

# Netzintegration von Windenergieanlagen mit Energiespeichersystem

**Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

der Technischen Fakultät

der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

vorgelegt von

***Sönke Grunau***

Kiel

2018

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Friedrich W. Fuchs
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Ludger Klinkenbusch
3. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Habil. Detlef Schulz

Datum der mündlichen Prüfung: 10.11.2017



# Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel.

Ich bedanke mich insbesondere ganz herzlich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Friedrich W. Fuchs für die Betreuung dieser Arbeit. Diesen Dank beziehe ich auf die Möglichkeit zum wissenschaftlichen Arbeiten und die Chance zur Promotion, das entgegengebrachte Vertrauen, anregende Diskussionen und konstruktive Kritik während meiner Tätigkeit am Lehrstuhl und darüber hinaus bis zur Fertigstellung dieser Arbeit. Mein ebenso herzlicher Dank geht an Herrn Prof. Dr.-Ing. Ludger Klinkenbusch und an Herrn Prof. Dr.-Ing. Habil. Detlef Schulz für die Übernahme der weiteren Gutachten. Für die Möglichkeit zum Abschluss meiner Laborarbeiten danke ich ebenso dem Lehrstuhl-Nachfolger Herrn Prof. Dr.-Ing. Marco Liserre, sowie Petra Bekendorf für die administrative Unterstützung als auch Bernd Doneit für die Unterstützung im Labor.

Des Weiteren bedanke ich mich bei allen ehemaligen Kolleginnen und Kollegen - insbesondere aufgrund des Umfangs der Zusammenarbeit - bei Fabian Gebhardt, Matthias Böttcher, Jan Reese, Jens Schröder, Nils Hoffmann, Kristina Köster, Holger Jedtberg, Lars Jessen und Berthold Benkendorff für eine tolle gemeinsame Zeit am Lehrstuhl, anregende fachliche Diskussionen und die gegenseitige Unterstützung. Darüber hinaus geht ein Dank an alle Studentinnen und Studenten, welche bei mir ihre Studien-, Bachelor-, Diplom- und Masterarbeiten geschrieben haben, für die Unterstützung im Labor und wertvolle Diskussionen.

Last but not least gilt mein herzlichster Dank meinen Eltern Annegert und Jürgen, meinen Geschwistern Daniela und Nils nebst deren Partnern sowie meinem engsten Freundeskreis. Ohne deren stetige moralische Unterstützung und Geduld wäre es mir nicht möglich gewesen, die erforderliche Kraft zum Fertigstellen dieser Arbeit neben dem Beruf aufzubringen.

Kiel, im Dezember 2017

Sönke Grunau



# Deutsche Kurzfassung

Die Anforderungen zur netzverträglichen und -stabilisierenden Einspeisung durch Windenergieanlagen (WEA) in den Netzanschlussregeln (NAR) werden mit steigendem Anteil an der Gesamtstromerzeugung immer umfangreicher. Insbesondere bei einem sinkenden Anteil von Synchrongeneratoren großer Kraftwerke im Netz wird eine sowohl grundlastfähige als auch bedarfsorientierte Verfügbarkeit von Wirkleistung durch die übrigen Einspeiser immer wichtiger. Durch die Kombination mit einem entsprechend ausgelegten Energiespeichersystem (ESS) kann eine WEA weiterhin in ihrem optimalen Arbeitspunkt betrieben werden und die nötigen Anforderungen dennoch erfüllen.

In dieser Arbeit wird die Möglichkeit zur Verbesserung der Netzintegration von WEAn in Verbindung mit einem ESS untersucht. Es wird ein Überblick über ESS gegeben. Speichertechnologien und Umrichter zur Anbindung dieser an ein WEA-System werden auf Basis von Literaturrecherchen analysiert, untersucht und verglichen. Ein weiterer Fokus liegt auf Einspeiseverfahren, die die Erhöhung der Netzqualität und -stabilität zum Ziel haben und (zum Teil) bereits in modernen NAR angedeutet oder gefordert sind. Hierzu zählen insbesondere solche zur Regelung der Netzfrequenz, sowie Glättung und Begrenzung der WEA-Ausgangsleistung. Es werden Kriterien definiert, nach denen sowohl die Speichertechnologien, als auch die untersuchten Anwendungen für ESS bewertet werden. Diesbezüglich werden die erforderliche Dynamik, Zyklusfähigkeit und Lebensdauer, Selbstentladungsrate, Entladezeiten und der Wirkungsgrad in die Betrachtung einbezogen. Durch simulative Untersuchungen der Anwendungen wird jeweils die minimal benötigte Auslegung eines ESS hinsichtlich dessen Anschlussleistung und Kapazität ermittelt, wobei durch eine entwickelte Methodik insbesondere auch die Zyklusbelastung der Speicher berücksichtigt wird. Eine Abhängigkeit von unterschiedlichen typischen Windverhältnissen, die über IEC-Windklassen definiert werden, wird zudem festgestellt und bewertet. Als Resultat wird eine Matrix aufgestellt, aus der die Eignung der einzelnen Speichertechnologien für die jeweiligen Anwendungen hervorgeht.

Im letzten Teil der Arbeit werden Konzepte zur Integration von einfachen und hybriden ESS in ein WEA-System hinsichtlich des Gesamtwirkungsgrads und des Bauteilaufwands benötigter Leistungselektronik analysiert und bewertet. Als optimales Konzept wird die Anbindung eines Speichers durch einen zusätzlichen Umrichter an den Zwischenkreis einer WEA identifiziert, das auch als Teststand mit Energiespeicheremulator im Labormaßstab aufgebaut und untersucht wird. Eine Erhöhung des Freiheitsgrads der Wirkleistungseinspeisung kann zwar durch den Betrieb in nichtoptimalen Arbeitspunkten erreicht werden, hat allerdings eine Reduktion der Einspeisemenge und damit des wirtschaftlichen Ertrags zur Folge. Für das Vorhalten einer Regelreserve zur Ausgangsleistungsglättung wird bei entsprechenden Randbedingungen der wirtschaftliche Betrieb mit heutigen Speicherpreisen festgestellt.



# English Summary

The requirements of the grid codes regarding compatible and stabilizing power injection by wind turbines into the grid are constantly increasing especially in the course of a growing share of wind power of the overall power generation. Particularly the shrinking proportion of synchronous generators of big power plants connected to the power grid leads to a higher importance of the base-loadability as well as demand-oriented availability of active power through the remaining injection facilities. By combining a wind turbine with an appropriately designed energy storage system (ESS), the wind turbine is able to operate within its ideal operating point and can still fulfill the required grid codes.

In this thesis the potential improvements of the grid integration of wind turbines in combination with an ESS are examined. Different ESS are reviewed and storage technologies as well as converters for their integration into wind turbines are analyzed, examined and compared based on a review of the technical literature. Injection methods, which aim at increasing the grid quality and grid stability are already (to some extent) suggested or even required by the grid codes and form another key aspect of this thesis. These are especially methods to regulate the grid frequency, as well to smooth and to curtail the power injection by the WT. Criteria are defined and used to assess storage technologies as well as examined applications for energy storage systems. In this regard the required dynamics, efficiency, cycle capability, lifespan, self-discharge rate and the necessary charging time are included into the observation. The minimum requirements for the ESS concerning its power and capacity rating are determined by simulative examination of its applications, in which a developed method is used which particularly considers the cycle loading of the storage devices. A dependency of different typical wind conditions, that are defined by IEC-wind classes, is determined and evaluated. The result is displayed in a matrix, from which the suitability of the individual storage technologies for the particular applications can be derived.

In the last part of this thesis concepts for the integration of single and hybrid ESS into a wind turbine system concerning the total efficiency and the component costs of the required power electronics are analyzed and evaluated. As the optimal concept emerges the connection of a storage system through an additional converter to the DC-Link of the wind turbine. This concept is assembled and tested in a laboratory setup with an energy storage emulator in laboratory scale. Increasing the degree of freedom of the active power injection can in fact be achieved through operation at non ideal operating points however this leads to a reduction of the injected power and therefore to reduced economic return. For the provision of a regulating power reserve and for the output power smoothing the economic operation is determined under appropriate boundary conditions considering today's energy storage costs.



# Inhaltsverzeichnis

Vorwort . . . . .	III
Deutsche Kurzfassung . . . . .	V
English Summary . . . . .	VII
Inhaltsverzeichnis . . . . .	XIII
Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen und Abkürzungen . . . . .	XIV
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation . . . . .	1
1.2 Ziele der Arbeit . . . . .	2
1.3 Gliederung der Arbeit . . . . .	3
1.4 Übersicht über eigene Veröffentlichungen . . . . .	4
<b>2 Wichtige Einflussfaktoren auf die Netzintegration von Windenergieanlagen</b>	<b>5</b>
2.1 Netz Wandel . . . . .	5
2.1.1 Veränderung der Energieerzeugung . . . . .	5
2.1.2 Veränderung der Netzstruktur . . . . .	6
2.1.3 Konsequenzen der Entwicklung . . . . .	8
2.2 Netzanschlussregeln . . . . .	9
2.2.1 Entwicklung der NAR . . . . .	10
2.2.2 Vergleich ausgewählter Netzanschlussregeln . . . . .	10
2.2.2.1 Direkte Anforderungen zur Wirkleistungseinspeisung . . . . .	12
2.2.2.2 Indirekte Anforderungen zur Wirkleistungseinspeisung . . . . .	17
2.3 Entwicklungen und Trends . . . . .	18
2.4 Zusammenfassung des Kapitels . . . . .	19
<b>3 Systemmodellierung</b>	<b>21</b>
3.1 Modellierung und Regelung von Umrichtersystemen . . . . .	21
3.1.1 Streckenmodellierung zur Stromregelung . . . . .	21
3.1.2 Streckenmodellierung und Reglerauslegung zur Zwischenkreisspannungsregelung . . . . .	23
3.2 Generator-Schwingungsgleichung . . . . .	24
3.3 Stromnetz . . . . .	26
3.3.1 Frequenzverhalten . . . . .	26
3.3.2 Netzstabilität und -qualität . . . . .	28
3.4 Windenergie . . . . .	29
3.4.1 Arten und Prinzip von Windenergieanlagen . . . . .	29
3.4.2 WEA-Modell . . . . .	32
3.4.3 Wind-Modell . . . . .	34

3.4.4	Windpark-Modell . . . . .	36
3.5	Zusammenfassung des Kapitels . . . . .	37
<b>4</b>	<b>Energiespeichersysteme an Windenergieanlagen</b>	<b>39</b>
4.1	Energiespeicher . . . . .	40
4.1.1	Eigenschaften . . . . .	41
4.1.1.1	ES-Wirkungsgrad . . . . .	41
4.1.1.2	Lebensdauer und Zyklenbelastung . . . . .	43
4.1.1.3	Dynamik von ES . . . . .	45
4.1.1.4	Selbstentladung von ES . . . . .	45
4.1.1.5	Entladezeiten und Kapazitäten von ES . . . . .	46
4.1.1.6	Kosten von ESS . . . . .	46
4.1.2	Speichertechnologien . . . . .	47
4.1.2.1	Blei-Säure Batterien (BS) . . . . .	48
4.1.2.2	Lithium-Ionen Batterien (LI) . . . . .	49
4.1.2.3	Nickel-Cadmium Batterien (NiCd) . . . . .	49
4.1.2.4	Natrium-Schwefel Batterien (NaS) . . . . .	49
4.1.2.5	Vanadium Redox-Flow Batterien (VR) . . . . .	50
4.1.2.6	Zink-Brom Redox-Flow Batterien (ZnBr) . . . . .	50
4.1.2.7	Doppelschichtkondensatoren (DSK) . . . . .	50
4.1.2.8	Supraleitende Magnetspeicher (SMES) . . . . .	51
4.1.2.9	Schwungradspeicher (SRS) . . . . .	51
4.1.2.10	Druckluftspeicher (CAES) . . . . .	51
4.1.2.11	Pumpspeicherkraftwerke (PHS) . . . . .	52
4.1.3	Speichermodellierung . . . . .	52
4.1.4	Vergleich und Kategorisierung der ES . . . . .	53
4.2	Umrichtertopologien zur Anbindung eines ESS . . . . .	54
4.2.1	Gleichstromsteller . . . . .	55
4.2.1.1	Bauformen . . . . .	55
4.2.1.2	Passive Bauteile: Eigenschaften und Baugröße . . . . .	57
4.2.1.3	Bauleistung der Ventile . . . . .	59
4.2.1.4	Umrichterwirkungsgrad . . . . .	59
4.2.2	Zweilevel-Tiefsetzsteller . . . . .	60
4.2.2.1	Funktionsweise . . . . .	60
4.2.2.2	Auslegung der Induktivitäten und Bauleistung . . . . .	62
4.2.3	TSS-Multileveltopologien . . . . .	63
4.2.3.1	m-Level TSS (mLTSS) . . . . .	63
4.2.3.2	m-Level Flying Capacitor TSS (mLFCTSS) . . . . .	65
4.2.4	Verschaltete Topologien . . . . .	65
4.2.4.1	Seriell verschaltete Topologien . . . . .	65
4.2.4.2	Einseitige n-fache Parallelschaltung von TSS (nPTSS) . . . . .	66
4.2.4.3	n-Phasen Interleaved TSS (nPiTSS) . . . . .	67
4.2.4.4	n-Stufen vertikal kaskadierter TSS (nVKTSS) . . . . .	69
4.2.5	Vergleich der Umrichtertopologien . . . . .	70
4.3	Zusammenfassung des Kapitels . . . . .	72



<b>5</b>	<b>Anwendungsgebiete für Energiespeichersysteme an Windenergieanlagen</b>	<b>73</b>
5.1	Übersicht über ESS-Anwendungen für WEAn . . . . .	73
5.2	Methodik und Bewertungskriterien . . . . .	74
5.2.1	Anforderungen der Anwendungen hinsichtlich Leistung, Kapazität und Zyklenbelastung eines ESS . . . . .	75
5.2.2	Weitere Eigenschaften und Anforderungen der Anwendungen . . . . .	77
5.2.3	Anwendung der Methodik an einem WEA-System . . . . .	79
5.3	Anwendungen nach geltenden Netzanschlussregelungen . . . . .	79
5.3.1	Delta-Control und Regelreserve zur Frequenzregelung . . . . .	79
5.3.1.1	Anwendung von Delta Control an einem WEA-System ohne ESS . . . . .	81
5.3.1.2	Anwendung von Delta Control an einem WEA-System zur Frequenzregelung mit ESS . . . . .	81
5.3.2	Ramp-Rate-Limitation . . . . .	86
5.3.2.1	Anwendung der pRRL auf einem WEA-System ohne ESS . . . . .	88
5.3.2.2	Anwendung der pnRRL auf einem WEA-System mit ESS . . . . .	90
5.3.2.3	Zusammenfassung und Auswertung zur Dimensionierung des ESS . . . . .	93
5.3.3	P-Curtailment . . . . .	94
5.3.3.1	Anwendung von P-Curtailment auf einem WEA-System ohne ESS . . . . .	96
5.3.3.2	Anwendung von P-Curtailment auf einem WEA-System mit ESS . . . . .	97
5.3.3.3	Zusammenfassung und Auswertung zur Dimensionierung des ESS . . . . .	98
5.3.4	Trägheitsemulation . . . . .	100
5.3.4.1	Einfluss von RES auf die Netzfrequenz . . . . .	100
5.3.4.2	Trägheitsemulation durch Nutzen der Rotorträgheit . . . . .	101
5.3.4.3	Trägheitsemulation mit ESS . . . . .	103
5.4	Weitere Anwendungen . . . . .	104
5.4.1	Glättung der Ausgangsleistung . . . . .	104
5.4.1.1	Anwendung von Psmooth auf einem WEA-System mit ESS . . . . .	105
5.4.1.2	Zusammenfassung und Auswertung zur Dimensionierung des ESS . . . . .	107
5.4.2	Unterstützung beim Durchfahren eines Spannungseinbruchs . . . . .	108
5.4.3	Schwarzstartfähigkeit . . . . .	111
5.4.4	Beitrag zur Netzspannungsstützung . . . . .	111
5.4.5	Dämpfung von Leistungszosillationen . . . . .	111
5.4.6	Bedarfsgerechte und marktorientierte Erzeugung . . . . .	112
5.4.6.1	Sicherstellung der Erzeugungsvorhersage . . . . .	112
5.4.6.2	Peak Shaving . . . . .	113
5.4.6.3	Lastausgleich . . . . .	114
5.4.6.4	Ausgleich von Schwachwindphasen . . . . .	115
5.4.6.5	Energiehandel . . . . .	115

5.5	Abschließender Vergleich und Zusammenfassung . . . . .	115
<b>6</b>	<b>ESS-Integration</b>	<b>119</b>
6.1	Anbindungskonzepte für ESS an WEAn . . . . .	119
6.1.1	Verteiltes und aggregiertes ESS . . . . .	119
6.1.2	Einfaches ESS . . . . .	121
6.1.3	Hybrides ESS . . . . .	122
6.1.4	ESS-Management . . . . .	124
6.2	Vergleich der Anbindungskonzepte . . . . .	124
6.2.1	Bauleistung Leistungselektronik . . . . .	124
6.2.2	Wirkungsgrad . . . . .	125
6.2.3	Methodik und Annahmen für den Vergleich . . . . .	126
6.3	Vergleich . . . . .	127
6.4	Wirtschaftlichkeitsrechnung eines ESS . . . . .	131
6.4.1	Vergütung der WEA-Einspeisung in Deutschland . . . . .	131
6.4.2	Berechnung des Einspeisedefizits . . . . .	132
6.4.3	Berechnung der ESS-Kosten . . . . .	132
6.4.4	Kostenvergleich und Break-Even-Analyse . . . . .	133
6.4.5	Kostenanalyse: ESS zur Glättung der Ausgangsleistung (Fall 1)	133
6.4.6	Kostenanalyse: ESS zur Unterstützung der Frequenzregelung (Fall 2) . . . . .	135
6.5	Realisierung der Anschlusskonzepte EV2 und EA2 im Labormaßstab .	136
6.5.1	Motivation und Ziele . . . . .	138
6.5.2	Netzanbindung . . . . .	138
6.5.2.1	NPSR . . . . .	138
6.5.2.2	3PiTSS . . . . .	139
6.5.3	Energiespeicheremulator . . . . .	141
6.5.3.1	Prinzip und Funktionsweise . . . . .	142
6.5.3.2	ESE Speicheremulation . . . . .	143
6.6	Zusammenfassung des Kapitels . . . . .	144
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung, Fazit und Ausblick</b>	<b>147</b>
7.1	Zusammenfassung und Fazit . . . . .	147
7.2	Ausblick . . . . .	150
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>153</b>
<b>9</b>	<b>Eigene Veröffentlichungen</b>	<b>167</b>
<b>10</b>	<b>Anhang</b>	<b>169</b>
10.1	Überführung der allgemeinen Schwingungsgleichung in das Netzmodell	169
10.2	Weiterführende Angaben zum WEA-Simulationsmodell . . . . .	170
10.2.1	Parameter der modellierten WEAn . . . . .	170
10.2.2	Modellierung cp . . . . .	171
10.2.3	Auslegung der WEA-Drehzahlregelung . . . . .	172
10.2.4	Modellierung der Rotorblattverstellung und Pitch-Regelung . .	172
10.2.5	Parameter der IEC-Windklassen . . . . .	173

---

10.3	Zusammenfassung und Vergleich der Eigenschaften von ES-Technologien	174
10.4	Weiterführende Angaben zur Unterstützung beim Durchfahren eines Spannungseinbruchs . . . . .	174
10.5	Weiterführende Angaben zum Laboraufbau . . . . .	179
10.5.1	3PiTSS . . . . .	179
10.5.2	Energiespeicheremulator (ESE) . . . . .	182
10.5.2.1	3LTSS: Modulation und Regelung . . . . .	182
10.5.2.2	3LTSS: Aktive Zwischenkreissymmetrierung . . . . .	182
10.5.2.3	NPSR: Modellierung und Regelung . . . . .	184
10.5.2.4	Komponenten und Kenngrößen . . . . .	185
10.5.3	Verwendete Geräte und Messmittel . . . . .	185
	<b>Kurzlebenslauf</b>	<b>189</b>

# Verwendete Formelzeichen und Abkürzungen

## Allgemeine Variablendarstellung

$X$	Gleichgröße
$\underline{X}$	Phasor
$x, x(t)$	Zeitgröße, Wechselgröße
$\hat{x}$	Spitzenwert
$\tilde{x}$	Effektivwert
$\bar{x}$	Mittelwert
$ x $	Betrag

## Formelzeichen

$\beta$	Pitchwinkel
$\Delta$	Differenz
$\lambda$	Schnellaufzahl
$\omega$	Kreisfrequenz
$\sigma^2$	Varianz
$\tau$	Systemzeitkonstante
$\theta$	Trägheit oder PLL-Netzwinkel
$A - F$	Arbeitspunkte
$A, B, C$	IEC-Turbulenzklassen des Windes
$C$	Kapazität oder Kosten
$d$	Umrichter Tastgrad oder relatives Defizit
$E$	Energie
$e$	kapazitive Auslegung ESS (Bereitstellung von Nennleistung in Sekunden)
$f$	Frequenz
$F$	Wahrscheinlichkeitsdichte
$G$	Übertragungsfunktion
$g$	ESE Batterie-Skalierungsfaktor
$H$	Netzträgheits-Konstante
$I$	Strom
$I, II, III$	IEC-Windklassen
$k$	Proportionalitätskonstante
$K$	Kapazität
$K, T$	Reglerkonstanten
$L$	Induktivität
$m$	Multilevel-Grad
$M$	Moment oder Modulationsgrad
$n$	Modulanzahl oder Drehzahl
$P$	Wirkleistung oder Einspeisevergütung (Preis)
$p$	Polpaarzahl oder bezogene Leistungsauslegung ESS
$p.u.$	per unit

$p'$	Mehrauslegung NPSR für ESS Integration
$Q$	Blindleistung
$R$	Ohmscher Widerstand
$r$	Radius WEA-Rotor
$S$	Scheinleistung
$s$	droop-Faktor oder Faktor zur Erweiterung der Zwischenkreisspannung oder Laplace-Operator
$T$	Zeitkonstante
$t$	Zeit
$TC$	Gesamtkosten (Total Costs)
$TD$	Monatliches geldwertes Einspeisedefizit (Total Deficit)
$U$	Spannung
$v$	Geschwindigkeit oder Verhältnis Zwischenkreisspannung/Netzspannung
$V$	Verstärkungsfaktor
$x$	allg. Faktor oder Platzhalter für eine Anwendung
$z$	(Voll)Zyklus oder Operator der Z-Transformation

## Hochgestellte Indizes

$X^*$	Sollgröße
$X^K$	Rotierendes Koordinatensystem K
$X^S$	Ortsfestes Koordinatensystem S
$X'$	Bezogene Größe

## Tiefgestellte Indizes

$X_{1,2}$	primär, sekundär
$X_{\text{an}}$	Anstieg...
$X_{\text{avg}}$	mittlere Größe (average)
$X_B$	Blind(strom)... oder Bemessungsgröße
$X_{\text{BL}}$	Bauleistung
$X_{\text{bt}}$	Blattspitze (blade tip)
$X_d$	täglich, Tag
$X_{d,q}$	Größen des dq-Koordinatensystems, rotierend mit Netzfrequenz
$X_{\text{ein,aus}}$	Ein- und Ausgangsgrößen
$X_f$	Führungsgröße
$X_g$	Gegengröße
$X_i$	interne Größe
$X_{\text{LH}}$	Ladungshaltung
$X_{\text{max}}$	maximal
$X_{\text{mech}}$	mechanisch
$X_{\text{med}}$	mittlere Größe
$X_{\text{min}}$	minimal

$X_{\text{mom}}$	Momentangröße
$X_N$	Nenngröße
$X_n$	Drehzahlregelung
$X_R$	Regler
$X_{\text{Rot}}$	Rotor
$X_{\text{rueck}}$	Rückführung
$X_S$	Schalt(frequenz)... oder Strecke
$X_{\text{SR}}$	Stromregelung
$X_{\text{Stern}}$	bezogen auf den Sternpunkt
$X_{\text{stoer}}$	Störgröße
$X_{\text{tot}}$	total, gesamt oder Totzeit
$X_{\text{tur}}$	Turbulenz
$X_U$	Spannungsregelung
$X_{\text{Umr}}$	Umrichter
$X_{\text{VZ}}$	Verzögerungsglied

## Spezielle Formelzeichen

$\Delta E$	Einspeisedefizit
$\Delta I_L$	Stromschwankungsbreite
$\rho_{\text{Luft}}$	Dichte der Luft
$c_{\text{reinv}}$	Reinvestitionsfaktor ESS
$c_P$	Leistungskoeffizient einer WEA
$d_i$	i-te Dynamikkategorie
$G_{\text{lim}}$	Maximalgradient bei RRL
$k_i$	i-te Kapazitätskategorie
$k_L$	Netzselbststreckeffekt-Konstante
$M(x)$	Anzahl der Monate zur Einspeisevergütung zum Preis $x$
$s_i$	i-te Selbstentladungskategorie
$S_1 \dots$	Umrichterventil 1,...
$T_{\text{AN}}$	Netzanlaufzeitkonstante
$t_e$	LHL Einschaltzeit
$w_i$	i-te Wirkungsgradkategorie
$z_i$	i-te Zyklenkategorie

