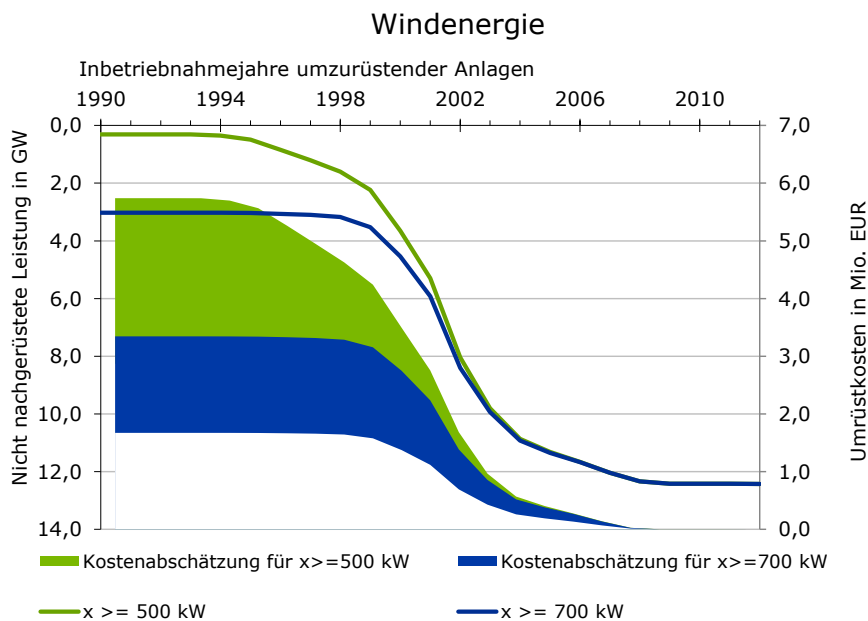


Abbildung 13-35 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der Windenergie, Quelle: Eigene Darstellung

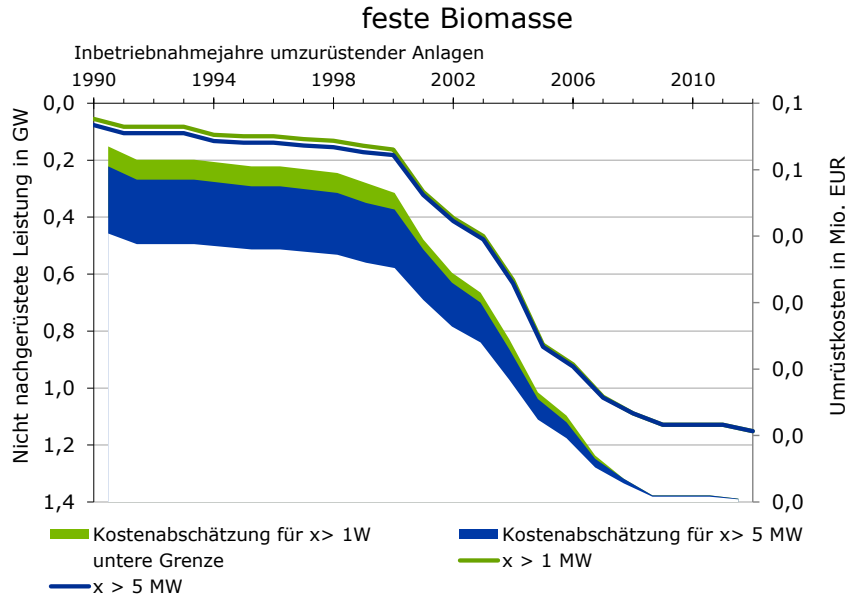


Abbildung 13-36 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der festen Biomasse, Quelle: Eigene Darstellung

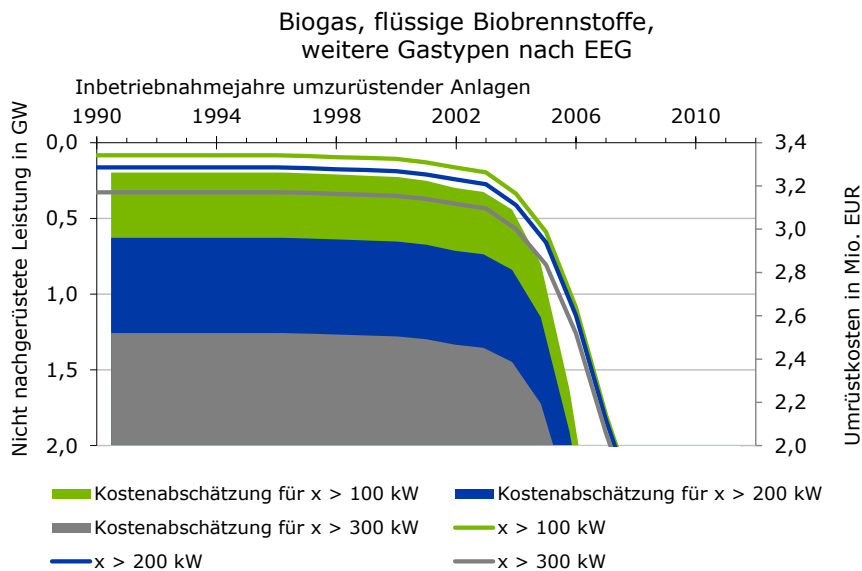


Abbildung 13-37 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der Anlagentypen EEG-Gas (z. B. Bio-, Deponie-, Klär-, Grubengas) und flüssige Biobrennstoffe, Quelle: Eigene Darstellung