## Abkürzungen

$\Delta$ Control	Betrieb mit Leistungsreserve (Delta Control)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BS	Blei-Säure (Batterie)
CAES	Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage)
CE RG	Zentraleuropäisches Verbundnetz (Central Europe Regional Grid)
DASM	Doppeltgespeiste Asynchronmaschine
DoD	Entladetiefe (Depth of Discharge)

DSK	Doppelschichtkondensator
EAx	Anbindungskonzept "Einzel-ESS Aggregiert" Nr. x
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIC	Betrieb mit emulierter Trägheit (Emulated Inertia Control)
ENTSO-E	Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EOl	Lebensende eines Speichers (End of Life)
ES	Energiespeicher
ESE	Energiespeicheremulator
ESR	Äquivalenter Serienwiderstand
ESS	Energiespeichersystem
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EV	Elektroauto (Electric Vehicle)
EVx	Anbindungskonzept "Einzel-ESS Verteilt" Nr. x
FESM	Fremderregte Synchronmaschine
FSM	Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode)
GSC	Generatorseitiger Umrichter
HAx	Anbindungskonzept "Hybrid-ESS Aggregiert" Nr. x
HGÜ	Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HSS	Hochsetzsteller
HTSS	Hoch-Tiefsetzsteller
HV	Hochspannungsseite (High-Voltage)
HVx	Anbindungskonzept "Hybrid-ESS Verteilt" Nr. x
IE	Irland
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode (Insulated-Gate Bipolar Transistor)
LFSM-O	Beschränkt frequenzabhängiger Modus - Überfrequenz (Limited FSM - Overfrequency)
LFSM-U	Beschränkt frequenzabhängiger Modus - Unterfrequenz (Limited FSM - Underfrequency)
LHL	Leistungshalbleiter
LI	Lithium-Ionen (Speicher)
LV	Niederspannungsseite (Low-Voltage)
LVRT	Durchfahren eines Spannungseinbruchs (Low Voltage Ride Through)
mLFCTSS	m-Level Flying Capacitor TSS
MPPT	Identifikation des maximalen Leistungspunkts (Maximum Power Point Tracking)
MS	Mittelspannung
MSR08	Mittelspannungsrichtlinie von 2008
NAR	Netzanschlussregeln
NaS	Natrium-Schwefel (Speicher)
NiCd	Nickel-Cadmium (Batterie)
nLTSS	n-Level TSS

nPiTSS	n-Phasen versetzt (interleaved) betriebener TSS
NPSR	Netzpulsstromrichter
nPTSS	n-fache Parallelschaltung von TSS
NS	Niederspannung
nVKTSS	n-fach vertikal kaskadierter TSS
p(n)RRL	positive (negative) Begrenzung der Einspeisegradien (positive (negative) Ramp-Rate-Limitation)
PC, PCurt	Abregelung der maximalen Leistungseinspeisung (Power Curtailment)
PHS	Pumpspeicher (Pumped Hydro Storage)
PMSM	Permanenterregte Synchronmaschine
Psmooth	Glättung der eingespeisten Leistung (Power Smoothing)
PV	Photovoltaik
RES	Regeneratives Energieerzeugersystem
RfG	Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators)
RRL	Begrenzung der Einspeisegradien (Ramp-Rate-Limitation)
SDLWindV	Systemdienstleistungsverordnung Wind
SMES	Supraleitender Magnetspeicher
SoC	Ladezustand (State of Charge)
SRS	Schwungradspeicher
TC07	Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Transmission Code 2007)
TP	Tiefpass
TSO	Netzbetreiber (Transmission System Operator)
TSS	Tiefsetzsteller
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity)
VDN	Verband Deutscher Netzbetreiber
VLS	Volllaststunden
VR	Vanadium Redox-Flow (Batterie)
WEA	Windenergieanlage (Plural: WEAn)
WP	Windpark
ZnBr	Zink-Brom Redox-Flow (Batterie)
zoh	Halteglied Nullter Ordnung (Zero-Order-Hold)



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Der Trend der Abkehr von einer konventionellen Energieerzeugung in den letzten Jahrzehnten reißt nicht ab. Die dafür verwendeten Regenerativen Erzeugungssysteme (RES) werden immer leistungsfähiger. Insbesondere die Windenergie stellt einen nicht mehr zu vernachlässigen Anteil der insgesamt erzeugten Energiemenge dar [1]. Folglich werden weniger Grundlastkraftwerke benötigt. Einzelne Eigenschaften des Netzes verändern sich, die Netztragfähigkeit nimmt ab und es kommt zu einer Änderung der Lastflüsse. Eine konsequente Folge dieser Entwicklung wäre, dass RES und vor allem Windenergieanlagen (WEA) einen größeren Beitrag zur Sicherung der Netzstabilität und zur Verbesserung der Netzqualität leisten müssen. Technische Anforderungen an den Netzanschluss und die Einspeisung sind in den Netzanschlussregeln (NAR) der einzelnen Länder und Regionen definiert. Bezüglich der Einspeisung durch WEAn gilt derzeit vornehmlich das Ziel, die Energiegewinnung aus dem Wind zu maximieren. Doch neben bereits vielerorts etablierten Anforderungen einer Blindleistungseinspeisung vornehmlich zur Spannungstützung ist auch eine frei regelbare Einspeisung von Wirkleistung erforderlich, um die Netzfrequenz stabil zu halten. Zudem kann die Netzqualität gesteigert werden, wenn eine weniger fluktuierende Einspeisung zur Reduktion von Spannungs- und Frequenzschwankungen ins Netz erfolgt. Benötigte Regeleinrichtungen zum Vorhalten von Reserveleistung werden maßgeblich durch gedrosselte konventionelle Kraftwerke und auch durch spezielle Reservekraftwerke dargestellt.

Auch WEAn können solche Verfahren umsetzen und eine Leistungsreserve vorhalten, um sich hierdurch an der Netzregelung zu beteiligen. In einem solchen Fall arbeitet die WEA nicht mehr im optimalen Betriebspunkt und speist weniger Leistung ein, als dem Wind zu entnehmen wäre. So kann die Leistungsabgabe im Bedarfsfall erhöht werden. Kommt es zu einer weiteren Verschärfung der NAR und wird dabei die Wirkleistungseinspeisung stärker reglementiert, so ergibt sich je nach entstehenden Einspeiseverlusten und deren Vergütung die Frage, inwiefern die Wirtschaftlichkeit einer WEA beeinflusst wird.

Als Alternative kann allerdings der Freiheitsgrad von WEAn zur Einspeisung von Wirkleistung durch ein Energiespeichersystem (ESS) erhöht werden, wobei diese dann weiterhin in ihrem Optimalpunkt betrieben werden können. Es gibt viele unterschiedliche und potentiell für den Einsatz an WEAn geeignete Speichertechnologien und Konzepte zur Anbindung dieser an eine WEA oder einen Windpark (WP). Ihre auslegungsrelevanten Eigenschaften werden neben der Anschlussleistung und Kapazität vor allem durch ihre Zyklusfähigkeit, Selbstentladung, Entladungszeiträume, eine erreichbare Dynamik oder ihren Wirkungsgrad definiert, die unter den Speichertechnologien

sehr unterschiedlich ausfallen können. Aus diesem Grund wird schnell ersichtlich, dass sich nicht alle Technologien gleichermaßen für die Umsetzung aller Anwendungen eignen können. Die Auslegung eines ESS kann zudem von weiteren Parametern, wie z.B. den typischen Windverhältnissen an einem Ort, beeinflusst werden. Durch eine Analyse der Bedingungen, Eigenschaften und Anforderungen kann für jede Anwendung ein geeignetes ESS identifiziert und ausgelegt werden.

Auch die Frage des wirtschaftlichen Betriebs einer WEA ohne ESS im Vergleich zu einem Betrieb mit ESS rückt dadurch in den Fokus. Insbesondere vor dem Hintergrund der steigenden Nachfrage von Elektromobilität erfolgt derzeit eine starke Weiterentwicklung von Speichertechnologien und es werden viele neue Fertigungskapazitäten geschaffen. Hierdurch sind zukünftig Skaleneffekte, sinkende Speicherpreise und eine erhöhte Speicherperformance zu erwarten. Von dieser Entwicklung kann auch der Einsatz von ESS für die Netzintegration von WEAn profitieren.

## 1.2 Ziele der Arbeit

Diese Arbeit hat das Ziel, die Erweiterung von WEA-Systemen um Kurzzeit-ESS und die zu einer Verbesserung der Netzintegration führenden Anwendungen im Rahmen theoretischer und simulativer Untersuchungen zu analysieren und zu bewerten. Dieses Ziel lässt sich in folgende Teilziele untergliedern:

1. Identifikation verschiedener Anwendungen von Kurzzeit-ESS an WEAn, motiviert durch die Entwicklung der NAR zur Steigerung der Netzstabilität und -qualität,
2. Charakterisierung von Speichertechnologien und deren leistungselektronischen Anbindungen an ein WEA-System,
3. Entwicklung eines Verfahrens zur Analyse und Bewertung der Anwendungen hinsichtlich ihrer Anforderungen an ein ESS,
4. Identifikation und Untersuchung der für die Anwendungen am besten geeigneten Speichertechnologien, deren Auslegung und Integration in eine WEA oder einen WP und
5. Bewertung des Einsatzes von ESS an WEAn hinsichtlich ihres wirtschaftlichen Betriebs.

Für weitergehende experimentelle Untersuchungen der als am geeignetsten identifizierten Anbindungskonzepte eines ESS in ein WEA-System wurde zudem ein Laboraufbau entwickelt, aufgebaut und in Betrieb genommen. Hiermit können verschiedene Anwendungen bezüglich ihrer Integration in ein WEA-System und der ermittelten Speicher- auslegungen labortechnisch untersucht werden.

In den letzten Jahren stieg die Anzahl der Veröffentlichungen im Bereich der Verwendung von Speichersystemen an WEAn an. In vielen Veröffentlichungen wird ein genereller Überblick über Speichertechnologien und deren Anwendungen gegeben, wobei

oft der Schwerpunkt auf der Sicherstellung der Versorgungssicherheit, also der Verwendung großer Speichersysteme, liegt. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Verwendung von Kurzzeitspeichern, der in dieser Form und den gewählten Akzenten eine deutlich geringere Aufmerksamkeit in der Vergangenheit erfahren hat.

### 1.3 Gliederung der Arbeit

Als Basis für den Großteil der untersuchten Anwendungsfälle für ESS an WEAn werden in Kapitel 2 die Auswirkungen der Verdrängung zentraler Energieerzeuger mit großen Synchrongeneratoren durch viele kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen beschrieben, die in der Regel durch Umrichter vom Netz entkoppelt sind und aus fluktuierenden Energiequellen gespeist werden. Darüber hinaus wird die Entwicklung der NAR zur Wirkleistungseinspeisung durch WEAn analysiert und ein Überblick über aktuell gültige Anforderungen gegeben. Die zum Verständnis dieser Arbeit notwendige Systemmodellierungen werden in Kapitel 3 beschrieben. Die verwendete Simulationsumgebung zur Analyse der ESS-Anwendungen besteht aus einem Wind-, WEA-, WP- und Netz-Modell.

In Kapitel 4 wird das ESS generell definiert und es werden die wichtigsten Eigenschaften von Speichern zum Einsatz an WEAn analysiert. Darüber hinaus wird ein Literaturüberblick über eine Auswahl für diesen Betrieb in Frage kommender Speichertechnologien und ihrer wichtigsten Kenndaten und Eigenschaften gegeben. Mit der Untersuchung von geeigneten DC/DC-Wandlern zur Anbindung von DC-Speichern an den Zwischenkreis einer WEA wird auch ein Fokus auf die Leistungselektronik gelegt. Die Anwendungsgebiete für ESS an WEAn werden in Kapitel 5 untersucht. Auf die Beschreibung der Vorgehensweise zur Analyse folgt die Untersuchung der Anwendungen nach geltenden NAR, in der das Vorhalten einer Leistungsreserve zur Frequenzregelung, die Limitierung von Einspeiserampen, das Begrenzen der Einspeisung durch Maximalwerte und die Trägheitsemulation zur dynamischen Frequenzregelung analysiert werden. In der darauf folgenden Betrachtung von weiteren Anwendungen stehen die Glättung der Ausgangsleistung durch die Verwendung eines Filters zur Sollwertvorgabe und die Unterstützung beim Durchfahren eines Spannungseinbruchs im Vordergrund. Daneben wird kurz auf Anwendungen zur Sicherstellung der Energieversorgung eingegangen. Alle Anwendungen werden nach denselben Kriterien bewertet, nach denen auch die Charakterisierung der Speichertechnologien im vorangehenden Kapitel stattgefunden hat. Durch einen Vergleich wird die Eignung einer jeden Speichertechnologie für die Anwendungen ermittelt. Die Integration eines ESS in eine WEA oder einen WP wird in Kapitel 6 untersucht. Es wird zwischen verteilten und aggregierten ESS differenziert. Hierfür werden jeweils sechs Anbindungskonzepte definiert und hinsichtlich ihres Leistungshalbleiter-Bauteilaufwands und der auf das Gesamtsystem resultierenden Wirkungsgrade untersucht und bewertet. Es können ideale Anbindungskonzepte für unterschiedliche Gruppen von Anwendungen identifiziert werden, für die im Weiteren eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit durchgeführt wird. Zur labortechnischen Untersuchung geeigneter Anbindungskonzepte wurde ein Teststand entwickelt und aufgebaut. Hiermit wird ein ESS im Labormaßstab realisiert, das in Verbindung

mit einem WEA-Antriebsstrang für weitergehende experimentelle Laboruntersuchungen genutzt werden kann. Eine maßgebliche Komponente stellt ein selbst entwickelter Energiespeicheremulator dar.

In Kapitel 7 wird eine Zusammenfassung gegeben und ein Gesamtfazit gezogen. Ein Ausblick über mögliche weitere Forschungsfelder, die auf dieser Arbeit aufbauen können, wird gegeben. Im Anhang sind zu einzelnen Teilen der Arbeit detaillierte Ergebnisübersichten dargestellt, einzelne Anwendungen werden vertieft und es werden die Kenndaten der Simulationsmodelle und des Laboraufbaus angegeben.

## 1.4 Übersicht über eigene Veröffentlichungen

Eine Auflistung dieser Arbeit vorangegangener Veröffentlichungen als Erst- und Zweitautor findet sich auf Seite 167. Diese haben alle einen direkten oder indirekten Bezug zu der in dieser Arbeit untersuchten Thematik.

In [SG1] wurden Regelungsverfahren zur Ausregelung von Netzunsymmetrien durch eine gezielte Blindleistungseinspeisung diskutiert. Diese Veröffentlichung hat durch die übergeordnete Thematik der Netzintegration von WEAn einen indirekten Bezug zu dieser Arbeit und hat dazu beigetragen, den Forschungsbedarf auf diesem Gebiet zu identifizieren. Die Untersuchung der Auswirkungen einer Einspeisung in besonders schwache Netzstrukturen auf die Netzstabilität und -qualität wurde in [SG2] diskutiert, wovon Teile insbesondere in Kapitel 3.3.2 aufgegriffen werden. In [SG3] wurde an der Vorstellung der labortechnischen Möglichkeiten und Aktivitäten des Lehrstuhls zur Untersuchung der Netzintegration von RES mitgewirkt. Dieses Labor und Teile der vorgestellten Einrichtungen wurden verwendet, um den in Kapitel 6.5 beschriebenen Laboraufbau zu entwickeln und zu betreiben.

Die weiteren eigenen Veröffentlichungen [SG4] bis [SG6] befassen sich direkt mit der in dieser Arbeit behandelten Thematik. In [SG4] wird der interleaved (versetzt) betriebene DC/DC-Wandler (s. Kapitel 4.2.4.3) zur Anbindung eines Doppelschichtkondensators (s. Kapitel 4.1.2) an den Zwischenkreis einer WEA untersucht und für den Betrieb der Leistungsglättung, als Beitrag zur Frequenzregelung und zur Unterstützung beim Durchfahren eines Spannungseinbruchs ausgelegt. Eine genauere Untersuchung dieser Verfahren in Kapitel 5 basiert auf den in dieser Veröffentlichung erzielten Ergebnissen. Eine Untersuchung der Begrenzung von Einspeiserampen wurde in [SG5] durchgeführt und wird hier in Kapitel 5.3.2 vertieft. Die in dieser Arbeit verwendete Modellierung der WEA und Windzeitreihen in Kapitel 3 baut auf der in dieser Veröffentlichung verwendeten auf. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Windzeitreihen in dieser Arbeit nach den IEC-Windklassen und nicht wie in [SG5] in Bezug auf verschiedene Böenlängen modelliert werden, da hierdurch realistischere Betriebsbedingungen erzielt werden. Der wirtschaftliche Aspekt zur Verwendung von ESS an WEAn wurde für das Vorhalten von Reserveleistung in [SG6] untersucht. In dieser Arbeit wird diese Thematik in Kapitel 6.4 vertieft und für weitere Anwendungsfälle betrachtet.

## 2 Wichtige Einflussfaktoren auf die Netzintegration von Windenergieanlagen

Die Entwicklung und der Ausbau der Windenergie resultiert in einem Wandel der Energieversorgungsnetze. Damit einhergehend wird eine Anpassung der NAR identifiziert. Im Folgenden werden diese beiden Aspekte untersucht und insbesondere die NAR aus verschiedenen Ländern mit einem hohen WEA-Anteil bezüglich der Einspeiseanforderungen, die mit Hilfe eines ESS umgesetzt werden können, analysiert und verglichen.

### 2.1 Netzwechsel

#### 2.1.1 Veränderung der Energieerzeugung

Ein Großteil der heutigen Energieerzeugung wird durch konventionelle thermische Kraftwerke realisiert. Es werden zumeist fossile Brennstoffe wie Kohle und Gas oder geeignete radioaktive Stoffe als Energieträger verwendet. Gegen die Verwendung solcher Technologien sprechen vor allem die Gedanken der Nachhaltigkeit und des Umweltbewusstseins. Der Vorrat von fossilen Brennstoffen ist endlich, es werden immer neuere und aufwendigere Formen der Förderung benötigt, die auch vor der teilweisen Zerstörung noch unberührter Naturregionen nicht haltmachen. Darüber hinaus haben viele dieser einen erheblichen Anteil an dem weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Die radioaktiven Reste der Atomkraftwerke müssen auf viele Jahrzehnte bis Jahrhunderte hin aufwendig gelagert werden. Der Bedarf an Energie wächst zudem weltweit ständig an. Durch Nutzung von regenerativen Energien wie der Windenergie, Sonnenenergie, Wasserkraft, Geothermie oder Bioenergie kann dagegen eine nachhaltige und umweltschonende Energieerzeugung realisiert werden. In Deutschland wird der Ausbau solcher Erzeugungsformen staatlich durch das im Jahre 2000 in Kraft getretene und ständig weiterentwickelte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [2] gefördert und außerdem durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie stark motiviert. Mit Beginn des Ausbaus von RES hat dessen Anteil an der gesamten installierten Leistung zur Stromerzeugung stetig zugenommen. Vor allem der Ausbau von WEAn und Photovoltaikanlagen (PV) legte seitdem stark zu. Wie in Abbildung 2.1 (links) gezeigt wird, wuchs die weltweit gesamtinstallierte Leistung aus Windenergie von 2000 bis 2015 von 17,4 GW auf 433 GW an [3]. Zudem wird ein weiterer Zuwachs auf weltweit knapp 800 GW im Jahre 2020 prognostiziert. Auch auf europäischer Ebene wird der Ausbau von RES vorangetrieben. Bis ins Jahr 2020 ist es gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments das Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch in der Europäischen Union (EU) auf 20 % zu steigern [5].

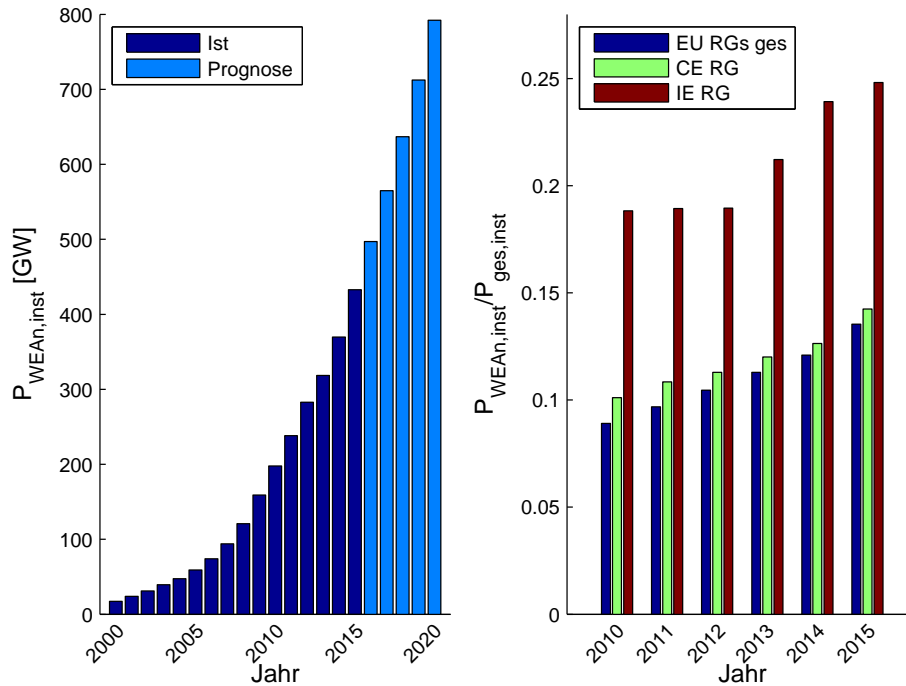


Abb. 2.1: Entwicklung der Windenergie, links: weltweit gesamte installierte Windleistung und Prognose in GW [3], rechts: Anteil der installierten Windleistung zur gesamten jeweiligen Erzeugerleistung in den entsprechenden EU Regionen (Data provided by ENTSO-E [4], Stand Mai 2015)

Nach [6] und [7] stieg die installierte Leistung von WEAn in der EU von 2010 bis 2015 von 84,3 GW auf knapp 142 GW mit einem deutschen Anteil von etwa einem Drittel an. Entsprechend Abbildung 2.1 (rechts) nimmt der Anteil der installierten Windleistung im Verhältnis zur installierten Gesamterzeugungsleistung stetig zu und liegt in 2015 bei knapp 14 %. Das europäische Stromnetz besteht aus fünf untereinander asynchronen Verbundnetzen. In dem kontinentaleuropäischen Verbundnetz (kurz: CE RG, ehemals UCTE), zu dem auch das deutsche Stromnetz gehört, liegt der installierte WEA-Anteil in 2015 knapp über dem europäischen Mittel. Vor allem jedoch in dem irischen Verbundnetz (IE RG) beträgt dieser Anteil in 2015 knapp ein Viertel.

Es ist ersichtlich, dass der Einfluss der durch WEAn eingespeisten Leistung auf das gesamte Stromnetz in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat und in einigen Regionen, wie dem irischen Inselnetz, einen mittlerweile nicht mehr zu vernachlässigenden Anteil erreicht hat. RES und insbesondere WEAn erlangen demnach eine steigende Systemrelevanz.

### 2.1.2 Veränderung der Netzstruktur

Ein Verbundnetz, wie das in Kontinentaleuropa, setzt sich aus einem überregionalen Transportnetz und vielen regionalen Verteilnetzen zusammen. Die unterschiedlichen Teilnetze werden in verschiedenen Spannungsebenen betrieben. Im Transportnetz wird Höchstspannung (HöS, im Bereich 220-380 kV) genutzt, um damit große Energiemengen

über weite Strecken verlustarm transportieren zu können. Durch Netztransformatoren in Umspannwerken werden die unteren Spannungsebenen angeschlossen, die aus dem Hochspannungsnetz (HS, im Bereich 60-150 kV), dem Mittelspannungsnetz (MS, im Bereich 1-30 kV) und dem Niederspannungsnetz (NS, im Bereich 0,4-0,6 kV) bestehen. Hierüber erfolgt die regionale Verteilung der Energie zu den Verbrauchern. Je niedriger die Spannungsebene dabei wird, desto geringer ist die maximale Leistungsaufnahme des jeweiligen Teilnetzes. Die einzelnen Netze werden durch Kraftwerke gespeist. Je nach Größe und Leistungsfähigkeit speisen diese in die höheren Spannungsebenen ein. Dabei werden große Generatoren, die direkt mit dem Netz verbunden sind und netzsynchron betrieben werden, durch Dampfturbinen angetrieben. Ein solcher Produktionsprozess ist sehr aufwendig und träge, da er teils großen Zeitkonstanten unterliegt. Der direkte synchrone Anschluss der großen Generatoren an die Netze verleiht dem Netz eine Stabilität bezüglich der Frequenzhaltung. Diese wird durch die Schwungmassen-Trägheit der schweren Rotoren erzeugt. Je größer die Trägheit ist, desto weniger dynamisch können Leistungsänderungen die Rotordrehzahl und damit die Netzfrequenz beeinflussen.

Im linken Teil der Abbildung 2.2 ist dieses ursprüngliche Konzept des bestehenden Verbundnetzes stark vereinfacht skizziert. Der Energiefluss ist insbesondere in den unteren

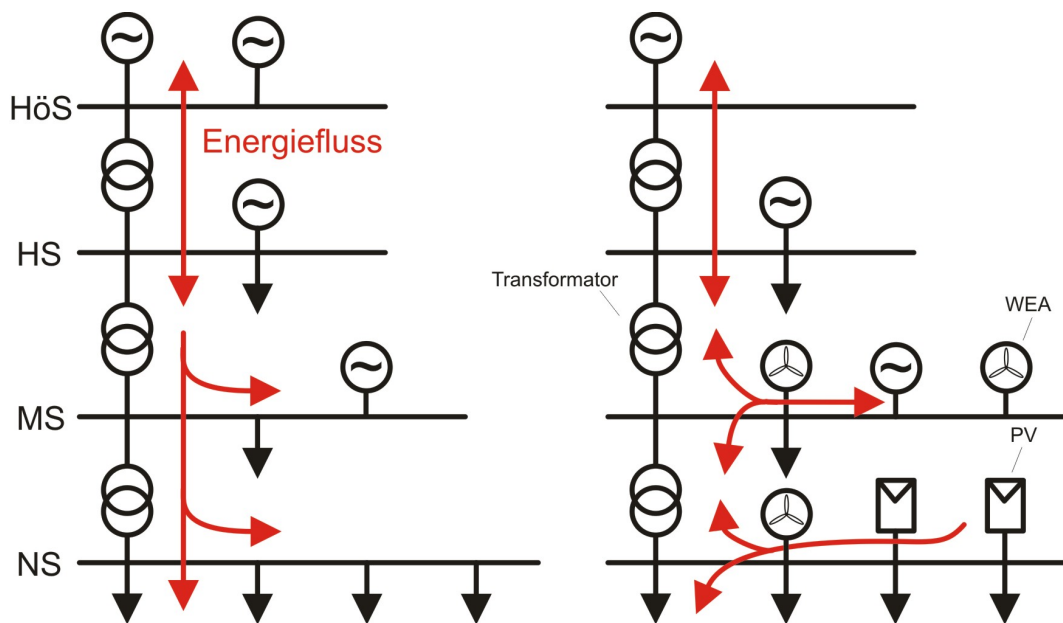


Abb. 2.2: Schematische Darstellung der Netzentwicklung, links: ursprünglicher Netzaufbau mit traditioneller Energieerzeugung durch Großkraftwerke (⊙) in den hohen Spannungsebenen und Energiefluss (→) hinab in die Verteilnetze zu den Verbrauchern (↓), rechts: Dezentralisierung der Erzeugung durch Einspeisung von RES (z.B. WEA oder PV) in den unteren Spannungsebenen mit Änderung und zum Teil Umkehr des Energieflusses

Verteilnetzebenen tendenziell nach unten und von den Netzknoten hin zu den einzelnen Verbrauchern gerichtet. Durch den massiven Zubau von dezentralen RES, vor allem in den Verteilnetzen, findet ein Wandel in der Netzstruktur statt, der im rechten Teil der Abbildung 2.2 angedeutet ist. Durch das Mehrangebot von Energie werden einzelne konventionelle Kraftwerke nicht mehr benötigt und vom Netz getrennt. Es kommt zu

Änderungen der Lastflüsse in den einzelnen Netzsträngen. Die Energieflüsse vor allem von WEAn und PV-Anlagen sind durch deren Abhängigkeit vom Wetter fluktuierend und können starken Schwankungen unterliegen. In vielen Regionen mit einem hohen RES-Anteil kommt es auch zu temporären Netzengpässen, da der Ausbau benötigter Netzleitungen oft viel langsamer als der RES-Zubau erfolgt. Da die Netzanbindung von RES in den meisten Fällen über Umrichter erfolgt, steigt der Anteil der mit Leistungselektronik in das Netz eingespeisten Energie an.

### 2.1.3 Konsequenzen der Entwicklung

Durch die Abschaltung von Großkraftwerken und die Trennung derer Generatoren vom Netz nimmt die Netzträgheit ab. Dadurch reagiert die Netzfrequenz sensibler auf Ungleichgewichte der Energieeinspeisung und -entnahme in das bzw. aus dem Stromnetz und es kann zu einer Reduktion der Systemstabilität kommen. Die für RES typische fluktuierende Einspeisung kann diese Problematik weiter verschärfen. Während Frequenzschwankungen und -fehler großflächig im Verbundnetz auftreten, wirken sich die durch Änderungen der Lastflüsse und ungleichmäßigen Einspeisung resultierenden Spannungsschwankungen lokal begrenzt im Netz aus. Dies kann insbesondere in den unteren Netzebenen zu Herausforderungen bzgl. der Einhaltung der Spannungsbänder führen [8]. Neben diesen technischen Konsequenzen ergibt sich auch eine Vielzahl an ökonomischen Folgen, zum Beispiel in dem Bedarf der Anpassung von Marktmechanismen für den Stromhandel. Nach dem Monitoringbericht 2015 der Bundesnetzagentur und des Kartellamtes [9] wurde 2014 eine Ausfallarbeit bedingt durch eine Abregelung der Einspeisung in Höhe von 183 Mio. Euro an die Anlagenbetreiber von WEAn gezahlt. In diesem Jahr konnten dadurch 1.221,5 GWh nicht eingespeist werden.

Durch die zunehmende Systemrelevanz von RES müssen sich WEAn in Systemen mit einem hohen WEA-Anteil stärker an der Netzregulierung beteiligen [10]. In einer Betrachtung der Einspeiseverläufe von Windparks in Spanien und den daraus resultierenden Leistungsfluktuationen wird in [11] analysiert, dass Leistungsreserven und kurzfristige Ausgleichsmöglichkeiten bei einem steigenden Anteil von RES im Netz benötigt werden, um eine Systemstabilität gewährleisten zu können.

Es kann gefolgert werden, dass der strukturelle Netzwandel Anforderungen in der Beteiligung von RES und insbesondere von WEAn zur Sicherung der Netzstabilität und -qualität erfordert. Solche Anforderungen sind in den NAR formuliert, die für die Anlagenbetreiber verpflichtend einzuhalten sind. Die NAR unterliegen einer Entwicklung, die erkennbar parallel zum Ausbau von RES voranschreitet und derzeit in Kombination mit den existierenden konventionellen Netzregulierungsmechanismen die sichere Einspeisung von RES gewährleisten kann. Es werden im Folgenden repräsentative NAR vor allem im Hinblick auf deren Entwicklung der Einspeiseregulierung von Wirkleistung hin untersucht und entsprechende Trends herausgearbeitet. Nach Kapitel 2.1.1 erfolgt eine Konzentration auf NAR von Ländern mit einem hohen WEA-Anteil wie Deutschland, Dänemark und Irland und auf die in dem kürzlich abgeschlossenen EU-Harmonisierungsprozess für NAR entstandenen Netzkodex mit Netzzanschlussbe-



dingungen für Stromerzeuger (Network Code for Requirements on Grid Connection of Generators, kurz RfG).

## 2.2 Netzanschlussregeln

NAR enthalten vor allem technische Richtlinien, in denen die Anforderungen für die in das Energieversorgungsnetz einspeisenden Erzeugungseinheiten definiert sind. Die Verantwortung zur Erstellung liegt in der Regel beim jeweiligen Netzbetreiber (Transmission System Operator, kurz TSO). Daher gibt es eine Vielzahl von verschiedenen NAR, die sich von Netz zu Netz voneinander zum Teil deutlich unterscheiden [12], [13]. In [14] und [15] wird ein Überblick über verschiedene NAR gegeben. In solchen Untersuchungen stehen europäische NAR oft im Vordergrund, aber auch internationale NAR, wie die von Kanada [16], werden häufig untersucht. Die übergeordneten Ziele der NAR sind weitestgehend einheitlich. Diese drücken sich aus in

- der Realisierung einer bedarfsgerechten Energieversorgung,
- der Sicherstellung einer hohen Netzzuverlässigkeit sowie
- der Gewährleistung einer höchstmöglichen Versorgungsqualität.

Die inhaltliche Struktur der Regelwerke ist ebenfalls grundsätzlich ähnlich aufgebaut. Meist umfasst sie nach [17]

- generelle technische Anforderungen zur Einspeisung,
- Anforderungen an Betriebsbereiche,
- Bestimmungen für den Normalbetrieb sowie bei abnormalen Netzbedingungen und Netzfehlern,
- Testanforderungen,
- Anforderungen an die Kommunikation und Überwachung, sowie
- Anforderungen an Simulationsmodelle und Parameter.

Insbesondere die ersten drei Kategorien beinhalten Regularien, die Vorgaben bezüglich der Einspeisung von Wirk- und Blindleistung in das Netz machen. Neben den oben genannten grundsätzlichen Zielen der NAR werden auch politische, ökonomische und ökologische Vorgaben in der Formulierung der NAR in der Regel direkt oder indirekt berücksichtigt. Wie bereits in Kapitel 2.1.3 festgestellt, ist vor allem die technische Entwicklung des Netzes ein wichtiger Einflussfaktor. Aufgrund dieser vielfältig zu berücksichtigenden und zum Teil dynamischen Einflüsse handelt es sich bei den NAR nicht um statische Regelwerke. Insbesondere die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Entwicklungen der Energieerzeugung und des Stromnetzes resultieren in einem ständigen Prozess der Verschärfung und zunehmenden Reglementierung [12].

### 2.2.1 Entwicklung der NAR

Zu Beginn des Ausbaus der Windenergie war der Anteil der installierten Windleistung im Netz entsprechend gering, sodass aus dieser Einspeisung nahezu keine negativen Konsequenzen für den sicheren Betrieb des Netzes resultierten. Die Regemaßnahmen für einen sicheren Netzbetrieb konnten meist voll ausreichend von den konventionellen Kraftwerken gewährleistet werden. Deshalb wurden an WEAn zunächst nur geringe Anforderungen gestellt, wie der Sicherstellung des Betriebs in bestimmten Betriebsbereichen, insbesondere bezüglich der Frequenz und der Anschlussspannung. Außerhalb dieser Bereiche musste eine Trennung der Anlagen vom Netz erfolgen. Es galt die Philosophie, dass sich RES möglichst passiv am Netz verhalten sollten. Mit steigendem Anteil dezentraler Erzeuger war allerdings festzustellen, dass der mit einer sofortigen Trennung vom Netz einhergehende Einspeiseverlust im Falle eines Netzfehlers immer weniger vernachlässigt werden konnte.

Am Beispiel der Frequenzregelung kann die weitere Entwicklung in Deutschland grob umrissen werden. Im Jahr 2006 hat der deutsche Netzbetreiber E.ON-Netz in seinen NAR „Anforderungen an EEG-Erzeugungsanlagen“ die „50,2 Hz Problematik“ adressiert. Bislang mussten sich Anlagen bei Überschreiten der Netzfrequenz von 50,2 Hz abrupt vom Netz trennen. Übersteigt die Einspeisung durch RES in einem solchen Fall die Primärregelreserve, so können schwerwiegende Konsequenzen bezüglich der Frequenzstabilität nicht ausgeschlossen werden. Daher wurde eine Reduktion der Einspeisung in Form einer Statik ab einer definierten Grenzfrequenz eingeführt. Der Verband der Netzbetreiber (VDN) hat diese Regelung in die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Transmission Code 2007, kurz TC07) [18] übernommen. Auch auf Verteilnetzebene wurden die Anforderungen durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mit der „Mittelspannungsrichtlinie 2008“ [19] verpflichtend umgesetzt. Seit dem Jahr 2011 gelten diese Regelungen auch für Erzeuger im Niederspannungsnetz, was vor allem auch oft bei PV-Systemen mit einer Nachrüstung der Umrichter verbunden war. Heutzutage gehen moderne NAR, wie die beispielsweise von Dänemark [20] oder Irland [21], indes noch einen Schritt weiter und fordern die Fähigkeit von WEAn, auch im Falle einer Unterfrequenz die Einspeisung erhöhen zu können. Hierfür werden geeignete Wirkleistungsreserven benötigt.

Im Folgenden werden weitere die Wirkleistungseinspeisung regulierende Anschlussregeln betrachtet und ein Überblick und Vergleich der aktuellen Entwicklung dargestellt.

### 2.2.2 Vergleich ausgewählter Netzanschlussregeln

In Deutschland war im Jahr 2015 der höchste EU-Anteil von WEAn mit knapp 32 % installiert (EU gesamt: ca. 142 GW, Deutschland: ca. 45 GW, [7]). Der Umgang mit diesen wird im EEG geregelt. In diesen gesetzlichen Richtlinien wird unter anderem der Vorrang der Einspeisung von RES vor konventionellen Kraftwerken definiert, es werden die Ausbauziele von RES und die damit verbundene Vergütung der Einspeisung durch RES vorgegeben. Des Weiteren wird die Verordnung zu Systemdienstleistungen durch

Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung Wind, kurz SDLWindV) [22] angezogen, in der geregelt wird, welche technischen Anforderungen für welche WEAn erfüllt werden müssen. Hier werden die folgenden NAR legitimiert:

- WEAn mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz müssen nach §2 (i.V. mit Anlage 1 und Ergänzungen [23]) die Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie von 2008 (MSR08, [19]) erfüllen,
- WEAn mit Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz müssen nach §3 (i.V. mit Anlage 1) die Anforderungen des durch den VDN formulierten Transmission Code 2007 (TC07, [18]) erfüllen,
- die Anforderungen an alte Bestandsanlagen sind in Anlage 3 geregelt.

Der Anteil der Windenergie an der nationalen Gesamterzeugung in Dänemark betrug 39,1 % im Jahr 2014 [24], was weltweit den größten Wert gemessen an dem nationalen Stromverbrauch bedeutete. Die dänischen NAR [20] werden speziell für WEAn vom Netzbetreiber Energinet.dk definiert. Bei dem irischen Stromnetz handelt es sich um ein Inselnetz, das über HGÜ-Anbindungen vor allem mit der kontinentaleuropäischen Regelzone verbunden ist. In Irland liegt der Anteil der installierten Windenergieleistung 2015 bei ca. 25 % [4], was den höchsten Anteil von installierter Windenergie in einer europäischen Regelzone ausmacht. Die irischen NAR [21] werden von dem irischen Netzbetreiber EirGrid definiert.

Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) übernahm 2009 die Aufgaben der 1999 gegründeten „European Transmission System Operators“ (ETSO) und beschäftigt sich seitdem unter anderem mit dem europaweiten Betrieb des Stromnetzes, dem Netzausbau und der Harmonisierung des europäischen Strommarktes. Bei dem Netzausbau geht es nicht um die Schaffung eines einzigen technisch zusammenhängenden europäischen Verbundnetzes, welches derzeit aus fünf voneinander unabhängigen und zueinander asynchronen Verbundnetzen besteht, sondern um den verbundnetzinternen Leitungsbau und die Verknüpfung der einzelnen Netze durch entsprechende Kopplungen, wie z.B. HGÜ-Leitungen. Ein Kernpunkt der Beschäftigung stellt die Integration von RES und damit die Unterstützung in der Umsetzung der von der EU festgesetzten Ziele nach der EU-Richtlinie 2009/28/EG [5] dar, um bis 2020 europaweit insgesamt einen Anteil von 20% an Erneuerbaren Energien zu erreichen. In diesem Zuge wurde die ENTSO-E mit der Formulierung europaweit geltender NAR beauftragt. Dabei tritt die ENTSO-E nicht als Regelsetzer, sondern als Organisator des Regelsetzungsprogramms in Erscheinung. Der entstandene RfG [25] hat im April 2016 erfolgreich den europäischen Gesetzgebungsprozess durchlaufen. Ziel ist es, mit dem Inkrafttreten die einzelnen nationalen NAR zu ersetzen. Die Erstellung des RfG durch die ENTSO-E hat die drei Ziele, einen sicheren Transportnetzbetrieb in Europa zu erreichen, die Netzintegration von RES sicherzustellen und einen einzigen europaweiten Strommarkt zu initiieren. In dem Regelwerk ist festgehalten, dass der zuverlässige Betrieb der Übertragungsnetze nur dann von seinen Betreibern gewährleistet werden kann, wenn auch die Verteilnetzbetreiber den zuverlässigen Betrieb ihrer Netze

sicherstellen. Damit weitet sich der Geltungsbereich des RfG auch auf die Verteilnetze aus und sie werden somit für alle Generatoren im europäischen Verbundnetz verpflichtende Richtlinien. Im RfG wird zwischen vier Erzeugungstypen entsprechend der Nummerierung A-D unterschieden, die sich entsprechend ihrer Anschlussspannung und Erzeugungsleistung einteilen lassen. Hierbei werden nicht nur Einzelanlagen, sondern auch On- und Offshore-Windparks und Pumpspeicherkraftwerke in die entsprechenden Kategorien eingeteilt.

Die NAR von Deutschland können daher als ein Regelwerk für einen hohen WEA-Anteil in einem starken Stromnetz mit hoch gesteckten Ausbauzielen betrachtet werden. Die NAR aus Dänemark und Irland repräsentieren Regeln für Netze mit den weltweit höchsten WEA-Anteilen. Der RfG der ENTSO-E stellen im Vergleich eine der neusten Entwicklungen von NAR dar. Die NAR von Dänemark und Irland, sowie der RfG der ENTSO-E können daher als Trend für Netze betrachtet werden, für die ähnlich hohe Ausbauziele angestrebt werden.

### 2.2.2.1 Direkte Anforderungen zur Wirkleistungseinspeisung

In den betrachteten NAR kann zwischen Anforderungen, die direkt die Wirkleistungseinspeisung regulieren und welchen, die diese indirekt beeinflussen, unterschieden werden. In Abbildung 2.3 sind die drei derzeit anzutreffenden Arten der direkten Wirkleistungsregulierung schematisch dargestellt. Es ist jeweils ein Einspeiseverlauf einer WEA

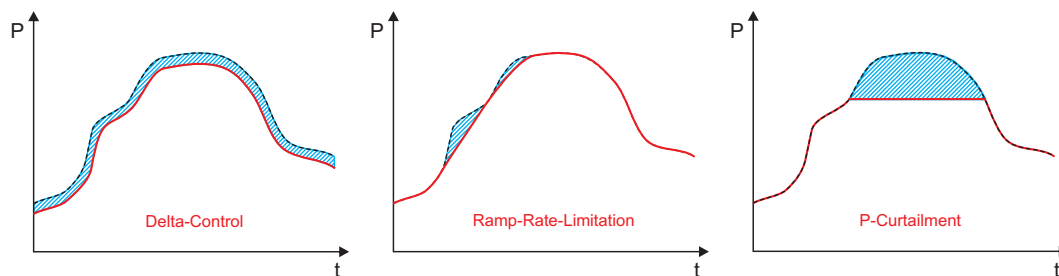


Abb. 2.3: Arten der direkten Wirkleistungsregulierung (links: Vorhalten einer Einspeisereserve (Delta-Control), mittig: Begrenzung der Einspeisegradien (Ramp-Rate-Limitation), rechts: Abregelung der maximalen Leistungseinspeisung (P-Curtailment)) jeweils mit verfügbarer Leistung (schwarz), eingespeister Leistung (rot) und resultierendem Einspeisedefizit (blau)

(schwarz) dargestellt. Je nach Regulierungsart resultieren die rot dargestellten erlaubten Einspeiseverläufe. Die zwischen diesen Kurven blau schraffierte Fläche stellt die Energiemenge dar, die aufgrund der Einspeisebeschränkung nicht in das Netz abgegeben werden darf. Solche Energiemengen werden im Folgenden als (Einspeise-) “Defizit“  $\Delta E$  bezeichnet.

## Vorhalten einer Leistungsreserve (Delta-Control) und Frequenzregelung

In allen betrachteten NAR müssen die WEAn einen Beitrag zur Frequenzregelung leisten. Je nachdem, ob ein Totband  $\pm f_{\text{tot}}$  um die Nennfrequenz  $f_N$  definiert ist, wird hier vom beschränkt frequenzabhängigen Modus (Limited Frequency Sensitive Mode-Underfrequency/Overfrequency, kurz LFSM-U/O) wie in Abbildung 2.4 links, bzw. ohne größeres Totband von einem frequenzabhängigen Modus (Frequency Sensitive Mode, kurz FSM) gesprochen. Es wird stets eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung im

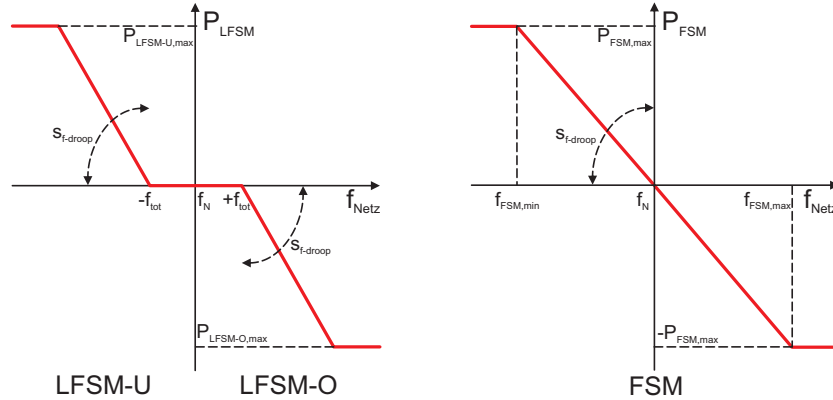


Abb. 2.4: Anforderungen zur per Statik (droop-Charakteristik) gesteuerten Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Abweichung der Frequenz zum Nennwert durch WEAn, links mit und rechts ohne größeres Totband  $[-f_{\text{tot}}; f_{\text{tot}}]$  um die Nennfrequenz  $f_N$

Falle einer Überfrequenz per Statik (droop-Charakteristik) mit dem Faktor  $s_{f,\text{droop}}$  gefordert. Ein typischer Wert für  $f_{\text{tot}}$  liegt bei  $\pm 200$  mHz. Bei der FSM wird in der Regel auch ein kleines Totband um  $\pm 20$  mHz zugelassen, was auch die Aktivierungsgrenze der Primärregelung im europäischen Verbundnetz darstellt [26]. Der droop-Faktor, der entsprechend Gleichung (2.1) definiert ist, kann für bestimmte Frequenzbereiche individuell definiert werden und liegt in der Regel zwischen 2 und 10%.

$$s_{f,\text{droop}} = \frac{\Delta f / f_N}{\Delta P / P_N} \quad (2.1)$$

Der Faktor  $\Delta f$  stellt dabei die aktuelle Frequenzabweichung vom Totband um  $f_N$  und  $\Delta P$  den von der aktuell maximal möglichen Einspeiseleistung  $P_{\text{mom}}$  anzupassenden Leistungsbetrag dar. Die Anpassung der Leistungseinspeisung ist meist entweder durch einen maximalen Leistungswert oder einen maximalen Frequenzbereich begrenzt und geht dann bei stärkeren Frequenzänderungen in eine Haltung des jeweiligen Maximalwerts über.