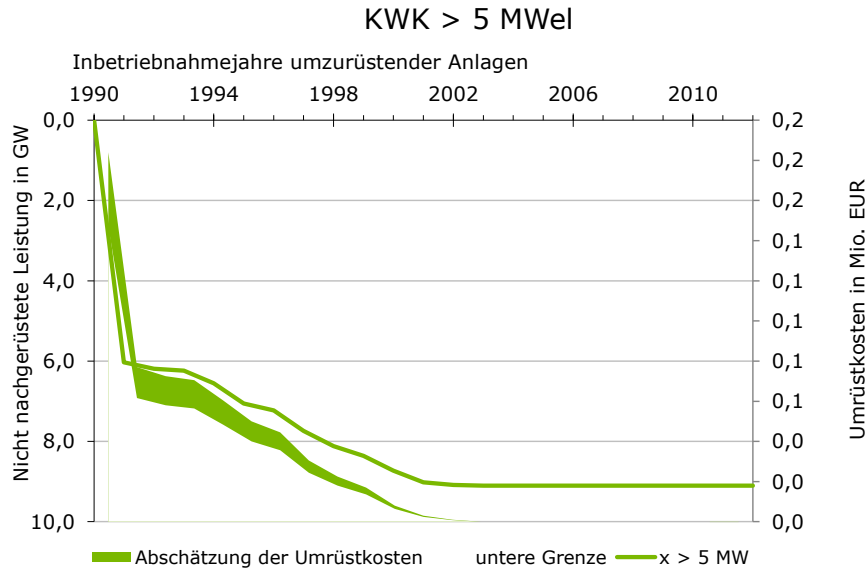


Abbildung 13-38 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der KWK mit einer Leistung von mehr als 5 MWeI und bis zu 100 MWeI, Quelle: Eigene Darstellung

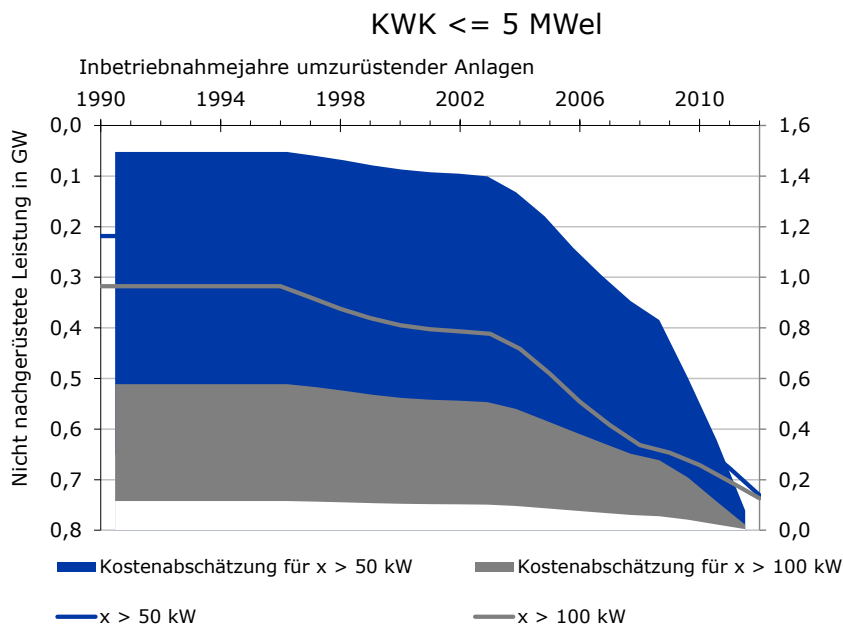


Abbildung 13-39 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der KWK mit einer Leistung von bis zu 5 MWeI, Quelle: Eigene Darstellung

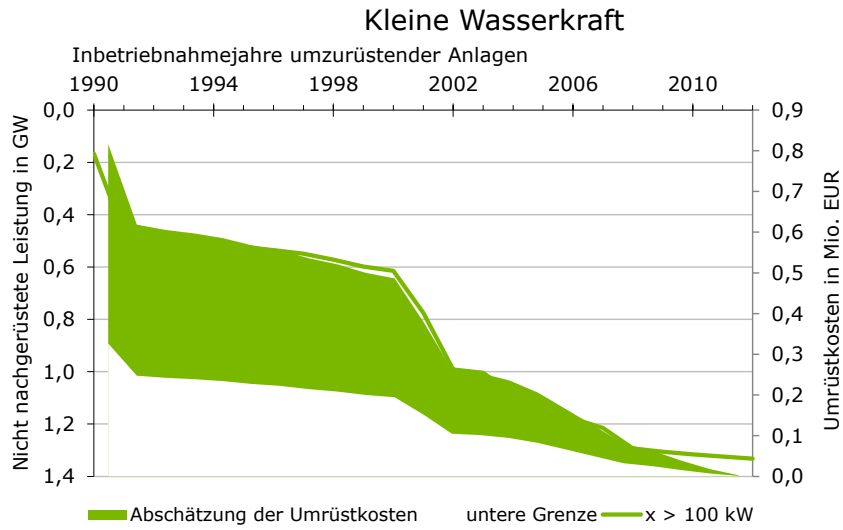


Abbildung 13-40 Abschätzung der nicht nachgerüsteten Leistung und der Gesamtkosten in Abhängigkeit der jeweiligen Bagatellgrenzen (Leistungsklasse, Inbetriebnahmejahr) für den betroffenen Anlagenbestand der kleinen Wasserkraft, Quelle: Eigene Darstellung