In einigen NAR wird neben der Leistungsreduktion im Falle einer Überfrequenz ebenso gefordert, die Einspeisung im Falle einer Unterfrequenz auch erhöhen zu können (LFSM-U bzw. linker Teil der FSM). Ein solches Verhalten ist in den deutschen NAR bislang nicht gefordert, findet allerdings bereits in den NAR von Dänemark für alle Anlagen oder Windparks mit einer Anschlussleistung ab 25 MW und Irland entsprechend bereits ab 5 MW Anwendung und ist für Anlagen der Typen C und D ebenfalls im

Tab. 2.1: Vergleich der Anforderungen für  $\Delta$ Control und Frequenzregelung durch WEAn in den betrachteten NAR

Kategorie	Dänemark	Irland	Deutschland	ENTSO-E
$\Delta$ Control	$P_N > 25$ MW	$P_N \geq 5$ MW	-	Typ C&D
$x_{\Delta C}$	max 0,8 p.u.*	max 85% $P_{\text{mom}}$ *	-	0,015–0,1 p.u.*
$T_{\Delta C}$	49 Hz $\leq$ 51 Hz unbegrenzt, sonst 30 Min	49,5 Hz $\leq$ 50,5 Hz unbegrenzt, sonst meist 60 Min	-	15 – 30 Min
max $f$ -Bereich	47 – 52 Hz	47 – 52 Hz	47,5 – 51,5 Hz	47,5 – 51,5 Hz in CE
LFSM-O	$P_N \geq 11$ kW	$P_N \geq 5$ MW	alle Anlagen an MS, HS, HöS	$P_N \geq 0,8$ kW
LFSM-U	$P_N \geq 25$ kW	$P_N \geq 5$ MW	-	Typ C&D
$f_{(L)\text{FSM,tot}}$	200 mHz*	$\pm 15$ mHz*	200 mHz	0,2 – 0,5 Hz**, 10 – 30 mHz***
$f_{\text{FSM,max}}$	TSO*	$\pm 500$ mHz*	-	TSO*
$s_{f,\text{droop}}$	TSO*	2 – 10%*, typ 4%	5% bez. auf $P_{\text{mom}}$	2 – 12%*
Primär- regelung	-	max 30 s	-	-
Referenz	[20]	[21]	[18]	[25]
*	Genauere Vorgabe erfolgt durch den Netzbetreiber (TSO)			
**	LFSM, genaue Vorgabe erfolgt durch den TSO			
***	FSM, genaue Vorgabe erfolgt durch den TSO			

RfG der ENTSO-E vorgesehen. Um diese Mehreinspeisung gewährleisten zu können, muss eine WEA eine entsprechende Reserve  $P_{\text{Reserve}}$  bereithalten. Dazu wird in den jeweiligen NAR das Vorhalten einer Leistungsreserve (Delta-Control, kurz  $\Delta$ Control) entsprechend Abbildung 2.3 (links) gefordert, bei der eine nur um den Faktor  $x_{\Delta C}$  nach Gleichung (2.2) reduzierte Leistung in das Netz eingespeist werden darf.

$$x_{\Delta C} = \frac{P_{\text{Reserve}}}{P_N} \quad (2.2)$$

Dieser Wert kann in Irland bis zu 85% der momentan verfügbaren Leistung  $P_{\text{mom}}$  betragen. Diese Reserveleistung muss in der Regel für die Dauer  $T_{\Delta C}$  von meist 15 bis 30 min bereit gestellt werden können. In Irland müssen sich die Anlagen auch bis zu 30 s lang an der Primärregelung beteiligen können.

In Tabelle 2.1 sind die in den jeweiligen NAR definierten Anforderungen zu  $\Delta$ Control und der Frequenzregelung durch WEAn dargestellt. Die meisten Grenzwerte können

Tab. 2.2: Vergleich der Anforderungen für RRL durch WEAn in den betrachteten NAR

Kategorie	Dänemark	Irland	Deutschland	ENTSO-E
RRL	$P_N > 1,5 \text{ MW}$	alle Anlagen	$S_N > 1 \text{ MVA}$	Typ C&D Anlagen
Bezug	Änderungen $v_{\text{Wind}}$ und Set-Points	Frequenz-Antworten, Set-Points, steigende $v_{\text{Wind}}$ Normalbetrieb	Anfahren, k.A. für Normalbetrieb	nicht spezifiziert
$G_{\text{lim}}$	TSO*	1% - 100% $P_N$ pro Min*	10% $P_N$ pro Min	TSO*
Referenz	[20]	[21]	[19]	[25]
*	Genauere Vorgabe erfolgt durch den Netzbetreiber (TSO)			

durch den TSO für jede Anlage individuell definiert werden. Über die hier betrachteten NAR hinausgeschaut, wird in den NAR der UK von 2009 [12] gefordert, dass Windparks (WPs) mit mehr als 50 MW Anschlussleistung Primär- und Sekundärregelleistung bereitstellen müssen. Hier sind Tests vorgeschrieben, in denen diese Anlagen diese Fähigkeit unter Beweis stellen müssen. In den NAR von Spanien von 2008 [12] ist ebenfalls eine Frequenzregelung bei Über- und Unterfrequenz erforderlich. Ein weiterer Vergleich zur Frequenzregelung bezüglich der in den verschiedenen Ländern geltenden NAR ist in [27] zu finden.

### Begrenzung der Einspeisegradien (Ramp-Rate-Limitation)

Im Falle einer Ramp-Rate-Limitation (RRL) werden die Gradienten der eingespeisten Wirkleistungsverläufe auf einen Maximalwert  $G_{\text{lim}}$  begrenzt. Wie in Kapitel 5.3.2 gezeigt wird, kann sich diese Anforderung auf eine Vielzahl von verschiedenen Betriebsbereichen beziehen. So ist es in den meisten NAR gefordert, dass entsprechende Rampen beim Wechsel zwischen zwei Arbeitspunkten oder beim Anfahren und Abschalten von WEAn umgesetzt werden und die Änderung der Einspeisung nicht sprunghaft erfolgt. In den NAR von Dänemark und Irland ist dagegen auch die Fähigkeit gefordert, entsprechende Gradienten im Normalbetrieb bei Änderungen der Windgeschwindigkeit einhalten zu können. In Abbildung 2.3 (Mitte) ist dieses Verfahren schematisch dargestellt.

Eine Übersicht über die RRL in den betrachteten NAR ist in Tabelle 2.2 dargestellt. Der Maximalgradient  $G_{\text{lim}}$  bezeichnet die Änderung der ins Netz eingespeisten Leistung  $P_{\text{Netz}}$  in einem Zeitintervall  $\Delta T_{\text{RRL}}$  und ist nach Gleichung (2.3) definiert [28]. Meist wird er in  $P_N/\text{min}$  dargestellt und individuell vom TSO für die jeweiligen Anlagen definiert.

$$G_{\text{lim}} \geq \frac{|P_{\text{Netz}}(t) - P_{\text{Netz}}(t - \Delta T_{\text{RRL}})|}{\Delta T_{\text{RRL}}} \quad (2.3)$$

Tab. 2.3: Vergleich der Anforderungen für P-Curtailment durch WEAn in den betrachteten NAR

Kategorie	Dänemark	Irland	Deutschland	ENTSO-E
P-Curt	$P_N > 1,5 \text{ MW}$	alle Anlagen	alle Anlagen an MS, HS, Hös	Typ B-D Anlagen
$x_{\text{PC}}$	bis 40 %* für $P_N > 1,5 \text{ MW}$ , bis 20 %* für $P_N > 25 \text{ MW}$	TSO*	bis 10 %* in MS, TSO* in HS und Hös	TSO*
Referenz	[20]	[21]	[18], [19]	[25]
*	Genauere Vorgabe erfolgt durch den Netzbetreiber (TSO)			

Die RRL findet in ihrer maximalen Form, die im Normalbetrieb eingespeiste Wirkleistung jederzeit bzgl. der Rampensteigungen zu begrenzen, in Dänemark und Irland nur bezüglich steigender Rampen Anwendung. Eine genaue Definition der Anwendung erfolgt im RfG der ENTSO-E nicht, es wird hier lediglich die Fähigkeit einer allgemeinen Gradientenbegrenzung gefordert. Denkbar wäre ebenfalls ein Betrieb, in dem auch die fallenden Rampen durch maximale negative Gradienten begrenzt werden. Ein solcher Betrieb könnte nur erfolgen, wenn eine entsprechende Leistungsreserve vorhanden wäre. In [29] wird gezeigt, dass dieses Vorgehen durch Ausnutzen der kinetischen Energie des Rotors in Kombination mit dem Ziel der Leistungsglättung teilweise umsetzbar ist. Durch das Vorhalten einer Reserve im Sinne von  $\Delta$ Control oder durch ein ESS könnte diese Anwendung ebenfalls realisiert werden [28].

### Abregelung der maximalen Leistungseinspeisung (P-Curtailment)

Durch das P-Curtailment kann ein maximaler Leistungswert  $P_{\text{max}}$  der einzuspeisenden Wirkleistung entsprechend Abbildung 2.3 (rechts) festgelegt werden. Eine solche Einspeisebegrenzung findet in allen betrachteten NAR Anwendung und ist in Deutschland bereits im EEG definiert. Der Faktor, der  $P_{\text{max}}$  in Bezug zur Nennleistung  $P_N$  einer WEA darstellt, ist entsprechend Gleichung (2.4) definiert.

$$x_{\text{PC}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_N} \quad (2.4)$$

In Tabelle 2.3 werden die einzelnen Anforderungen dargestellt. Die WEAn müssen in der Regel einen Faktor  $x_{\text{PC}}$  von bis 0% umsetzen können. In Deutschland dürfen sich WEAn, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, bei Werten unter  $x_{\text{PC}} = 10\%$  vom Netz trennen.



### 2.2.2.2 Indirekte Anforderungen zur Wirkleistungseinspeisung

Neben den direkten Anforderungen zur Wirkleistungseinspeisung können auch andere Anforderungen einen indirekten Einfluss darauf haben. Im Falle eines kurzzeitigen Netzspannungseinbruchs oder einer Überspannung darf sich eine WEA in der Regel nicht vom Netz trennen. Es soll verhindert werden, dass durch einen resultierenden Wegfall der Einspeiseleistung der Fehler noch zunimmt. Wenn die WEA einen Spannungseinbruch durchfahren muss, ist von einem LVRT (Low Voltage Ride Through) die Rede. In den meisten NAR wird beim LVRT die Einspeisung eines Blindstroms gefordert, der die Spannung stützen soll, wie am Beispiel von [22] in Abbildung 2.5 links dargestellt ist. Dieser ist meist gegenüber dem Wirkstrom zu priorisieren und seine Höhe richtet sich nach der Spannungseinbruchtiefe und kann bis zu 1 p.u. betragen. Je nach Stromtragfähigkeit des Umrichters muss die Wirkleistungseinspeisung dann entsprechend reduziert werden. Im rechten Teil von Abbildung 2.5 ist für den

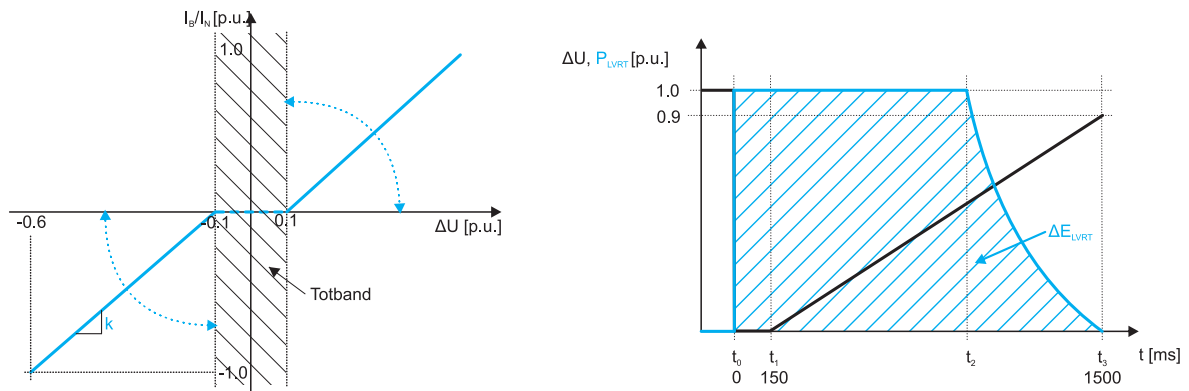


Abb. 2.5: Anforderungen zur Spannungsstützung im LVRT nach [22], links: Bereitstellung eines Blindstroms  $I_B$  in Abhängigkeit des Spannungseinbruchs  $\Delta U$ , rechts: beispielhafter LVRT-Verlauf mit Einbruch aller Phasen auf 0% mit der Spannung (schwarz), der Defizitleistung (blaue Linie) und der Defizitenergie (blau schraffiert) über der Zeit für  $k > 1$

Fall eines Spannungseinbruchs aller drei Leitungsphasen auf 0% und einer Priorisierung der Blindstromseinspeisung die Wirkleistung  $P_{LVRT}$  in blau dargestellt, die nicht in das Netz abgeführt werden kann. Die blau schraffierte Fläche kennzeichnet die daraus resultierende Defizitenergie  $\Delta E_{LVRT}$ . Die Wiederherstellung der Wirkleistungseinspeisung ist ebenfalls festgelegt und muss meist innerhalb einer bestimmten Zeit erfolgt sein. In Kapitel 5.4.2 wird diese Anforderung bezüglich der Auswirkungen auf die Wirkleistungseinspeisung im Detail untersucht.

In den NAR sind weitere Regeln zur Einspeisung von Blindleistung enthalten. Stationäre Anforderungen ergeben sich aus dem Bedarf des Netzes an dem jeweiligen Netzanschlusspunkt, zum Beispiel zur Deckung des Blindstrombedarfs von Maschinen in Industrieanlagen oder in schwachen Netzen und werden vom TSO vorgegeben. In einigen NAR wird eine Reduktion der einzuspeisenden Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung zugelassen, in der Regel ist eine die Wirkleistungsabgabe nicht beeinflussende Blindleistungsabgabe in festgelegten Grenzen gefordert.

## 2.3 Entwicklungen und Trends

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Entwicklung der technischen NAR für WEAn maßgeblich abhängig ist von

- dem Anteil von WEAn an der Stromerzeugung (vergl. Kapitel 2.1.1) und
- der Ausbausituation der Netz-Infrastruktur (vergl. Kapitel 2.1.2).

Da es für WEAn weiterhin hohe Ausbauziele gibt, ist auch in Zukunft zu erwarten, dass die Anforderungen an die durch WEAn zu erbringenden Systemdienstleistungen ausgeweitet werden. Weitere Serviceleistungen werden demnach in zukünftigen Revisionen der NAR mit hoher Wahrscheinlichkeit Einzug halten, wie zum Beispiel eine zu emulierende Systemträgheit. Andeutungen zu solchen Anforderungen sind bereits in den spanischen NAR und dem RfG der ENTSO-E vorhanden. Insbesondere wenn RES zunehmend konventionelle Erzeuger ablösen sollen, müssen erweiterte Regeleinrichtungen, wie beispielsweise ESS, geschaffen werden. Diese Schlussfolgerung wird auch in [15] getroffen. Resultierende erweiterte Anforderungen an die Einspeisung von Blind- und Wirkleistung können damit erhöhte Einspeisedefizite bedeuten, was wiederum den Betrieb eines ESS an einer WEA zur Unterstützung der Netzintegration technisch sowie je nach Vergütungsmodell auch wirtschaftlich sinnvoll werden lassen könnte.

Die steigende Systemrelevanz von RES wird auch in der Politik erkannt. In Deutschland sieht der Koalitionsvertrag der aktuellen Regierung vor, dass Themen wie eine „virtuelle Grundlastfähigkeit“, wobei Betreiber von großen RES-Anlagen einen Grundlastanteil garantieren müssen, geprüft werden. Als Mittel, diese Grundlastfähigkeit zu erreichen, sollen insbesondere auch Speicher betrachtet werden. Zudem sollen die Reduktion der Entschädigungszahlungen beim P-Curtailment oder erweiterte Anforderungen zur Direktvermarktung des Stroms geprüft werden. Eine solche Direktvermarktung hätte zur Konsequenz, dass über einen gewissen Zeitraum eine Vorhersagbarkeit der Energieproduktion gegeben sein muss, wofür ebenfalls ESS genutzt werden können. Betrachtet man die Produktroadmaps namhafter WEA-Hersteller, so stellt man fest, dass die Entwicklung der Anlagen die in den vorangegangenen Abschnitten diskutierten Anforderungen der Wirkleistungseinspeisung fast vollständig berücksichtigt. Hierbei ist stets das Ziel, die Einspeisung möglichst flexibel und effizient bei einem stabilen und sicheren Betrieb zu gestalten. Das Abfahren von vordefinierten Betriebspunkten, die Berücksichtigung maximaler Einspeisegradien oder das Vorhalten von Wirkleistungsreserven sind bei vielen modernen WEAn bereits im Standardfunktionsumfang enthalten (z.B. [30]). Es kann vermehrt auch die Rotationsenergie zur Glättung der Ausgangsleistung oder für frequenzstabilisierende Maßnahmen genutzt werden. Kern vieler dieser Betriebsoptionen ist oft ein zentrales Parkmanagement, das zum Teil bereits schon die Integration von Energiespeichern zulässt oder vorsieht. Die Änderung der Netzstruktur erfordert entsprechende Anpassungen zur Optimierung der Leistungsflüsse und der (Teil-) Netzregulierung. Forschungen in diesem Bereich, wie zur Auslegung und Nutzung von „Smarten Transformatoren“ [31], sehen stets auch die Anbindung von ESS, zentral an einem solchen Knotenpunkt oder dezentral bei den Verbrauchern oder Erzeugungsanlagen, vor.

Auch die ENTSO-E prüft in ihrem Netzentwicklungsplan [32] die Integration von ESS in das Stromnetz. Dabei werden sowohl zentrale Speicher wie Pumpspeicherkraftwerke, als auch dezentrale Speicher, wie Batterien von Elektroautos als Möglichkeit für die TSOs bewertet ([33] S. 206 ff), ihre Lastflüsse besser steuern zu können, die Netzstabilität zu sichern und die Defizite bei P-Curtailment von WEAn in Starkwindzeiten zu reduzieren. Aufgrund der heutigen zu geringen Verbreitung von dezentralen Speichern wird diesen derzeit nur eine geringe Rolle zum Erreichen der Ausbauziele bis 2020 zugesprochen. Bei steigendem Anteil wird aber auch in dieser Technologie eine Signifikanz gesehen. Generell werden Speicher als effiziente und profitable Möglichkeit zur Verbesserung der zunehmenden Einspeisung durch RES bewertet und als Zusatz zum Netzausbau, jedoch nicht als Alternative dazu, betrachtet ([33] S. 84).

Die Entwicklung und Neustrukturierung der Energieerzeugung mit den daraus resultierenden veränderten Netzstrukturen zieht folglich erhöhte Anforderungen zur Energieeinspeisung für RES nach sich. ESS können als notwendiges Mittel resultieren, die erhöhten Anforderungen zur Einspeisung bei gleichzeitiger Minimierung sonst entstehender Defizite umzusetzen, was im Folgenden mit Bezug auf die Netzintegration von WEAn näher untersucht wird.

## 2.4 Zusammenfassung des Kapitels

Mit dem andauernden Ausbau der Energieerzeugung durch WEAn geht eine zum Teil spürbare Veränderung der Netzstruktur und -eigenschaften einher. Dieser strukturelle Netzwandel erfordert eine zunehmende Beteiligung der WEAn an der Sicherung der Netzstabilität und Wahrung der Netzqualität. Eine mit dem Ausbau einhergehende Verschärfung entsprechender NAR wird festgestellt. Hierbei fallen die Anforderungen zur Einspeisung in den unterschiedlichen NAR zum Teil deutlich unterschiedlich aus. Grundsätzlich kann gefolgert werden, dass die Wirkleistungseinspeisung in den NAR von Irland und Dänemark härter reglementiert ist als in Deutschland. Anforderungen zu  $\Delta$ Control oder RRL für den Normalbetrieb sind in Deutschland nicht zu finden. Im RfG der ENTSO-E sind allerdings alle untersuchten Anforderungen aufgeführt. Wenn diese Anforderungen von den einzelnen TSOs übernommen werden, ist vor allem in Deutschland mit einer starken Verschärfung der Anschlussanforderungen zu rechnen. Da aufgrund der definierten Ausbauziele zukünftig nicht von einer signifikanten Abkehr der dargestellten Netzentwicklung ausgegangen werden kann, kann gefolgert werden, dass ebenfalls die Entwicklung einer verschärften Reglementierung zur Einspeisung und damit verbundener Einspeisedefizite wahrscheinlich ist. Entsprechend erweiterte Regeleinrichtungen und Vergütungsmodelle für WEAn können daher erforderlich und sinnvoll sein, wobei auch ESS eine entscheidende Rolle zugesprochen wird.



## 3 Systemmodellierung

Für die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen ist ein grundlegendes Verständnis erforderlich, wie sich die Einspeisung von Wirkleistung auf das Netz auswirkt und wie ein Beitrag zur Netzregelung durch WEAn prinzipiell erfolgen kann. Die durchgeführten Simulationen basieren auf einem Modell einer WEA in einem WP, die durch turbulente Winde betrieben wird. Die jeweilige Modellierung wird im Folgenden beschrieben. Darüber hinaus wird auf die Modellierung von Umrichtersystemen eingegangen, die zur Auslegung der Regelung der im Labormaßstab realisierten Anbindung eines Speichers an ein WEA-System erforderlich ist.

### 3.1 Modellierung und Regelung von Umrichtersystemen

#### 3.1.1 Streckenmodellierung zur Stromregelung

Die verwendete Streckenmodellierung basiert auf dem in [34] und [35] entwickelten Ansatz zur Modellierung und Regelung von Antriebssystemen. In diesem wird insbesondere auch das Verhalten der Abtast- und Regelelektronik eines Laboraufbaus berücksichtigt. Die Strecke der Schaltung wird durch eine Phaseninduktivität  $L$  und ihren parasitären Widerstand  $R$  charakterisiert, wie in Abbildung 3.1 dargestellt wird. In dem in dieser Arbeit entwickelten Laboraufbau (s. Kapitel 6.5) werden selbstgebaute Tiefsetzsteller (TSS) und Netzpulsstromrichter (NPSR) verwendet. Diese haben ähnliche grundlegende Streckeneigenschaften, wobei ein maßgeblicher Unterschied in der Frequenz der Gegenspannung  $\underline{U}_g$  und damit einhergehend in der Verkopplung des Systems besteht. Die Gegenspannung kann je nach Streckentyp in drei Kategorien ein-

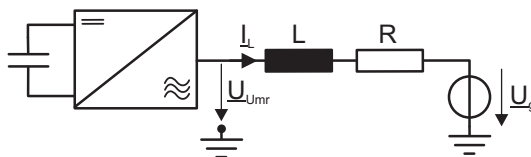


Abb. 3.1: Prinzipschaltbild der zu regelnden Strecke

geteilt werden:

1. frequenzvariabel (z.B. bei Maschinen mit drehzahlabhängigen Spannungen und Frequenzen),
2. frequenzfest ( $f > 0$  Hz, z.B. bei Netzpulsstromrichtern mit fester Netzspannung),

3. Gleichgrößen ( $f = 0$  Hz, z.B. bei Gleichstromstellern mit DC-Gegenspannung).

In [35] wurde insbesondere der erste, allgemeingültige Fall betrachtet und die Auslegung durch Labormessungen an einem Antriebssystem mit Synchronmaschine validiert. Im Folgenden wird die generelle Modellierung entsprechend [35] hergeleitet, wobei der zweite und dritte Fall aufgrund der hier verwendeten Systeme betrachtet werden. Darüber hinaus werden in Kapitel 6.5.2.2 Messergebnisse des dreiphasigen versetzt (interleaved) betriebenen DC/DC-Wandlers (3PiTSS) gezeigt, die der beschriebenen Strom-Regeldynamik entsprechen. Aus Abb. 3.1 kann die mathematische Darstellung in Gleichung (3.1) des Systems im ortsfesten Koordinatensystem (Hochindex „S“) abgelesen werden.

$$\underline{U}_{\text{Umr}}^S = L \cdot \frac{d}{dt} \underline{I}_L^S + \underline{I}_L^S \cdot R + \underline{U}_g^S \quad (3.1)$$

Wird Gleichung (3.1) nun in ein mit beliebiger Kreisfrequenz  $\omega_K$  rotierendes Koordinatensystem  $K$  transformiert, so ergibt sich Gleichung (3.2), wobei der Term  $j\omega_K L \cdot \underline{I}_L^K$  die Verkopplung der Stromdynamik beschreibt.

$$\underline{U}_{\text{Umr}}^K = L \cdot \frac{d}{dt} \underline{I}_L^K + j\omega_K L \cdot \underline{I}_L^K + \underline{I}_L^K \cdot R + \underline{U}_g^K \quad (3.2)$$

Nach Laplace-Transformation in den Frequenzbereich können die Führungsübertragungsfunktion in Gleichung (3.3) und die Störübertragungsfunktion in Gleichung (3.4) angegeben werden, wobei die Streckenverstärkung  $V_L$  und die Strecken-Zeitkonstante  $\tau_L$  in Gleichungen (3.5) und (3.6) angegeben sind.

$$G_{L,f}^K(s) = \frac{\underline{I}_L^K(s)}{\underline{U}_{\text{Umr}}^K(s)} = V_L \cdot \frac{1}{1 + s\tau_L + j\omega_K\tau_L} \quad (3.3)$$

$$G_{L,\text{stoer}}^K(s) = \frac{\underline{I}_L^K(s)}{\underline{U}_g^K(s)} = -V_L \cdot \frac{1}{1 + s\tau_L + j\omega_K\tau_L} \quad (3.4)$$

$$V_L = \frac{1}{R} \quad (3.5)$$

$$\tau_L = \frac{L}{R} \quad (3.6)$$

Wird die Kreisfrequenz  $\omega_K$  des Koordinatensystems gleich der Kreisfrequenz der Gegenspannung gesetzt, so kann die Regelung mit Gleichgrößen im mit der Kreisfrequenz  $\omega_K$  rotierenden Koordinatensystem umgesetzt werden. Im Anwendungsfall des Netzpulsstromrichters gilt also  $\omega_K = \omega_{\text{Netz}}$ , im Fall des DC/DC-Wandlers gilt  $\omega_K = 0 \text{ s}^{-1}$ . Durch das Abtasten der zu messenden Regelgrößen und der Verzögerung, die sich aufgrund der Berechnung der Stellgrößen und deren Umsetzung in der Hardware ergeben, unterliegt der gesamte Regelprozess einer Totzeit [35]. In der gewählten hardwaretechnischen Umsetzung erfolgt eine Abtastung der Messwerte zu Beginn der Regelperiode und darauf die Berechnung der neuen Sollwerte und Schaltzeiten der Leistungshalbleiter. Diese werden mit Beginn der Folgeperiode umgesetzt. Die Modulation erfolgt per Vergleich des Sollwerts mit einem zur Periodenmitte symmetrischen dreieckförmigen Trägersignal. Die Frequenz des Trägersignals entspricht der Regelfrequenz. Die Gesamtverzögerung zwischen Sollgröße  $x^*(t)$  und Istgröße  $x(t)$  entspricht also einer gesamten

Periode  $T_{\text{tot}} = T_S$ , die durch ein Totzeitglied  $x^K(t) = x^{*,K}(t - T_S) \cdot e^{-j\omega_K T_S}$  im Koordinatensystem  $K$  entsprechend Gleichung 3.7 im Frequenzbereich dargestellt wird. Der Referenzwert wird zu Beginn der Folgeperiode bis zum darauffolgenden Update umgesetzt und gehalten, was in [35] durch ein Halteglied 0-ter Ordnung (zero-order hold, zoh) in Gleichung (3.8) modelliert wird.

$$G_{\text{tot}}^K(s) = e^{-sT_S} e^{-j\omega_K T_S} \quad (3.7)$$

$$G_{\text{zoh}}^K(s) = \frac{1 - e^{-sT_S}}{s} \quad (3.8)$$

Die gesamte Strecke kann somit im Frequenzbereich in Gleichung (3.9) und nach erfolgter Transformation in den  $z$ -Bereich in Gleichung (3.10) angegeben werden, wobei die Transformation  $\frac{a}{s(s+a)} \rightarrow \frac{(1-e^{-aT_S})z}{(z-1)(z-e^{-aT_S})}$  genutzt [36] wird und  $\alpha$  entsprechend Gleichung (3.11) definiert ist [35].

$$G_{\text{Strecke}}^K(s) = e^{-sT_S} e^{-j\omega_K T_S} \cdot \frac{1 - e^{-sT_S}}{s} \cdot G_{L,f}^K(s) \quad (3.9)$$

$$G_{\text{Strecke}}^K(z) = \frac{1}{R + j\omega_K L} \cdot \frac{1 - \alpha}{z(z - \alpha)} e^{-j\omega_K T_S} \quad (3.10)$$

$$\alpha = e^{-T_S/\tau_L} e^{-j\omega_K T_S} \quad (3.11)$$

Basierend auf diesem Streckenmodell wird die Regelung der verwendeten NPSR und der TSS nach [35] in Kapitel 6.5 ausgelegt.

### 3.1.2 Streckenmodellierung und Reglerauslegung zur Zwischenkreisspannungsregelung

In Abbildung 3.2 ist das Ersatzschaltbild der zu modellierenden Strecke dargestellt mit dem Ziel, die Gleichspannung  $U_C$  zu regeln. Diese wird durch den in den Kondensator

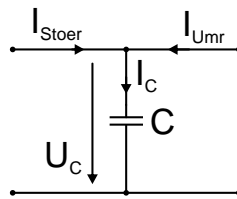


Abb. 3.2: Ersatzschaltbild des Zwischenkreises

fließenden Strom  $i_C(t)$  eingestellt, der sich wiederum aus dem geregelten Umrichter-ausgangsstrom  $i_{Umr}(t)$  und dem in das Modell eingehenden Strom  $i_{\text{Stoer}}(t)$  nach Gleichung (3.12) zusammensetzt. Über den mathematischen Bezug in Gleichung (3.13) und Laplace-Transformation kann die für die Kondensatorspannung resultierende Übertragungsfunktion bei Vernachlässigung des Kondensator-ESR in Gleichung (3.14) ermittelt

werden.

$$i_C(t) = i_{Umr}(t) + i_{Stoer}(t) \quad (3.12)$$

$$u_C(t) = \frac{1}{C} \int i_C(t) dt \quad (3.13)$$

$$G_C(s) = \frac{U_C(s)}{I_{Umr}(s)} = V_C \frac{1}{s \cdot K_C} \quad (3.14)$$

Auf den eingehenden Umrichterstrom  $i_{Stoer}(t)$  kann der Umrichter keinen Einfluss nehmen, es handelt sich hierbei um eine Störgröße. In der Reglerauslegung wird sie vernachlässigt. Das Übertragungsverhalten ist mit  $V_C = 1$  integratorisch und die Übertragungsfunktion mit  $\frac{U_C}{I_{Umr}}$  verhält sich wie eine Impedanz. Der Integrierbeiwert  $K_C$  entspricht der Kapazität  $C$ .

In der gesamten Regelstrecke muss noch das Verhalten des geschlossenen Stromregelkreises berücksichtigt werden. Dieses kann durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung  $G_{SR}(s)$  mit einer Zeitkonstante von  $T_{SR}$  approximiert werden. Hierbei entspricht  $T_{SR}$  der Anstiegszeit des inneren geschlossenen Regelkreises, die als ein Vielfaches der Schaltfrequenz angenommen werden kann. Die zu regelnde Strecke  $G_{U,S}(s)$  ergibt sich nach Gleichung (3.15) und entspricht einem IT2-Glied, das mit einem PI-Regler  $G_{U,R}(s)$  in Gleichung (3.16) nach dem allgemeinen Verfahren des Symmetrischen Optimums nach [37] mit den Parametern  $K_{U,R}$  und  $T_{U,R}$  sowie den Einstellparameter  $a_U$  in Gleichung (3.17) und (3.18) geregelt wird.

$$G_{U,S}(s) = \frac{U_C(s)}{I_{Umr}^*(s)} = \frac{1}{1 + s \cdot T_{SR}} \cdot \frac{V_C}{s \cdot K_C} \quad (3.15)$$

$$G_{U,R}(s) = K_{U,R} \frac{1 + s \cdot T_{U,R}}{s \cdot T_{U,R}} \quad (3.16)$$

$$K_{U,R} = \frac{K_C}{a_U \cdot T_{SR} \cdot V_C} \quad (3.17)$$

$$T_{U,R} = a_U^2 \cdot T_{SR} \quad (3.18)$$

## 3.2 Generator-Schwingungsgleichung

Zur Modellierung eines drehzahlgeregelten Antriebsstrangs einer WEA oder des Frequenzverhaltens im Stromnetz wird in vielen Studien ein vereinfachtes Ein-Massenmodell einer rotierenden, trägheitsbehafteten Welle verwendet [38], [39], [40]. Die in dieser Arbeit betrachteten Systeme werden im Falle einer WEA durch die Rotorblätter und im Falle eines Kraftwerks meist durch eine Turbine angetrieben. In Abbildung 3.3 ist das entsprechende Modell dargestellt. Hierbei stellt  $M_1$  das Moment der primären antreibenden und  $M_2$  das der sekundären Seite dar, der durch den Generator Energie entnommen wird. Die mechanische Drehzahl wird durch  $\omega_{mech}$  und die Trägheit der rotierenden Masse durch  $\Theta$  definiert. Aus diesen Größen ergibt sich mittels des



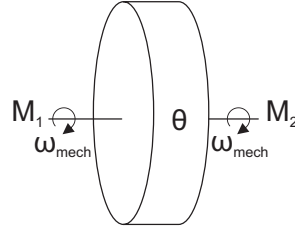


Abb. 3.3: Ein-Massenmodell einer rotierenden Scheibe zur Modellierung der Schwingungsgleichung

Erhaltungssatzes Gleichung (3.19).

$$M_1 - M_2 = \Theta \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} \quad (3.19)$$

Falls ein Getriebe und damit eine schnelle und eine langsame Welle vorhanden ist, muss das Moment einer Seite durch Skalierung über die Drehzahl angepasst werden. Sind die Drehmomente beider Seiten gleich groß, so bleibt die Drehzahl konstant. Sie vermindert sich z.B., wenn mehr Leistung sekundärseitig entnommen wird, als primärseitig den Rotor antreibt. Nach Laplacetransformation der Gleichung (3.19) in den Frequenzbereich, Berücksichtigung der Zusammenhänge  $P = \omega M$  und  $\Theta = \frac{2HP_N}{\omega_N^2}$  und der Normierung der Momente und der Drehzahl auf ihre jeweiligen Nennwerte, ergibt sich Gleichung (3.20).

$$\omega_{\text{mech,p.u.}} = \frac{1}{2H} \cdot \frac{1}{s} \cdot (M_{1,\text{p.u.}} - M_{2,\text{p.u.}}) \quad (3.20)$$

Die Größe  $H$  wird als Trägheitskonstante bezeichnet. Entsprechend Gleichung (3.22) kann daraus die sogenannte Netzanlaufzeitkonstante  $T_{\text{An}}$  berechnet werden. Sie repräsentiert die Schwungmassen aller direkt an das Netz gekoppelten rotierenden Erzeuger und Verbraucher und beträgt für das europäische Verbundnetz  $T_{\text{An}} = 10 \dots 12 \text{ s}$  [26], [41]. Sie beschreibt, wie viele Sekunden das Moment  $\frac{P_N}{\omega_{\text{syn}}}$  anliegen muss, um den Rotor von Null auf Synchrongeschwindigkeit zu beschleunigen [42].

Werden alle Generatoren eines Stromnetzes vereinfacht als ein direkt gekoppelter Synchrongenerator angenommen, kann über Gleichung (3.20) das dynamische Verhalten der Netzfrequenz modelliert werden. Letztere ist bei einem Synchrongenerator über die Polpaarzahl  $p$  mit der Rotordrehzahl verknüpft, entfällt allerdings bei der Verwendung von p.u.-Größen, wie in Gleichung (3.21) gezeigt wird.

$$\omega_{\text{mech,p.u.}} = \frac{\omega_{\text{mech}}}{\omega_{\text{mech,N}}} = \frac{f_{\text{Netz}} \cdot 2\pi p}{f_{\text{Netz,N}} \cdot 2\pi p} = f_{\text{Netz,p.u.}} \quad (3.21)$$

$$T_{\text{An}} = 2H \quad (3.22)$$

### 3.3 Stromnetz

Die im Folgenden durchgeführten Betrachtungen sollen zeigen, inwiefern sich die Einspeisung von Wirkleistung durch WEAn im Netz auswirken kann. Es werden die dabei kritischen Parameter identifiziert. Hierbei stehen das Frequenzverhalten und die allgemeine Definition der Netzqualität und -stabilität im Vordergrund.

#### 3.3.1 Frequenzverhalten

Wie in Kapitel 2.1.1 gezeigt, wird das europäische Stromnetz zum größten Teil durch die Generatoren großer thermischer Kraftwerke gespeist. Unter der Annahme, dass nur kleine Abweichungen der Netzfrequenz betrachtet werden, also  $f_{\text{Netz}} \approx f_{\text{Netz,N}}$  gilt, ergibt sich aus Gleichung (3.19) die Bewegungsgleichung in Gleichung (3.23).

$$\frac{df_{\text{Netz}}}{dt} = \frac{f_{\text{Netz,N}}}{2HP_{\text{N}}} \Delta P_{\text{Netz}} \quad (3.23)$$

Eine Überführung dieses Zusammenhangs aus der allgemeinen Schwingungsgleichung findet sich im Anhang 10.1 auf Seite 169 und kann demnach allgemein als Übertragungsfunktion mit p.u.-Größen in Gleichung (3.24) dargestellt werden.

$$G_{\text{Netz}}(s) = \frac{\Delta f_{\text{Netz,p.u.}}(s)}{\Delta P_{\text{Netz,p.u.}}(s)} = \frac{1}{2Hs} = \frac{1}{T_{\text{An}}s} \quad (3.24)$$

In Abbildung 3.4 wird verdeutlicht, wie sich die grundsätzlichen Zusammenhänge im Stromnetz bezüglich des Wirkleistungs- und Frequenzverhaltens darstellen. Die Fre-

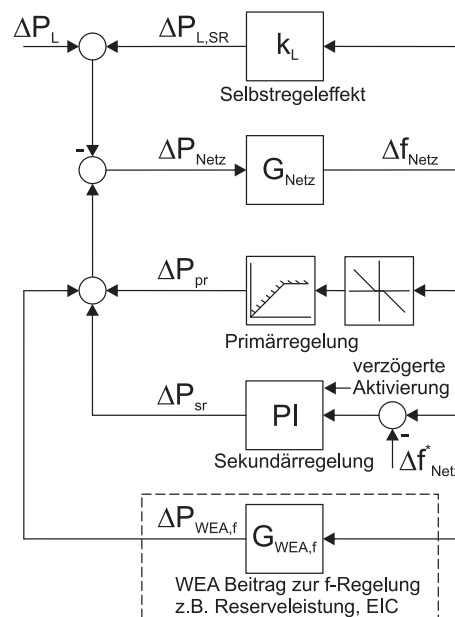


Abb. 3.4: Netzfrequenz-Modell mit Regeleinrichtungen und Berücksichtigung von WEA-Verhalten (gestrichelter Rahmen)

quenzabweichung  $\Delta f_{\text{Netz}}$  wird maßgeblich durch das Übertragungsverhalten  $G_{\text{Netz}}$  nach Gleichung (3.24) beeinflusst. Von der Frequenz abhängige Lasten tragen durch den Selbstregeleffekt zur Stützung der Frequenz im Fehlerfall bei, z.B. wenn direkt an das Netz angeschlossene Motoren bei geringerer Drehzahl eine geringere Leistung beziehen. Die Größe  $k_L$  nimmt im europäischen Verbundnetz Werte von ca. 3%/Hz an [41]. Die Primärregelung ist nach [41] modelliert. Verlässt die Netzfrequenz das Totband von  $\pm 20$  mHz, wird entsprechend einer Statik (rechter Block in Abbildung 3.4 bei „Primärregelung“, vergl. Abbildung 2.4 auf Seite 13) zusätzliche Wirkleistung in das Netz gespeist. Die Primärregelreserve  $\Delta P_{\text{pr}}$  wird in der Regel durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Nach [26] muss diese Regelleistung innerhalb von 30 s für 15 min verfügbar sein. Das dynamische Verhalten der Kraftwerke wird hierbei nicht direkt berücksichtigt, es wird vielmehr die Sollwertführung nachgestellt (linker Block in Abbildung 3.4 bei „Primärregelung“) [41]. Kann die Frequenzabweichung nicht sofort ausgeregelt werden, wird spätestens 30 s nach dem Frequenzeinbruch die Sekundärregelung aktiviert, die durch einen PI-Regler modelliert werden kann [41]. Dessen Regelleistung  $\Delta P_{\text{sr}}$  löst die Primärregelung nach und nach ab. Die dritte Stufe der Regeleinrichtung, die Tertiärregelung, wird im Falle von besonders langen Abweichungen manuell durch die Netzbetreiber gestartet, um die Sekundärreserveeinrichtungen abzulösen (nicht dargestellt). Im gestrichelten Rahmen ist die Beitragsform zur Frequenzregelung durch WEAn dargestellt. Das Übertragungsverhalten  $G_{\text{WEA},f}$  kann hierbei individuell entsprechend den Anforderungen ausgelegt werden. Insbesondere durch ein ESS kann die Form der Einspeisung nahezu frei definiert und als emulierte Trägheit oder in Form einer Reserveleistung realisiert werden. Tritt ein Leistungsungleichgewicht im Netz auf, das durch  $\Delta P_L$  dargestellt wird ( $\Delta P_L < 0$  für eine Lastreduktion oder erhöhte Einspeisung,  $\Delta P_L > 0$  für Kraftwerksausfall oder Lastzuschaltung) stellt sich eine entsprechende Veränderung der Netzfrequenz  $\Delta f_{\text{Netz}}$  ein. Durch die beschriebenen Regelverfahren wird  $\Delta P_L$  mit entsprechend benötigter Regelleistung ausgeglichen, bis die Frequenzabweichung ausgeregelt wird.

Anhand von Frequenzmessdaten von KW01 bis KW13 im Jahr 2013 entsprechend Abbildung 3.5 wird das Frequenzverhalten in Deutschland untersucht. Links ist ein typischer Tagesverlauf, rechts ein Histogramm der Frequenzabweichungen des ersten Jahresviertels von 2013 dargestellt. Es kann festgestellt werden, dass sich die Frequenz zu ca. 65 % der Zeit im Toleranzband von  $\pm 20$  mHz (schwarze gestrichelte Linien) befindet. Die Verteilung der positiven und negativen Abweichungen von den Nennfrequenz ist im Mittel nicht exakt symmetrisch. Negative Abweichungen treten im Schnitt ca. 0,5 % häufiger auf, als Überfrequenzen. Werden nur die Unterfrequenzen betrachtet, bei denen positive, vorzuhaltende Regelleistung benötigt wird, kann eine mittlere negative Abweichung der Frequenz bei -0,0325 Hz in diesem Zeitraum festgestellt werden (rote gestrichelte Linie). Dieses Verhalten deckt sich in guter Näherung mit den Ergebnissen der Untersuchungen in [44] und [45]. Ab ca. 18 Uhr kann an den negativen Abweichungen das Herabregeln der Kraftwerke im Stundentakt durch den Stromhandel an der Strombörse EEX erkannt werden. Diese Abweichungen werden in kurzer Zeit stets wieder ausgeregelt. Anhand dieser Messdaten werden in Kapitel 5.3.1 die Anforderungen einer WEA mit ESS untersucht, die sich unter Anwendung verschiedener Statiken an der Netzregelung beteiligt.

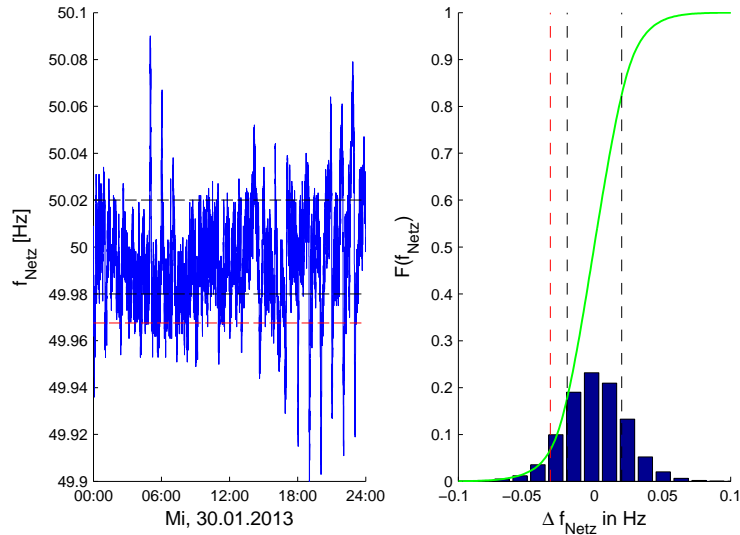


Abb. 3.5: Messung eines typischen Tagesverlaufs der Netzfrequenz (links) und relative (blau) sowie kumulierte (grün) Häufigkeit der Frequenzabweichungen um 50 Hz von KW01 bis KW13 im Jahr 2013 in der CE Regelzone mit einem Messwert pro Sekunde von [43]

### 3.3.2 Netzstabilität und -qualität

Ein Stromnetz gilt als stabil, wenn es die Fähigkeit besitzt, infolge von einer Störung in einen stabilen Betriebspunkt zurückzukehren und dabei gesamtheitlich funktional zu bleiben [32], [46]. In Abbildung 3.6 ist die nach IEEE/Cigre definierte Klassifikation der Netzstabilität dargestellt. Es wird zwischen der Rotorwinkel-, Frequenz- und Spannungsstabilität unterschieden.

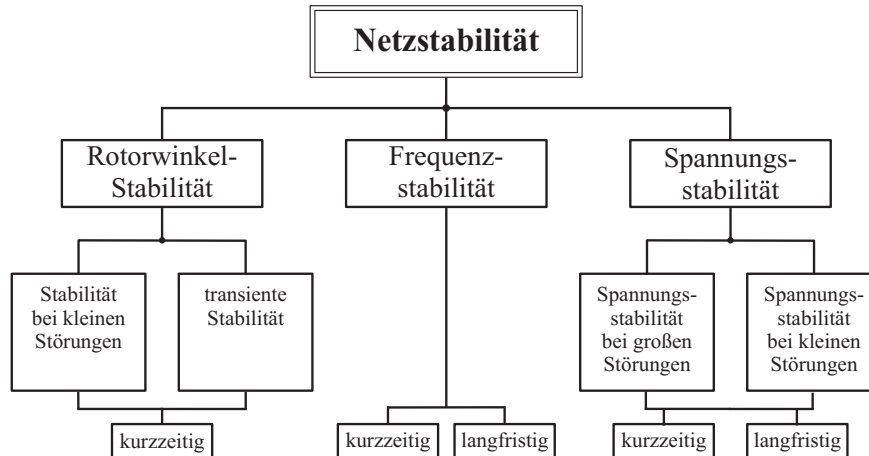


Abb. 3.6: Klassifikation der Stabilität in elektrischen Energieversorgungsnetzen nach [46]

Spannungsstabilität unterschieden. Der erste Fall bezieht sich auf die Fähigkeit zur Synchronität des Rotors von Synchrongeneratoren mit der Netzfrequenz in Folge von Ungleichgewichten des Generator-Antriebsmoments und des elektrischen Gegenmoments. Hierbei wird zwischen kleinen Ungleichgewichten und großen transienten Störungen,

wie dem plötzlichen Wegfall großer Lasten, unterschieden. Die Frequenzstabilität stellt global betrachtet die Fähigkeit eines Netzes dar, im Falle eines Ungleichgewichts der eingespeisten und entnommenen Wirkleistung die Netzfrequenz in ihrem Toleranzbereich zu halten. Als entscheidendes Gütemaß eines Netzes wird hierfür die Netzträgheit genannt [32], wie in Kapitel 3.3.1 definiert wird. Die Spannungsstabilität wiederum bezeichnet die Fähigkeit eines Netzes, ihre Spannung im Toleranzbereich in Folge von Netzfehlern stabilisieren zu können.

Durch einen zunehmenden Anteil von Umrichtern steigt die Oberschwingungsbelastung im Netz an. Für die eingespeisten Harmonischen sind in den NAR Grenzwerte definiert, die über die Verwendung und Auslegung von Netzfiltern oder Umrichtertopologien, sowie regelungs- und modulationstechnische Maßnahmen eingehalten werden können [35]. Unter Netzqualität soll in dieser Arbeit allerdings maßgeblich der Grad der Schwankungen von Frequenz und Spannung (der Grundschiwingung) innerhalb ihrer Toleranzgrenzen verstanden werden. Bezüglich der Wirkleistungseinspeisung sind hierfür nur wenige Anforderungen in den NAR implementiert (s. Kapitel 2.2.2.1). Durch eine Begrenzung der Rampen oder eine Glättung der Ausgangsleistung kann die Schwankung reduziert und die Netzqualität gesteigert werden [47], [48].

Es ist ersichtlich, dass das Einhalten der Toleranzgrenzen und die Fähigkeit einer schnellen Rückkehr in diesen Bereich nach einem Fehler stark von den Kompensationseinrichtungen und der grundsätzlichen Robustheit eines Netzes abhängt [49]. Der letztere Fall kann auch als Netzstärke bezeichnet werden. Schwache Netze sind dadurch gekennzeichnet, dass sich ihre Betriebsgrößen durch eine Leistungseinspeisung oder -entnahme leicht beeinflussen lassen. Es handelt sich hierbei häufig um kleine Netze, die über keine großen Kraftwerke verfügen und damit eine geringe Netzträgheit aufweisen oder eine geringe Netzkurzschlussleistung [50] haben. Solche Gegebenheiten sind typisch für Inselnetze oder Netze mit einem hohen Umrichteranteil. Diese erfordern daher eine besonders kontrollierte Einspeisung und stellen ein potentielles Anwendungsgebiet für ESS dar.

## 3.4 Windenergie

### 3.4.1 Arten und Prinzip von Windenergieanlagen

Es wird in der Regel zwischen fünf verschiedenen WEA-Grundtypen unterschieden [51], die sich in der Art ihrer Netzanbindung von einem direkten bis durch ein Umrichtersystem entkoppelten Netzanschluss, der Regelbarkeit der Drehzahl und der Wahl des Generatortyps voneinander unterscheiden. In dieser Arbeit werden allerdings nur moderne vollständig drehzahlvariable Anlagen mit Umrichtersystem berücksichtigt. In Abbildung 3.7 werden diese Typ-3- und Typ-4-Systeme dargestellt. Sie zeichnen sich nach [53] und [54] dadurch aus, dass über ihre Umrichter Einfluss auf die Rotordrehzahl genommen und dadurch eine kontrollierte Wirk- und Blindleistungsabgabe realisiert werden kann.

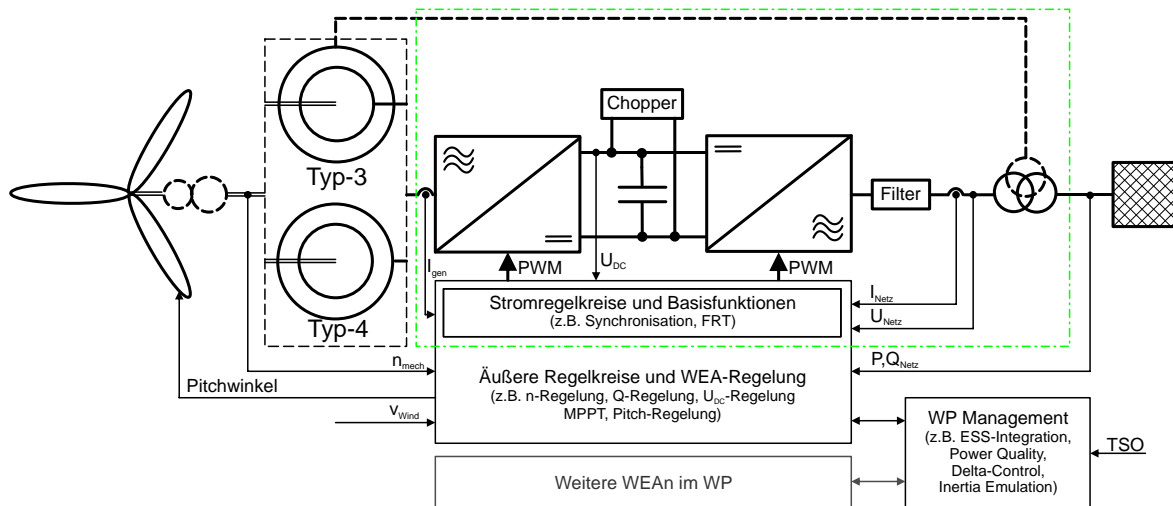


Abb. 3.7: Übersicht über drehzahlvariable WEA-Anlagentypen 3 mit direkter Netzkopplung des Stators (gestrichelt) und 4, sowie über die Struktur der WEA- und WP-Regelung, in Anlehnung an [52], wobei der strichpunktirt umrandete Bereich in der in dieser Arbeit verwendeten Simulation als Verzögerungsglied realisiert wird

Kommt als Generortyp eine doppeltespeiste Asynchronmaschine (DASM) zum Einsatz, wird ihr Stator direkt und der Rotor über ein bidirektionales Umrichtersystem an das Netz angeschlossen (Anlagentyp 3, Abbildung 3.7 oben). Durch Regelung der rotorseitigen Ströme kann die Drehzahl des Generators typischerweise im Bereich  $\pm 30\%$  der Synchrondrehzahl eingestellt werden. Das Umrichtersystem wird auf die Schlupfleistung, die ca. 30% der WEA-Nennleistung beträgt, ausgelegt. Moderne Typ-3-Systeme weisen eine gute dynamische Performance und ein kontrollierbares Verhalten im Netzfehlerfall auf [55]. Daher beträgt ihr Marktanteil im Jahr 2015 ca. 50% [51]. Eine der größten Nachteile ist der hohe Wartungsaufwand der Schleifringe am Generator. Vollumrichteranlagen stellen Typ-4-Anlagen dar. Als Generatoren kommen am häufigsten Synchrongeneratoren mit Permanenterregung (PMSM) oder mit Fremderregung (FESM) zum Einsatz. Das Umrichtersystem ist zwischen Stator und Netz geschaltet und muss auf die WEA-Nennleistung ausgelegt sein [54]. Da hierdurch der Generator elektrisch vom Netz entkoppelt ist, ist die Rotordrehzahl vollständig regelbar. Durch den Netzpulsstromrichter (NPSR) kann eine im Rahmen seiner Auslegung beliebige Blindleistung in das Netz gespeist werden. Durch die Wahl bestimmter Generortypen (z.B. hochpolig permanenterregter Synchrongenerator) kann ein Getriebe entfallen. Das Einspeiseverhalten der Wirkleistung im fehlerfreien Normalbetrieb wird für beide Anlagentypen als nahezu identisch angenommen. Die Ergebnisse der weiterführenden Untersuchungen sind dazu auf beide Anlagentypen beziehbar. Zur Nachbildung der windabhängigen Wirkleistungsverläufe wird im Rahmen dieser Arbeit ein Vollumrichtersystem verwendet.

Die Leistung des Windes  $P_{Wind}$ , der die Fläche des Rotors durchströmt, kann mit

Gleichung (3.25) berechnet werden [40], [54].

$$P_{\text{Wind}} = \frac{1}{2} \rho_{\text{Luft}} \pi r^2 v_{\text{Wind}}^3 \quad (3.25)$$

$$P_{\text{WEA,mech}} = c_p(\beta, \lambda) \cdot P_{\text{Wind}} \quad (3.26)$$

Hierbei steht  $\rho_{\text{Luft}}$  für die Dichte der Luft,  $r$  für den Rotordurchmesser und  $v_{\text{Wind}}$  für die Windgeschwindigkeit. Durch die Leistungsentnahme reduziert sich die kinetische Energie des Windes. Da die Luft bei einer theoretisch vollständigen Leistungsentnahme hinter dem Rotor einen Luftstau verursachen würde, kann physikalisch bedingt nur ein Bruchteil dieser Leistung entnommen werden. Das Verhältnis aus der dem Wind entnehmbaren Leistung  $P_{\text{WEA,mech}}$  zur Windleistung wird entsprechend Gleichung (3.26) als Leistungskoeffizient  $c_p(\beta, \lambda)$  bezeichnet. Ähnlich dem Prinzip des „scheinbaren Windes“ bei einem Segelboot verändert sich der effektive Windvektor gegenüber dem Rotorblattprofil in Abhängigkeit der Rotordrehgeschwindigkeit. Das Verhältnis der Geschwindigkeit der Rotorblattspitze  $v_{\text{bt}}$  zur Windgeschwindigkeit beeinflusst auf diese Weise  $c_p(\beta, \lambda)$  und wird Schnelllaufzahl (tip-speed-ratio)  $\lambda = \frac{v_{\text{bt}}}{v_{\text{Wind}}}$  genannt. Zudem bestimmt der Anstellwinkel  $\beta$  des Rotorblatts (Pitchwinkel) dessen aerodynamische Wirksamkeit und wirkt sich so ebenfalls auf  $c_p(\beta, \lambda)$  aus. Die genauen physikalischen Abhängigkeiten werden zum Beispiel in [54] erläutert. Nach Betz kann dieser Faktor theoretisch maximal ca. 59% betragen. Bei den in dieser Arbeit verwendeten Simulationsmodellen beträgt das Maximum  $c_{p,\text{max}}$  ca. 45%. Es lässt sich für jede Windgeschwindigkeit und Pitchwinkeleinstellung ein Maximum für  $c_p(\beta, \lambda)$  und damit eine optimale Rotordrehzahl  $\omega_{\text{mech,opt}}$  finden, in der die maximale Energieentnahme aus dem Wind erfolgen kann. Unter Vernachlässigung der Pitchwinkeleinstellungen zeigt Abbildung 3.8 einen exemplarischen Verlauf von Leistungs-Drehzahlkurven einer WEA. Die

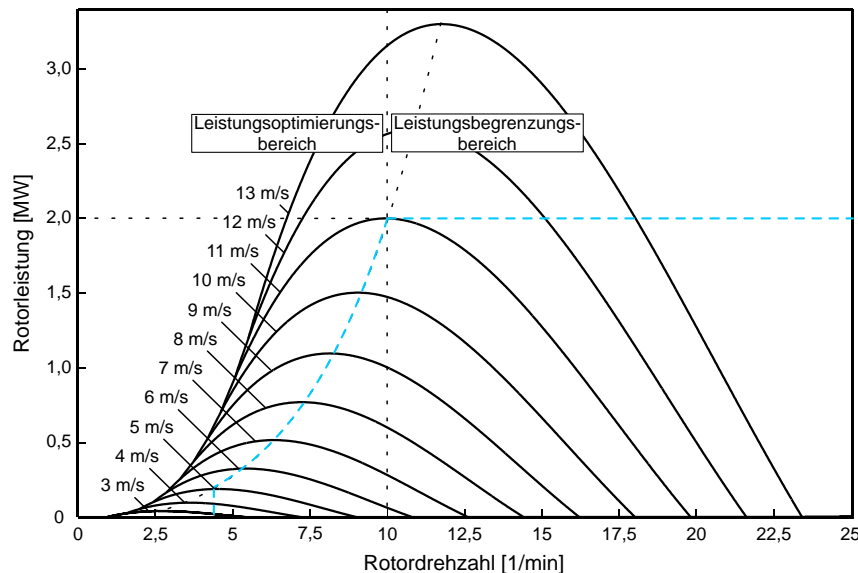


Abb. 3.8: Exemplarische Leistung-Drehzahlkennlinien einer WEA für verschiedene Windgeschwindigkeiten mit MPPT-Idealkennlinie (blau gestrichelt) nach [55]

Maxima der Kurven werden von einer Idealkennlinie (blau gestrichelt) durchlaufen, die die optimale Drehzahl der WEA für jede Windgeschwindigkeit vorgibt. Ein solches

Kennlinienfeld ist von vielen Parametern abhängig und wird daher in der Regel für jede moderne WEA vermessen, vergl. hierzu z.B. [56].

Ist  $v_{\text{Wind}}$  geringer als die Einschaltwindgeschwindigkeit, wird die WEA nicht betrieben. Bei stärkerem Wind wird durch ein Verfahren zur Identifikation des maximalen Leistungspunkts (Maximum Power Point Tracking, kurz MPPT) oder ein entsprechendes Verfahren durch Einstellung der Rotordrehzahl die stets aktuell maximal mögliche Leistung dem Wind entnommen. Dieser Bereich wird Leistungsoptimierungsbereich genannt. Ist die maximale WEA-Leistung ( $P_N$ ) erreicht, wird in den Leistungsbegrenzungsbetrieb gewechselt, um den Betrieb bei höheren Windgeschwindigkeiten zu ermöglichen. Wird die maximale für den Betrieb zulässige Windgeschwindigkeit überschritten, stoppt die WEA und die Flügel drehen sich komplett aus dem Wind heraus (hier nicht eingezeichnet).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass eine moderne WEA im Rahmen ihrer Betriebsgrenzen als vollständig regelbar betrachtet werden kann. Lediglich die Wirkleistungsabgabe kann im MPPT-Betrieb nicht gesteigert, dafür durch das Anfahren nichtoptimaler Betriebspunkte kontrolliert begrenzt werden.

### 3.4.2 WEA-Modell

In Abbildung 3.7 ist auch eine grundsätzliche Regel- und Betriebsstruktur einer modernen WEA dargestellt. In den inneren Regelkreisen dieser kaskadiert aufgebauten Struktur sind die Stromregelkreise und Umrichterbasisfunktionen, wie die Netzsynchrisation oder das Verhalten im Fehlerfall, implementiert. Die äußeren Regelkreise zur Drehzahl-, Blindleistungs- oder Zwischenkreisspannungsregelung geben die Sollwerte für die inneren Kreise vor. Die WEA-Betriebssteuerung realisiert das MPPT oder ähnliche Methoden und weitere Betriebsfunktionalitäten, wie die Regelung des Anstellwinkels der Rotorblätter (Pitch-Regelung). In einem WEA- oder WP-Management wird der übergeordnete Betrieb gesteuert und verwaltet. Es stellt z.B. die Schnittstelle für Vorgaben durch den Netzbetreiber dar und realisiert die Sammlung von Mess- und Betriebswerten oder die Integration eines ESS. Das in dieser Arbeit verwendete Simulationsmodell ist an einer solchen Betriebsstruktur orientiert und in Abbildung 3.9 dargestellt. Das Ziel ist die Modellierung des WEA-spezifischen Verhaltens, wobei das Schaltverhalten der Umrichter und der damit verbundenen hochfrequenten Schwingungsanteile in der Leistungsabgabe vernachlässigt wird. Der in Abbildung 3.7 strichpunktiert umrandete Bereich wird durch Verzögerungsglieder modelliert, die das entsprechende Einschwingverhalten der inneren Regelkreise darstellen. Der Block „WEA-Dynamik“ beinhaltet die Modellierung des Rotorsystems durch die Schwingungsgleichung entsprechend Gleichung (3.20) in Kapitel 3.2. Die die mechanische Drehzahl bestimmende Momentendifferenz wird aus der Leistung des Windes und der elektrischen Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der Generator- und Umrichterwirkungsgrade berechnet. Die Momente werden über die mechanische Drehzahl in Wirkleistungen umgerechnet. In „Rotor“ wird die Leistung des Windes in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung des Leistungskoeffizienten  $c_p(\beta, \lambda)$  entsprechend Gleichung (10.6) im Anhang 10.2 berechnet. Nach [54] und [57]



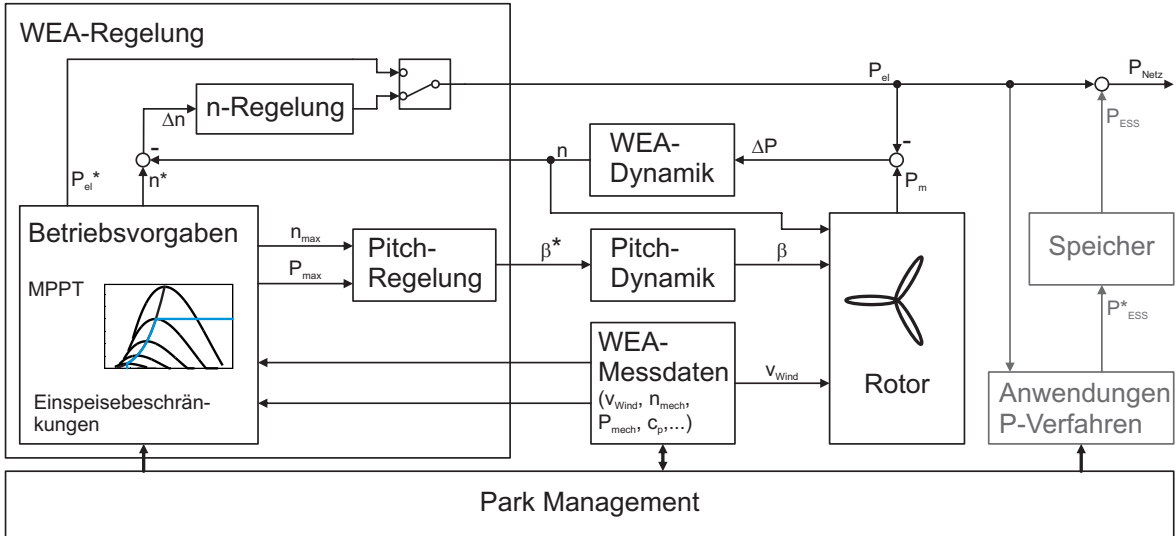


Abb. 3.9: Modellierung des WEA-Systems mit Regelungs- und Sollvorgabeeinrichtungen, in grau: Erweiterung um ein ESS

ist die Verwendung eines Tiefpassfilters erster Ordnung zur Filterung der hochfrequenten Anteile der Windgeschwindigkeit sinnvoll, da der Rotor diese aufgrund seiner Größe und Trägheit dem Wind nicht entnehmen kann. Ein solches wird mit einer Zeitkonstante von  $T_{\text{Wind, filt}} = 4 \text{ s}$  verwendet.

Die elektrische Einspeiseleistung kann in Abhängigkeit des gewählten Verfahrens direkt durch  $P_{\text{el}}^*$  vorgegeben werden (z.B. wenn eine maximale Einspeiserampe realisiert werden soll). Das Einhalten der Drehzahlbetriebsgrenzen wird in einem solchen Fall durch die Pitch-Regelung sichergestellt. Im Normalbetrieb wird der durch die Drehzahlregelung erzeugte Leistungswert umgesetzt. Die zu regelnde Strecke der Drehzahlregelung setzt sich zum einen durch die in Gleichung (3.20) modellierte Rotordynamik mit der Verstärkung  $V_{n, \text{Rot}} = -1$  und der Zeitkonstante  $T_{n, \text{Rot}} = 2H$ , zum anderen durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung mit der Zeitkonstante  $T_{n, \text{VZ}} = \frac{10}{f_s}$  zur Berücksichtigung der Dynamik der inneren Regelkreise zusammen und ist in Gleichung (3.27) dargestellt. Die Strecke weist  $IT_1$  Verhalten auf und wird durch einen PI-Regler entsprechend des Symmetrischen Optimums nach [37] ausgelegt (s. im Anhang 10.2).

$$G_{n,s}(s) = \frac{\omega_{\text{mech, p.u.}}(s)}{M_{\text{el, p.u.}}(s)} = V_{n, \text{Rot}} \cdot \frac{1}{sT_{n, \text{Rot}}} \cdot \frac{1}{1 + sT_{n, \text{VZ}}} \quad (3.27)$$

Die Dynamik der Blattverstellung wird in „Pitch-Dynamik“ berücksichtigt und entspricht dem Verhalten in Gleichung (10.11) im Anhang 10.2. Auch die Pitch-Regelung zur Begrenzung der Drehzahl auf  $\omega_{\text{mech, max}}$  oder auf eine maximale Leistung  $P_{\text{el, max}}$  wird dort beschrieben und ausgelegt. Diese Auslegung orientiert sich an [58] und [59], wo die Pitch-Regelung zum Vorhalten einer Leistungsreserve zur Frequenzregelung ausgelegt und untersucht wird. Eine andere, hier nicht implementierte Form der Leistungsreduktion wird durch eine Anpassung der Leistungskurven in [59] realisiert. Neben der MPPT-Kurve kann eine entsprechende Kennlinie aktiviert werden, die zu jeder Windgeschwindigkeit die Drehzahl vorgibt, bei der ein beliebiger Anteil der verfügbaren

Leistung dem Wind entnommen wird. Die Einspeisung kann um die vorgehaltene Reserve nach Umschalten in den MPPT-Modus wieder erhöht werden.

Für jede IEC-Windklasse (s. Kapitel 3.4.3) wird ein gesondertes WEA-Modell verwendet. Der maßgebliche Treiber dafür ist die Auslegung der WEA auf die zur jeweiligen Windklasse gehörigen typischen Windgeschwindigkeiten. Die Auslegung der Modelle ist im Anhang 10.2 in Tabelle 10.1 dargestellt. An dieser Stelle ist auch die Umsetzung der MPPT-Vorgabe beschrieben, die durch Umsetzungstabellen (Lookup-Tabellen) entsprechend Abbildung 10.1 für die drei IEC-Modellierungen realisiert wird.

In Abbildung 3.9 ist in grau die Integration eines ESS in das WEA-Modell dargestellt. Durch  $P_{\text{ESS}}^*$  wird die für jedes Verfahren jeweils ein- oder auszuspeichernde Leistung definiert. Diese wird durch die ESS-Regelung unter Berücksichtigung der Speicherbetriebsgrenzen vorgegeben. Die genaue Umsetzung ist jeweils bei der Untersuchung der Anwendungen in Kapitel 5 beschrieben.

Die WEA und das ESS werden in dieser Arbeit als Quellen betrachtet. Deren Leistungen sind positiv, wenn eine Abgabe in das Netz erfolgt, so dass sich die Konvention entsprechend Gleichung (3.28) ergibt.

$$P_{\text{Netz}} = P_{\text{WEA}} + P_{\text{ESS}} \quad (3.28)$$

### 3.4.3 Wind-Modell

Als Wind werden bewegte Luftmassen bezeichnet. Grundsätzlich erfolgen diese Strömungen aufgrund von lokal unterschiedlichen Gegebenheiten des jeweils vorherrschenden Luftdrucks. Globale Zirkulationen zwischen Äquator und den Erdpolen werden durch Effekte, wie der Corioliskraft und regionalen Temperaturunterschieden z.B. von Wasser- und Landmassen, beeinflusst. Diesen Windströmungen werden vor allem in der Nähe der Erdoberfläche, wo WEAn betrieben werden, durch Rauigkeiten des Bodens turbulente Anteile überlagert. In langfristigen statistischen Auswertungen von Messreihen können bestimmte Eigenschaften der Windgeschwindigkeiten an einem Standort bestimmt werden. Eine der am häufigsten zitierten Langzeituntersuchungen durch Van der Hoven [60] ist in Abbildung 3.10 dargestellt. Durch dieses Leistungsdichtespektrum werden die frequenzabhängigen Leistungsbestandteile des Windes beschrieben. Grundsätzlich kann diese Darstellung in zwei Bereiche unterteilt werden. Der linke Bereich beschreibt das mittel- und langfristige Verhalten mit zwei Maxima, die auf typischen täglichen Änderungen der Windgeschwindigkeiten mit einem Zyklus von ca. zwölf Stunden (z.B. den täglich aufkommenden See- und Landwinden) und den im Mehrtages- bis Wochenrhythmus wechselnden Wettergegebenheiten mit einem Maximum bei einem Vier-Tageszyklus basieren. Der rechte Bereich repräsentiert das kurzfristige Windverhalten, wobei Böen und Turbulenzen im Sekunden- bis Minutenbereich dominieren [54]. Basierend auf diesem zweigeteilten Modell wird die Windgeschwindigkeit nach [60] modelliert. Das Ziel ist es hierbei, eine Windzeitreihe zu generieren, deren mittlere Windgeschwindigkeit und Turbulenzeigenschaften vorgegeben werden können. Nach [57] ist es zur Modellierung von Windzeitreihen für WEAn ausreichend, vertikale

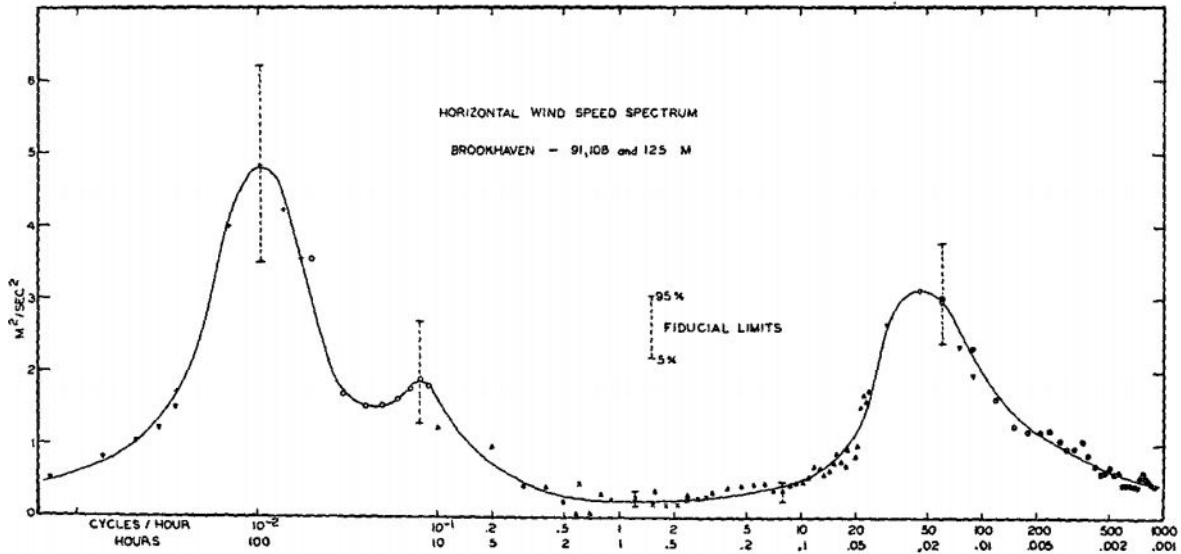


Abb. 3.10: Typisches Van der Hoven-Spektrum der horizontalen Windgeschwindigkeit „Horizontal wind-speed spectrum at Brookhaven national laboratory at about 100-m height“, entnommen aus [60]

Windeffekte zu vernachlässigen, da diese einen nur sehr geringen Einfluss auf die Leistungsentnahme aus dem Wind haben. Die horizontale Windgeschwindigkeit wird mit Gleichung (3.29) beschrieben.

$$v_{\text{wind}}(t) = v_{\text{med}}(t) + v_{\text{tur}}(t) \quad (3.29)$$

In  $v_{\text{med}}(t)$  wechselt die mittlere Windgeschwindigkeit, die auf Basis des Van der Hoven-Spektrums erzeugt wird nach einer Dauer von 10 Minuten ihren Wert [61]. Der turbulente Anteil  $v_{\text{tur}}(t)$  wird auf Basis des von Karman-Spektrums modelliert. Die Autoren von [62] haben hierfür ein entsprechendes Filter entworfen, das diese Charakteristik und die IEC-Wind-Parameter berücksichtigt. Die Beschreibung der Turbulenz erfolgt anhand der Parameter nach der Definition in der Norm IEC 61400-1 [63]. Hierbei wird zwischen den Turbulenzklassen I, II und III unterschieden, die jeweils die unterschiedlichen Turbulenzintensitäten A, B und C aufweisen. Letztere werden im Rahmen dieser Arbeit durch die resultierende Varianz  $\sigma^2$  angegeben. Da WEAn für diese unterschiedlichen IEC-Windverhältnisse ausgelegt und zertifiziert werden, können mögliche Unterschiede zur ESS-Auslegung für die entsprechenden Windstandorte identifiziert werden. In Abbildung 3.11 ist die Modellierung einer zweistündigen Windzeitreihe, wie sie auch für die Simulation verwendet wird, dargestellt.

Durch diese Art der Modellierung können beliebige Zeitreihen für jeweils eine mittlere Windgeschwindigkeit und die entsprechend definierten Turbulenzeigenschaften erstellt werden. Die relative Häufigkeit der einzelnen mittleren Windgeschwindigkeiten über das Jahr kann über die Weibullverteilung ermittelt werden [64].

Im Rahmen dieser Arbeit werden die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit und die Nennwindgeschwindigkeit entsprechend der IEC-Norm betrachtet. Im ersten Fall arbeitet die WEA bei relativ hoher Windgeschwindigkeit im Leistungsoptimierungsbereich, in

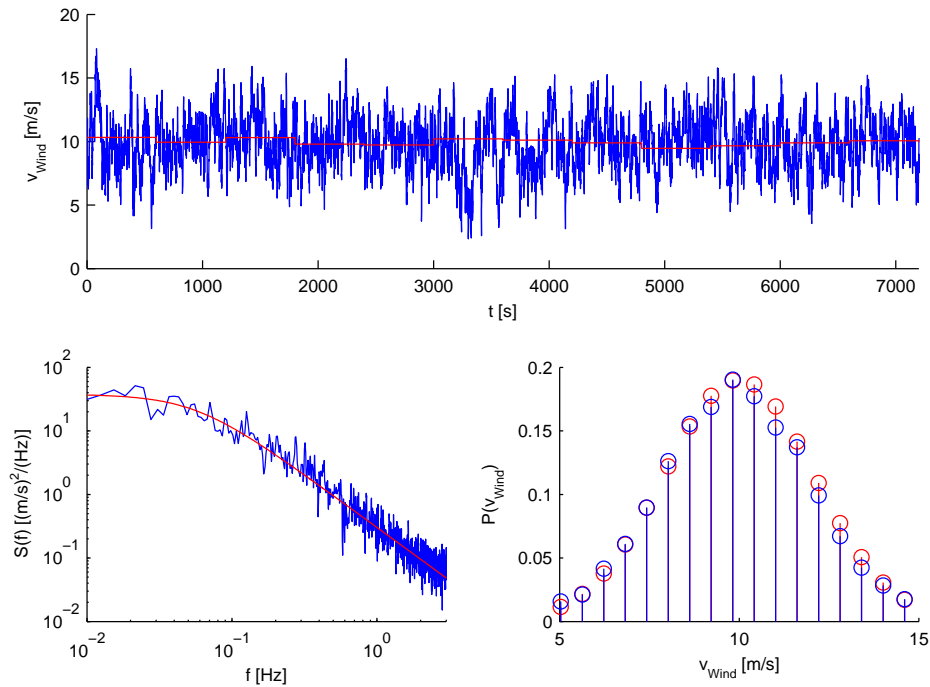


Abb. 3.11: Entsprechend [60] modellierte Windzeitreihe der IEC-Klasse IA mit mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit von  $\bar{v}_{\text{Wind}} = 10 \text{ m/s}$ , obere Reihe: Zeitverlauf  $v_{\text{Wind}}(t)$  (blau) mit 10-Minuten-Mittelwerten  $v_{\text{med}}(t)$  (rot), unten links: von Karman-Spektrum (rot) und Leistungsdichtespektrum der Modellierung (blau), unten rechts: Normalverteilung mit IEC-Parametern (rot) und Wahrscheinlichkeitsdichte des modellierten Signals (blau)

dem die Turbulenzen des Windes im Einspeiseverlauf noch gut zu erkennen sind. Bei Nennwindgeschwindigkeit erreicht die WEA den Leistungsbegrenzungsbereich, in dem die Einspeisung auf die Nennleistung zum Teil begrenzt wird. Je weiter die Windgeschwindigkeit nun ansteigt, desto häufiger greift die WEA-seitige Leistungsbegrenzung und die Einspeiseleistung nimmt einen nahezu konstanten Verlauf bei Nennleistung an. Durch die nun reduzierte Leistungsschwankung sinkt der Regulierungsaufwand durch ein ESS. Daher werden höhere Windgeschwindigkeiten nicht betrachtet.

### 3.4.4 Windpark-Modell

In den meisten Fällen ist nicht nur eine WEA, sondern ein ganzer WP mit vielen Anlagen an das Stromnetz angeschlossen. Die WEAn können dabei so zueinander platziert sein, dass sie sich gegenseitig durch Nachlaufeflüsse des Windes beeinflussen. Zum einen steigt der Grad der Windturbulenz durch Verwirbelungen an [65], andererseits wird durch den Nachlaufeffekt (Wake-Effekt) beschrieben, wie sich die Windgeschwindigkeit hinter einer WEA durch die Energieentnahme verringert [66], [67]. Ein Großteil der Turbulenzen des Windes wird im WEA-Leistungsverlauf wiedergespiegelt. Je nachdem, wie korreliert die einzelnen Windverläufe bei den unterschiedlichen WEAn eines WPs sind, kann eine Reduktion der Schwankung des WP-Leistungsverlaufs festgestellt werden [61]. Dieser Effekt wird als Parkglättung bezeichnet. Es ist offensichtlich, dass

diese Effekte stark von der Anzahl der sich beeinflussenden WEAn, deren Anordnung im WP und den ortsspezifischen Windeigenschaften (z.B. typische Windrichtungen) abhängen [61]. Da diese Eigenschaften für jeden WP unterschiedlich sind, sind allgemeingültige Modellierungsarten und Untersuchungen nur schwer oder gar nicht zu realisieren. Die Art der Modellierung ist stark vom Ziel der Untersuchungen abhängig [68].

In dieser Arbeit steht das mittel- bis langfristige Einspeiseverhalten von WEAn im Fokus. Die grundsätzlichen Effekte eines WPs können daher nicht vernachlässigt werden. Wie auch in [65] und [69] werden deshalb mehrere WEAn in einer Simulation gleichzeitig betrieben. Die einzelnen Anlagen sind dabei einem identischen Windverlauf mit einer konstanten Windrichtung ausgesetzt, der allerdings um die Laufzeit zwischen den Anlagen verzögert an die einzelnen WEAn gegeben wird. Die Laufzeit wird anhand des Abstandes der WEAn, der mit dem fünffachen Rotordurchmesser angenommen wird und der mittleren Windgeschwindigkeit  $\bar{v}_{\text{Wind}}$  berechnet. Es werden drei WEAn gleichzeitig simuliert.

### 3.5 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel werden die Grundlagen und die Modellierung der betrachteten Systeme beschrieben, die für das Verständnis der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen und Betrachtungen erforderlich sind. Basierend auf der Streckenmodellierung eines Umrichtersystems werden die Regelungen der Umrichter des Laborteststands ausgelegt. Über die Generatorschwingungsgleichung wird die Drehzahlregelung einer WEA und das Frequenzverhalten im Stromnetz hergeleitet. Die Modellierung der Netzfrequenz und die untersuchten Netzfrequenzmessdaten dienen als Grundlage zur Auslegung von ESS, über die ein Beitrag zur Frequenzregelung erfolgen soll. Zur Simulation der WEAn werden moderne drehzahlvariable Systeme betrachtet und modelliert, die auch eine gezielte Leistungsreduktion durch den Betrieb in nichtoptimalen Arbeitspunkten realisieren können. Um die in Kapitel 5 zu untersuchenden Anwendungen auch in Bezug auf typische Windverhältnisse zu bewerten, wird das verwendete Windmodell dargestellt, über das Windgeschwindigkeiten und -turbulenzen nach der IEC 61400-1 Norm [63] modelliert werden.



## 4 Energiespeichersysteme an Windenergieanlagen

Ein Energiespeichersystem (ESS) wird entsprechend Abbildung 4.1 in dieser Arbeit als Speicher elektrischer Energie mit Ansteuerelektronik zum Anschluss an einen Verbraucher in Kombination mit einem ESS-Management zur Überwachung und geregelten Ansteuerung definiert. ESS können als sehr kleine und kompakte Einheiten Bestandteil

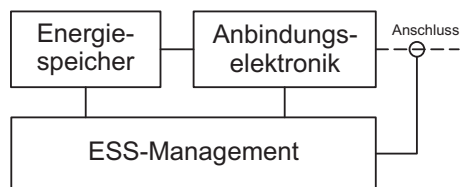


Abb. 4.1: Schematische Darstellung der Komponenten eines ESS

von Unterhaltungs- und Kommunikationselektronik sein, in größerer Form werden sie z.B. in Elektrofahrzeugen (electric vehicles, EVs, siehe z.B. [70]) verwendet. Insbesondere hier erfahren sie in den letzten Jahren, zum Teil politisch motiviert und gefördert, eine starke Weiterentwicklung. Auch in infrastrukturellen Bereichen werden ESS bereits eingesetzt. Sie werden als unterbrechungsfreie Stromversorgungen verwendet oder halten auch mit der Motivation der unabhängigen Selbstversorgung Einzug in private Haushalte. Zudem werden sie auch wichtiger für den sicheren Betrieb der Energienetze und immer häufiger auch zur Netzregulierung eingesetzt [71], [72]. Ihre Aufgaben sind hierbei hauptsächlich das Vorhalten von Regelenergie zur Stützung der Netzfrequenz und die Sicherstellung der elektrischen Versorgung. Wie in Kapitel 2.1 gezeigt wird, nimmt ihre Bedeutung insbesondere durch die Zunahme von regenerativen Erzeugern in der letzten Zeit stets zu. In [73] werden solche Anforderungen und Einsatzgebiete von ESS diskutiert.

Es wird aus den verschiedenen Einsatzgebieten ersichtlich, dass sich die einzelnen Technologien der ESS zum Teil deutlich voneinander unterscheiden. Für jede der in Kapitel 5 besprochenen Anwendungen werden geeignete Speichertechnologien und Integrationskonzepte ermittelt, die sich aus den jeweiligen Eigenschaften der Anwendungen ergeben. Die dafür erforderlichen Kenntnisse über Speichertechnologien und deren Eigenschaften werden in diesem Kapitel analysiert.

In dieser Arbeit stehen keine langfristigen Anwendungen, wie die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, im Mittelpunkt. Es werden Anwendungen betrachtet, die die technische Netzintegration betreffen, über die WEAn und WPs durch entsprechende Maßnahmen die Netzqualität und -stabilität, sowie ihre eigene Performance verbessern

können. Daher stehen vornehmlich kurz- bis mittelfristige Speicher mit einer Speicherdauer vom Sekunden- bis zum Minutenbereich im Fokus. In der wissenschaftlichen Literatur werden diese Themen in den letzten Jahren verstärkt adressiert. Ein Überblick über Speichertechnologien und deren Anwendungen für WEAn wird z.B. in [74] und [75] gegeben. Oft werden bestehende Netze auf die Integration von ESS untersucht, wie in [76] geschehen. Hier wird ein Beispielnetz betrachtet, in dem 14 WPs jeweils mit einem ESS ausgestattet werden sollen. Es wird ein Verfahren untersucht, mit dem anhand der Lastprofile für jedes ESS eine optimale Auslegung berechnet wird. Mit diesen kann in allen WPs der mittlere Energieertrag zwischen 1,7 % und 8 % erhöht, die Netzstabilität um bis zu 18,3 % erhöht und die totalen Betriebskosten des Netzes reduziert werden.

## 4.1 Energiespeicher

Es gibt eine Vielzahl von Speichertechnologien, die für den Betrieb in einem ESS an WEAn in Frage kommen können. Diese Speichertechnologien unterscheiden sich zum Teil grundlegend in ihren Eigenschaften und ihren Funktionsweisen und lassen sich bezüglich der verwendeten Technologie in mechanische, chemische, elektrische/magnetische und thermische Energiespeicher (ES) einteilen. Auf eine Auswahl von Speichertechnologien und deren Eigenschaften wird in Kapitel 4.1.2 mit dem Ziel, für die in dieser Arbeit untersuchten Anwendungen geeignete Technologien zu identifizieren und zu spezifizieren, näher eingegangen.

Um für den Betrieb in einem ESS an einer WEA technisch und wirtschaftlich qualifiziert zu sein, sollen die Speicher möglichst eine

- gute Integrierbarkeit in eine WEA oder einen WP und daher geografische Unabhängigkeit und hohe Energie- und Leistungsdichten sowie eine Leistungsfähigkeit bis in den MW-Leistungsbereich aufweisen,
- einen wirtschaftlichen Betrieb und daher einen hohen Wirkungsgrad, lange Lebensdauer und geringe Selbstentladung haben, sowie einen
- bidirektionalen Betrieb ermöglichen.

Generelle Aussagen bezüglich technischer Anforderungen, wie Dynamik oder Kapazität, lassen sich aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der einzelnen Anwendungen (s. Kapitel 5) nicht formulieren. Weitere wichtige Anforderungen sind die Umweltverträglichkeit oder Betriebs- und Anwendungssicherheit. Da der Fokus auf der technischen Betrachtung liegt, wird hierauf nicht weiter eingegangen.

Im Folgenden werden daher zunächst die wichtigsten Eigenschaften von Energiespeichern erklärt und Annahmen für die Verwendung im Rahmen dieser Arbeit getroffen. Es folgt darauf als Resultat von Literaturrecherchen ein Überblick über geeignete Speichertechnologien und eine entsprechende Bewertung dieser für die hier untersuchten Anwendungen.



### 4.1.1 Eigenschaften

In den folgenden Abschnitten werden die wichtigsten Speichereigenschaften definiert und Annahmen für die durchgeführten Analysen getroffen.

#### 4.1.1.1 ES-Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines Speichers hängt je nach Speichertechnologie von vielen Parametern ab. Bei Batterien wird hauptsächlich durch den inneren Widerstand eine Verlustleistung bei einem Stromfluss erzeugt. Dieser Widerstand nimmt zudem, durch chemische Vorgänge verursacht, mit Anzahl der gefahrenen Zyklen zu und verringert damit mit fortschreitender Betriebsdauer den Batteriewirkungsgrad [77], [78]. Auch die Betriebsart hat Auswirkungen auf diesen. Je größer die Batteriespannung bei hohem Ladezustand (state-of-charge, kurz SoC) ist, desto geringer ist der Batteriestrom im Vergleich mit Arbeitspunkten gleicher Leistung und niedrigerem SoC. Im letzteren Fall resultiert also ein starker Strom, der an den passiven Bauteilen und Innenwiderständen zu einer Erhöhung der Verluste führt [79]. Als Speicherwirkungsgrad  $\eta_{E,ES}$  wird im Rahmen dieser Arbeit der energetische Wirkungsgrad betrachtet, der im deutschen Sprachgebrauch auch oft als „Energie-Effizienz“ bezeichnet wird und in Gleichung (4.1) definiert ist. Durch Berücksichtigung des gesamten Speicherzyklus [75] werden demnach Ein- und Ausspeicherverluste sowie die Selbstentladung berücksichtigt.  $E_{ES,aus}$  und  $E_{ES,ein}$  stellen die aus dem Speicher entnommene bzw. in ihn eingespeicherte Energie dar.

$$\eta_{E,ES} = \frac{E_{ES,aus}}{E_{ES,ein}} \quad (4.1)$$

Die im Folgenden betrachteten Speicher werden in Anlehnung an [75] in drei Wirkungsgradkategorien eingeteilt, wie in Tabelle 4.1 definiert. Wird das gesamte ESS

Tab. 4.1: Wirkungsgradkategorien von Speichern

Kategorie	$\eta_{E,ES}$
w1	> 90%
w2	80 – 90%
w3	< 80%

betrachtet, so muss auch der Wirkungsgrad des verwendeten Umrichters  $\eta_{Umr}$  berücksichtigt werden. Wird zudem noch zwischen einem Lade- und Entladewirkungsgrad  $\eta_{ES,ein}$  bzw.  $\eta_{ES,aus}$  unterschieden und die Ladungshaltung  $\eta_{LH}$  berücksichtigt, kann der gesamte ESS-Wirkungsgrad entsprechend Gleichung (4.2) angegeben werden.

$$\eta_{ESS} = \eta_{Umr}^2 \cdot \underbrace{\eta_{ES,ein} \cdot \eta_{ES,aus} \cdot \eta_{LH}}_{\eta_{E,ES}} \quad (4.2)$$

Beim Betrachten der vollständigen Leistungspfade eines ESS wird ersichtlich, dass in jedem Zyklus mehr Energie aus Sicht der WEA in das ESS gegeben wird, als wieder ausgespeichert werden kann. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Es entsteht beim Einspeichervorgang eine Verlustenergie im Umrichter  $V_{Umr}$  und im

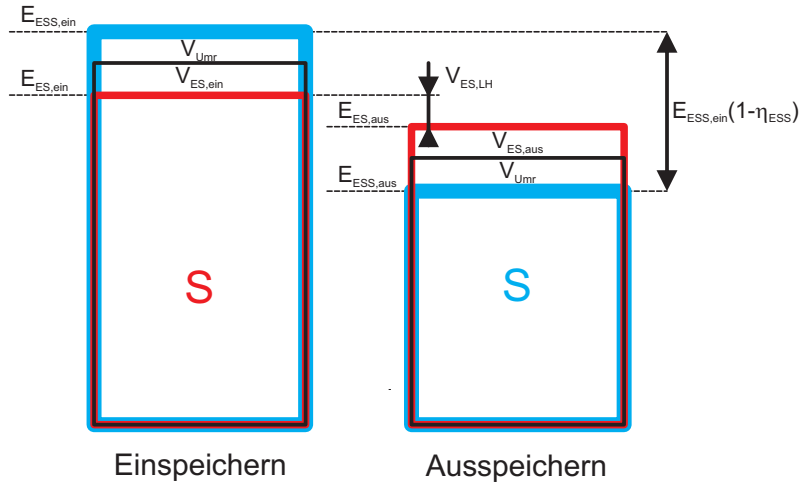


Abb. 4.2: ESS Energien und Verluste (S: effektive Speicherenergie, V: Verlustenergien, links: Einspeichern, rechts: Ausspeichern), blau: umgesetzte Energie beim Ein- und Ausspeichern aus „Sicht“ der WEA, rot: entsprechend aus „Sicht“ des Speichers

Speicher  $V_{ES,ein}$  selbst. Die Summe daraus mit der effektiv eingespeicherten Energie  $E_{ES,ein}$  entspricht der Energie, die aus Sicht der WEA (blau) in das ESS eingespeichert wird. Soll Energie wieder ausgespeichert werden, steht aus Sicht des Speichers (rot) nach Abzug der Verluste durch eine nichtoptimale Ladungshaltung  $V_{ES,LH}$  insgesamt  $E_{ES,aus}$  zur Verfügung, wovon wieder ein Teil beim Ausspeichern als Verlustenergie im Umrichter  $V_{Umr}$  und im Speicher  $V_{ES,aus}$  abfällt. Die WEA „sieht“ am Ende die Energie  $E_{ESS,aus}$ . Dieser Umstand ist beim Betrieb eines ESS wichtig zu beachten. Insbesondere bei den hier betrachteten Anwendungen mit kleinen bis mittleren Speichergrößen muss dafür gesorgt werden, dass aus Sicht des Speichers im Mittel ein Gleichgewicht aus ein- und ausgespeicherter Energie umgesetzt wird. Dieser Umstand soll als „Ein- und Ausspeicherneutralität“ bezeichnet werden. Im Betrieb der Anwendungen muss also jeweils durch ein entsprechendes Verfahren dafür gesorgt werden, dass der Speicher stets im Rahmen seiner Ladezustandsgrenzen betrieben wird, da bedingt durch den nichtidealen Gesamtwirkungsgrad stets mehr ein- als ausgespeichert wird. Dabei darf das Ziel der Anwendung, zum Beispiel das Einhalten von maximalen Einspeisegradien, nicht außer Acht gelassen werden. Wie die Ein- und Ausspeicherneutralität sichergestellt wird, wird jeweils bei jeder Anwendung in Kapitel 5 beschrieben. In Tabelle 10.4 sind die Wirkungsgrade der betrachteten Speichertechnologien nach Vergleich und Auswertung von [75], [80], [81], [82] und [83] zusammengefasst.

#### 4.1.1.2 Lebensdauer und Zyklenbelastung

Bei der Lebensdauer eines Energiespeichers kann zwischen kalendarischer und zyklischer Lebensdauer unterschieden werden. Sie ist abhängig von einer Vielzahl von Parametern. Die Einflüsse dieser Parameter unterscheiden sich hierbei zum Teil stark zwischen den unterschiedlichen Speichertechnologien, da sie meist auf den physikalischen Eigenschaften der Speicher beruhen. Die Ermittlung der Lebensdauer erfolgt oft auf Basis von Tests, in denen die Speicher mit definierten Lastzyklen betrieben werden. Typischerweise werden während eines solchen Tests in regelmäßigen Abständen die Speichereigenschaften gemessen. Das Ende der Lebenszeit (end of life, kurz EOL) eines Speichers wird zumeist dann als erreicht definiert, wenn die Kapazität  $K$  noch 80 % der ursprünglichen Nennkapazität  $K_N$  entspricht [84]. Die kalendarische Lebensdauer wird auch oft über Tests bestimmt, in denen auf einem bestimmten Ladestand gehaltene Batterien bei definierten Umgebungsbedingungen regelmäßig bezüglich ihrer verbleibenden Kapazität vermessen werden. Die Lebensdauer bestimmt sich dann über die Dauer, bis die Batterie einen vordefinierten Performancewert unterschreitet [77].

In Vergleichsuntersuchungen verschiedener Speichertechnologien [82], [85] werden mechanische, elektrische und magnetische Speicher meist als relativ unempfindlich gegenüber hohen Zyklenbelastungen beschrieben. Chemische Speicher weisen dagegen geringere Zyklenlebensdauern auf. Nach [84] ist die Lebensdauer von Batterien insbesondere von der Umgebungstemperatur, dem mittleren SoC, der Entladetiefe pro Zyklus (Depth of Discharge, kurz DoD) und der Höhe der Lade- und Entladeströme abhängig. Die Abnahme der Lebensdauer kann oft mit einem steigenden inneren Widerstand  $R_{ES,i}$  in Verbindung gebracht werden [78].

Um eine möglichst hohe Lebensdauer eines Batteriespeichers zu erreichen, sollten die folgenden Punkte bei der Dimensionierung und dem Betrieb berücksichtigt werden:

- Je größer der DoD pro Zyklus bei Batteriespeichern ist, desto geringer wird die Lebenserwartung [84].
- Die Umgebungstemperatur sollte möglichst der vom Speicherhersteller spezifizierten Solltemperatur entsprechen, da die Lebenserwartung mit Abweichung sinkt [84].
- Je höher die Lade- und Entladeströme ausfallen, desto geringer ist die Lebenserwartung. Insbesondere bei hohen und niedrigen SoC sollte der Ladestrom reduziert werden [78].

Der Begriff „Zyklus“ wird vielseitig verwendet und Zyklusangaben können bei nicht genauer Definition irreführend sein. In [77] werden Lithium-Ion-Batterien in Hinblick auf verschiedene Zyklenbelastungen untersucht. Es kann hiernach unterschieden werden zwischen

- Vollzyklen, wobei ein kompletter Lade- und Entladevorgang bei einer definierten Strombelastung und Umgebungstemperatur mit definiertem Lade- und Entladeverhalten durchgeführt wird. Das Ziel ist es, einen Speicher möglichst allgemein zu charakterisieren [77], [84], [86] und

- speziellen Zyklenverläufen, bei denen ein Speicher entsprechend den Anforderungen einer speziellen Anwendung typischen Lastzyklen ausgesetzt wird und damit das Verhalten eines Speichers direkt für eine spezielle Anwendung ermittelt werden kann [77].

Die Ergebnisse solcher Analysen weichen oft voneinander ab, da die einzelnen Effekte der Alterung und deren Abhängigkeiten zu Betriebsparametern zum Teil nichtlinear sind. Kleine Abweichungen zwischen zwei Betriebsarten können dazu führen, dass unterschiedliche Effekte der Alterung dominieren und damit Abweichungen der Lebensdauer resultieren. In [77] werden verschiedene Lastzyklen an Lithium-Ionen (LI) Batterien miteinander verglichen und es wird gezeigt, dass die Lebensdauererwartung im Vergleich zur Vollzyklenbelastung steigt, je kleiner der DoD ist. Die Modellierungen von verschiedenen Batterietechnologien werden in [84] miteinander verglichen, wo dieses Verhalten gegenüber dem DoD bestätigt wird.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Zyklus  $z$  entsprechend Gleichung (4.3) nach [84] und [85] als Vollzyklus definiert, also als ein kompletter Lade- mit anschließendem Entladevorgang bei einer definierten Temperatur und einem definierten Stromfluss.

$$z(t + \Delta t) = z(t) + \frac{|I_{\text{aus}}(t)| \cdot \Delta t}{K_N} \quad (4.3)$$

Hierbei stellt  $z(t)$  die Anzahl der bereits durchgeführten Zyklen zum Zeitpunkt  $t$ ,  $|I_{\text{aus}}(t)|$  den Entladestrom in einem Zeitintervall  $\Delta t$  und  $K_N$  die Speicher-Nennkapazität dar. Die Anzahl der erreichbaren Zyklen  $z_N$  entspricht also der Anzahl, wie häufig die Nennenergie eines Speichers in ihm umgesetzt werden kann (engl.: capacity throughputs).

In Kapitel 5 werden die unterschiedlichen Anwendungen auch in Bezug auf die Zyklenbelastung hin untersucht. Wie in Kapitel 5.2 gezeigt wird, wird die zu erwartende Mindestbelastung durch Zyklen bei der kapazitiven Speicherauslegung berücksichtigt. Dabei wird in Anlehnung an Gleichung (4.3) die gesamte zu speichernde Energie pro Zeiteinheit auf einen Tag hochskaliert. Der Speicher wird kapazitiv auf das  $\frac{1}{z_{ESS, zx}}$ -Fache der zu speichernden Energie pro Tag ausgelegt. Hierbei gibt  $z_{ESS, zx}$  die maximale Zyklenbelastung eines Speichers pro Tag an, die er bezogen auf seine angegebene kalendarische Lebensdauer bis zum EOL umsetzen kann, wie in Tabelle 4.2 definiert.

Tab. 4.2: Zyklenkategorien von Speichern mit Angabe der maximalen Zyklenbelastung pro Tag  $z_{ESS, zx}$  über die entsprechende kalendarische Lebensdauer

Zyklen- Kategorie	Lebensdauer in		Tageszyklen
	Jahren	Vollzyklen $z_N$	$z_{ESS, zx}$
z1	15	ca. 1.800	0,33
z2	15	ca. 3.500	0,64
z3	20	ca. 500.000	68,4

Es wurde gezeigt, dass die Lebenserwartung von Batterien sinkt, je größer der erreichte DoD ist. Daher ist der Rückschluss auf die Lebenserwartung bei linearer Skalierung der Vollzyklen auf äquivalente Teilzyklen mit einer Ungenauigkeit behaftet. Insgesamt ist allerdings mit einer höheren Lebenserwartung zu rechnen, wenn nur Teilzyklen gefahren werden, die Lebensdauer aber wiederum auf Basis von hochskalierten Vollzyklen bewertet wird. Daher stellen die Ergebnisse in dieser Arbeit eine obere Grenze der Auslegung der Anwendungen dar. Im „schlimmsten Fall“ wird die wirklich zu erwartende Lebenserwartung, im wahrscheinlichen Fall eine höhere erreicht. Auf diese Weise wird für alle Speichertechnologien ein äquivalentes Vorgehen in der Bewertung der Lebensdauer erzielt. In konkreten Fällen, die in dieser Arbeit nicht betrachtet werden, können die gefahrenen Lastverläufe für eine spezifische Anwendung mit genauer Kenntnis der Batterieauslegung genauer auf die zu erwartende Zyklendauer hin untersucht und optimiert werden. Nach [74] eignet sich hierfür die Anwendung des Rainflow-Algorithmus. Hierbei werden wiederkehrende DoD-Teilzyklen in mehreren Iterationen identifiziert und gezählt. Durch Gewichtung dieser Anzahlen mit der pro DoD zu erwartenden Lebenserwartung kann dann auf die Gesamtlebenserwartung geschlossen werden. In Tabelle 10.4 ist die Anzahl der Vollzyklen bis Erreichen der EOL Kapazität sowie die kalendarische Lebensdauer der betrachteten Speichertechnologien nach Vergleich und Auswertung von [75], [80], [81], [82] und [83] zusammengefasst.

#### 4.1.1.3 Dynamik von ES

Die Dynamik eines Speichers gibt an, in welchem Zeitraum  $t_{\text{an}}$  es möglich ist, die Speicherleistung von Null auf ihren vollen Nennbetrag zu ändern. Für die meisten elektrischen Speicher stellt eine entsprechende Anforderung, wie sie für den Betrieb an WEAn erforderlich sind, kein Problem dar. Bei großen mechanischen Speichern, wie Pumpspeicherkraftwerken, müssen dagegen Ventile geöffnet werden und Turbinen anfahren, was eine volle Betriebsbereitschaft oft erst im geringen Minutenbereich ermöglicht. Entsprechend Tabelle 4.3 sind drei Dynamikkategorien definiert. Die für die

Tab. 4.3: Dynamikkategorien von Speichern

Kategorie	Dynamikbereich
d1	$t_{\text{an}} \leq 100 \text{ ms}$
d2	$100 \text{ ms} < t_{\text{an}} \leq 10 \text{ s}$
d3	$10 \text{ s} < t_{\text{an}}$

einzelnen Speicher realisierbaren Reaktionszeiten sind in Tabelle 10.5 nach Vergleich und Auswertung von [80] und [82] zusammengefasst.

#### 4.1.1.4 Selbstentladung von ES

Viele Speichertopologien können die aufgenommene Ladung nicht unbegrenzt halten und haben eine typische Selbstentladungsrate. Diese kann als  $(1 - \eta_{\text{LH}})$  mit der La-

dungshaltung  $\eta_{\text{LH}}$  pro Tag angegeben werden. Aufgrund der Reibung unterliegt der Schwungradspeicher der höchsten Entladung mit bis zu 100% pro Tag. Feldbasierte Technologien wie Doppelschichtkondensatoren (DSK) und Supraleitende Magnetspeicher (SMES) verlieren bis zu 40% ihrer Ladung in diesem Zeitraum. Dagegen unterliegen Speichertechnologien wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Redox-Flow-Batterien nahezu keiner Selbstentladung. In Tabelle 4.4 werden typische Selbstentladungsraten in Kategorien eingeteilt. In Tabelle 10.5 sind die Selbstentladungsraten der

Tab. 4.4: Kategorien zur täglichen Selbstentladungsrate von Speichern

Kategorie	Selbstentladung pro Tag
s1	$\sim 0$
s2	$< 1\%$
s3	$\geq 1\%$

betrachteten Speichertechnologien nach Vergleich und Auswertung von [75], [80] und [82] zusammengefasst.

#### 4.1.1.5 Entladezeiten und Kapazitäten von ES

Grundsätzlich wird in dieser Arbeit die technische Annahme getroffen, dass sich Speicher durch Parallel- und Serienverschaltungen einzelner Zellen oder Module bezüglich ihrer Bemessungsleistung und -kapazität beliebig konfigurieren lassen. Aus praktischen Gründen muss diese Annahme allerdings in einen realistischen Bereich eingegrenzt werden. Diese lassen sich durch erreichbare Energiedichten oder Erfahrungswerte realisierter Speicheranlagen begründen (siehe z.B. [75] und [87]). In Tabelle 4.5 sind daher drei Kategorien zu Entladezeiten dargestellt, die jeweils einen kurz-, mittel- oder langfristigen Zeitbereich definieren, in dem ein Speicher typischerweise volle WEA-Nennleistung aufnehmen oder abgeben kann.

In dieser Arbeit wird die kapazitive Auslegung der Speichersysteme durch den Faktor  $e_{\text{ESS}}$  nach Gleichung (4.4) dargestellt, der die Zeit in Sekunden angibt, wie lange ein Speicher WEA-Nennleistung  $P_{\text{WEA,N}}$  abgeben kann, wobei  $E_{\text{ESS,ges}}$  der gesamten ausspeicherbaren Energiemenge entspricht.

$$e_{\text{ESS}} = \frac{E_{\text{ESS,ges}}}{P_{\text{WEA,N}}} \quad (4.4)$$

In Tabelle 10.5 sind typische geeignete Entladezeiten der Speichertechnologien nach Vergleich und Auswertung von [75], [80] und [82] zusammengefasst.

#### 4.1.1.6 Kosten von ESS

In Tabelle 10.5 sind Speicherkosten für alle betrachteten Systeme nach [75] zusammengefasst. Es wird hierbei zwischen Kosten pro Anschlussleistung  $C_{\text{ES,kW}}$  und pro

Tab. 4.5: Kategorien zu Entladezeiten und Kapazitäten von Speichern

Kategorie	Entladezeiten
k1	$\leq \text{min}$
k2	h
k3	d - w

kapazitiver Auslegung  $C_{\text{ES,kWh}}$  unterschieden, aus denen entsprechend Gleichung (4.5) in Abhängigkeit der Auslegung die ESS-Gesamtkosten  $TC_{\text{ESS,kW}}$  pro kW berechnet werden können.

$$TC_{\text{ESS,kW}} = C_{\text{ES,kW}} + e_{\text{ESS}} \cdot C_{\text{ES,kWh}} \quad (4.5)$$

Hierbei muss beachtet werden, dass die Speicherdauer  $e_{\text{ESS}}$  (s. Kapitel 4.1.1.5) zur Verrechnung mit  $C_{\text{ES,kWh}}$  in Stunden angegeben werden muss. Durch Multiplikation mit der zu erbringenden Leistung  $P_{\text{ESS}}$  können nun hieraus die Gesamtkosten für das ESS berechnet werden, wobei angenommen wird, dass Kosten für Installation, Umrichter und Netzanschluss bereits inbegriffen sind.

Zu den tatsächlichen Kosten eines ESS muss noch eine Vielzahl weiterer Faktoren beachtet werden, wie z.B. Wartungs-, Betriebs- oder Kapitalaufwände. Für genauere Analysen wird z.B. auf [88] und [89] verwiesen. Nach [75] muss zudem berücksichtigt werden, dass viele der betrachteten Speichertechnologien noch im Entwicklungsstadium sind oder aufgrund derzeit entstehender Skaleneffekte in der Produktion (z.B. durch die derzeitig rasante Entwicklung der Elektromobilität) die tatsächlichen Preise von den angegebenen zum Teil stark abweichen können. In Tabelle 10.5 im Anhang sind Speicherkosten angegeben. Diese Werte sind als Richtwerte zu verstehen, die für einen groben Kostenvergleich der Technologien genutzt werden können.

## 4.1.2 Speichertechnologien

Die wichtigsten Speichertechnologien, die für die Verwendung in einem ESS an WEAn geeignet sind, sind in Abbildung 4.3 dargestellt. In der Gruppe der (elektro-) chemischen Speicher wird chemische Energie in elektrische Energie gewandelt. Bei Batterien z.B. findet dieser Redox-Reaktionsprozess in der galvanischen Zelle statt, die die kleinste Einheit einer Batterie darstellt. Sie besteht aus zwei Elektroden, die jeweils in ein Elektrolyt getaucht und durch einen Separator (semipermeable Membran) räumlich getrennt sind. In einem Leiter zwischen den Elektroden bildet sich ein Elektronenstrom. Energie kann auch in Form von elektrischen und magnetischen Feldern in Kondensatoren und Induktivitäten gespeichert werden. Entsprechende Speichertechnologien sind in der zweiten Gruppe anzutreffen. In mechanischen Speichersystemen wird die elektrische Energie in potentielle oder kinetische Energien gewandelt. So wird z.B. in Pumpspeicherkraftwerken Wasser in ein höher gelegenes Bassin gepumpt oder beim

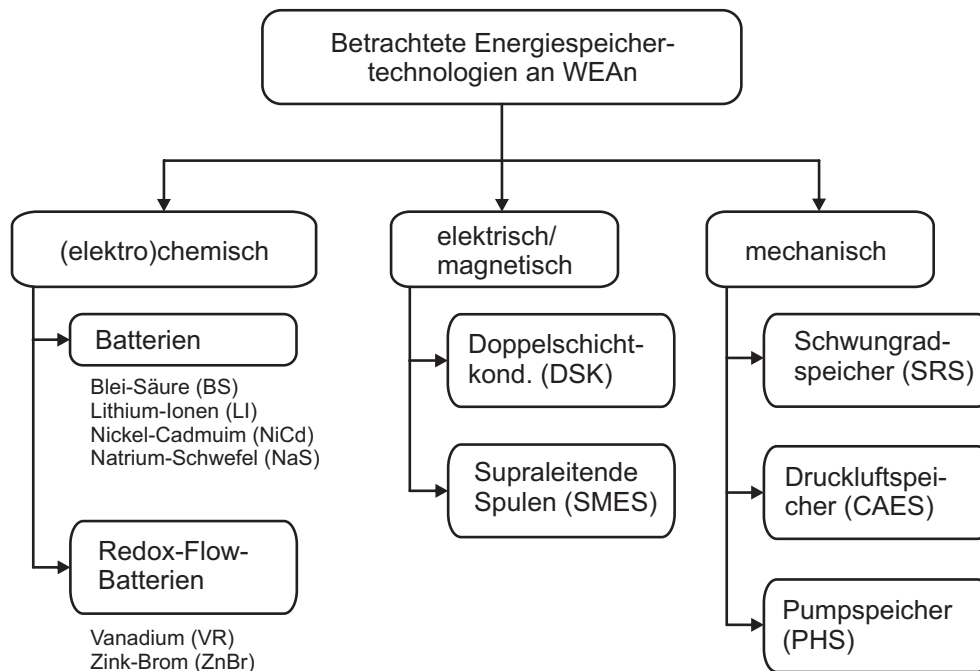


Abb. 4.3: Übersicht einer Auswahl von Energiespeichertechnologien, die für den Betrieb in einem ESS an WEAn grundsätzlich geeignet sind und im Rahmen dieser Arbeit betrachtet werden

Schwungradspeicher eine träge Masse in eine Rotation versetzt. In thermischen Speichern wird z.B. Wasser erhitzt und in Boilern gespeichert oder in das Fernwärmesystem gespeist. Diese werden allerdings aufgrund ihrer begrenzten Ausspeicherfähigkeit im Folgenden nicht weiter untersucht.

Die betrachteten Technologien werden im Folgenden bezüglich ihrer wichtigsten Eigenschaften zum Einsatz an WEAn näher beschrieben. Sie können in ihrer Realisierung verschiedene Ausprägungen aufweisen, zum Beispiel können bei einer Speichertechnologie verschiedene Materialien zur Anwendung kommen. Durch solche Variationen werden die Speichertechnologien im Detail weiter entwickelt, weisen allerdings bezüglich ihrer Eigenschaften oft keine konkreten Werte, sondern Wertebereiche auf. Die zur Ermittlung der Daten genutzten Referenzen sind vor allem [75], [80], [81], [82] und [83] entnommen. In [75] werden zu jeder Speichertechnologie Beispiele zur Verwendung, der jeweils umgesetzten Ausbaugröße und geeigneter Anwendungen genannt.

#### 4.1.2.1 Blei-Säure Batterien (BS)

Es existieren verschiedene Typen von BS-Batterien, die Vlies-Blei-Säure-Batterie und die ventilregulierte Blei-Säure-Batterie. Bei der ersten Variante wird Glasvlies mit dem Elektrolyten getränkt. Der ventilregulierte Batterietyp besitzt Überdruckventile und eine vollständig verschlossene Bauform. Dadurch können Sauerstoff und Wasserstoff, die in Nebenreaktionen gebildet werden, nicht austreten. Dies reduziert den Wartungsaufwand und erhöht die Betriebssicherheit im Gegensatz zum ersten Typ, bei dem regelmäßig destilliertes Wasser nachgefüllt werden muss. Die ventilregulierte Batterie ist ge-



genüber der Vliesbatterie teurer und besitzt eine geringere Lebensdauer. Aufgrund der kostengünstigen und zuverlässigen Technologie existiert ein Bestreben, die BS-Batterie zu verbessern. Weiterentwicklungen finden sich unter der Bezeichnung „Advanced Lead Acid Technologie“. Verbesserungen wurden bereits hinsichtlich des Wirkungsgrads, der Lade-/ Entladezeiten und der Zyklenlebensdauer erzielt. Im Allgemeinen charakterisieren sich Blei-Säure-Batterien durch einen niedrigen Preis, einen Wirkungsgrad von 70 – 90 % und einer Selbstentladungsrate von 3 – 6 % im Monat. Es können 1.200 bis 1.800 komplette Lade- und Entladezyklen realisiert werden. Die kalendarische Lebensdauer ist abhängig von der Betriebstemperatur und liegt bei 5 bis 15 Jahren. Die spezifische Energie- und Leistungsdichte betragen 30 – 50 Wh/kg und 75 – 300 W/kg.

#### 4.1.2.2 Lithium-Ionen Batterien (LI)

Die Technologie der Lithium-Ionen-Batterie ist gegenüber der BS-Batterie eine sehr junge Technologie. Sie wurde erstmals in den 1990er Jahren von der Firma Sony auf dem Markt eingeführt. Bisher wird dieser Batterietyp vor allem in mobilen Anwendungen verwendet. Er erfährt derzeit eine intensive Weiterentwicklung, die vor allem durch den Einsatz in Elektrofahrzeugen und der Unterhaltungselektronik motiviert wird. Die Lithium-Ionen-Batterie weist mit 75 – 200 Wh/kg und 150 – 500 W/kg eine hohe Energie- und Leistungsdichte auf. Der Temperaturbereich, in dem die LI-Batterie generell betriebsfähig ist, erstreckt sich zwar von –30 °C bis 60 °C, ist aber insbesondere zur Wahrung einer hohen Lebensdauer in einem engen Fenster einzuhalten [90]. Die Anzahl der Lade- und Entladezyklen liegt bei ca. 3.500 und erreicht eine Lebensdauer von ca. 15 Jahren. Mit einem Wirkungsgrad von bis zu 98 % hat sie die höchste der hier betrachteten Batterietechnologien. Die Selbstentladungsrate liegt bei ca. 0,3 % pro Tag. Die Kosten hingegen sind im Vergleich zu den anderen Batterien wegen der besonderen Gehäuseanforderungen und der aufwendigen Schutzschaltungen, z.B. zur Vermeidung einer Überladung, sehr hoch.

#### 4.1.2.3 Nickel-Cadmium Batterien (NiCd)

Diese Technologie ist weit verbreitet und gilt als gut erforscht. Da sie allerdings giftige Stoffe enthält, soll ihre Verbreitung zukünftig eingeschränkt werden. Die Energie- und Leistungsdichten variieren von 50 – 80 Wh/kg und von 100 – 300 W/kg. Ihr Wirkungsgrad liegt bei 60 – 80 % und die Lebensdauer bei bis zu 20 Jahren und 3.000 Vollzyklen. Die Selbstentladung der NiCd-Batterie beträgt bis zu 5 % im Monat und sie leidet unter dem sogenannten „Memory-Effekt“, der durch regelmäßig gefahrene Vollzyklen vermieden werden kann. Diese Funktionalität sollte im ESS-Management implementiert sein.

#### 4.1.2.4 Natrium-Schwefel Batterien (NaS)

Die Natrium-Schwefel-Batterie gehört zu den sogenannten Hochtemperaturbatterien. Sie arbeitet bei einer Temperatur von ca. 350 °C. Der Aufbau dieses Batterietyps ist

anders als bei den bisher vorgestellten, da die Elektroden aus flüssigem Natrium und flüssigem Schwefel bestehen. Die Energie- und Leistungsdichte der NaS-Batterie beträgt  $100 - 240 \text{ Wh/kg}$  bzw.  $90 - 230 \text{ W/kg}$ . Ihr Wirkungsgrad liegt bei  $75 - 85 \%$  und es können bis zu 4.500 Zyklen bei einer Lebensdauer von bis zu 20 Jahren umgesetzt werden. Sie besitzt nahezu keine Selbstentladung. Die NaS-Batterie benötigt hinsichtlich ihrer Temperierung ein aufwendiges Überwachungs- und Regelungssystem. Die Batterie muss bei einem Kaltstart zuerst auf Betriebstemperatur gebracht und im Betrieb gekühlt werden. Die Anzahl an thermischen Zyklen ist sehr gering. Sie liegt bei ca. 30 Zyklen, d.h. in Betriebspausen sollte diese trotzdem beheizt werden. Die dafür benötigten Aufwände können in eine effektive Selbstentladungsrate von bis zu  $20 \%$  pro Tag umgerechnet werden [75].

#### 4.1.2.5 Vanadium Redox-Flow Batterien (VR)

Eine Flussbatterie besteht im Kern aus zwei Tanks, in denen Elektrolyt-Flüssigkeiten gelagert werden, und einer Batteriezelle. In dieser, auch Konverter genannt, findet die chemische Energieumwandlung statt. Die Elektroden sind dabei nicht aktiv am Umwandlungsprozess beteiligt, sondern lediglich mit geeigneten Katalysatoren ausgestattet. Die Energie wird im Gegensatz zu den herkömmlichen Batterietechnologien in der Elektrolytlösung gespeichert. Die Elektrolyte fließen in zwei separaten Kreisläufen im Konverter aneinander vorbei und sie werden mittels Pumpen bewegt. Da die Elektrolytlösungen in externen Tanks gespeichert werden, ist die Kapazität der Batterie von deren Volumen abhängig und kann beliebig variiert werden. Über die Größe der Batteriezelle und der darin enthaltenen effektiven Fläche der Elektroden kann die Leistung skaliert werden. Die bisher am häufigsten eingesetzte Redox-Flow-Batterie ist die VR-Batterie. Hier bestehen beide Elektrolyte aus Vanadium, allerdings mit unterschiedlichen Wertigkeiten. Die VR-Batterie hat einen Wirkungsgrad von  $75 - 85 \%$  und kann über 12.000 Zyklen bei einer Lebensdauer von bis zu 20 Jahren standhalten. Sie weist Werte für die Energiedichte von  $10 - 35 \text{ Wh/kg}$  und für die Leistungsdichte von  $80$  bis zu  $160 \text{ W/kg}$  auf. Die Selbstentladung ist vernachlässigbar klein.

#### 4.1.2.6 Zink-Brom Redox-Flow Batterien (ZnBr)

Die 1970 durch die Firma Exxon entwickelte Technologie erreicht Energiedichten von bis zu  $90 \text{ Wh/kg}$  und Leistungsdichten von  $70 - 90 \text{ W/kg}$ . Die ZnBr-Batterie weist einen Wirkungsgrad von bis zu  $80 \%$  auf. Die Selbstentladungsrate ist wie bei der VR-Batterie ebenfalls sehr gering. Die Zyklenlebensdauer beträgt mehr als 2.000 Vollzyklen bei einer relativ geringen kalendarischen Lebensdauer von nur 8 - 10 Jahren.

#### 4.1.2.7 Doppelschichtkondensatoren (DSK)

DSK werden auch als Superkondensatoren bezeichnet und speichern die Energie in ihrem elektrischen Feld. Die Elektroden bestehen aus hochgradig porösen Materialien, wie Aktivkohle oder Graphit, um möglichst große Oberflächen bereitstellen zu können.

Beim Ladevorgang des Kondensators bilden sich an den beiden Grenzflächen zwischen Elektrode und Elektrolyt die sogenannten Doppelschichten aus, die für die Namensgebung verantwortlich sind. Die Doppelschichtkapazitäten haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Gesamtkapazität des DSK. Charakterisierend sind die hohe Leistungsdichte von  $800 - 20.000 \text{ W/kg}$  und die sehr geringe Energiedichte von  $1 - 30 \text{ Wh/kg}$ . Die Werte sind vor allem abhängig von den gewählten Materialien des Elektrolyten und der Elektroden. Der Superkondensator erreicht einen Wirkungsgrad von bis zu 98 %. Die Selbstentladungsrate kann bis zu 40 % am Tag betragen. Er besitzt eine Lebensdauer von bis zu 20 Jahren und eine sehr hohe Anzahl an Lade- und Entladezyklen von  $>500.000$  Zyklen.

#### 4.1.2.8 Supraleitende Magnetspeicher (SMES)

Das Prinzip von Supraleitern basiert auf der Tatsache, dass diese bis zu einer bestimmten Temperatur, der sog. Sprungtemperatur, nahezu keinen elektrischen Widerstand aufweisen, so dass der Strom unterhalb dieser Temperatur nahezu verlustlos geleitet werden kann. Ein SMES besteht aus einer supraleitenden Spule, in dessen magnetischen Feld die Energie gespeichert wird, einem supraleitenden Schalter und einem Kühlsystem. Supraleitende Materialien sind z.B. Niob-Titan oder Niob-Zinn, die ihre supraleitende Eigenschaft ab einer Temperatur größer als  $-253 \text{ °C}$  verlieren. Aufgrund der hohen Kühlleistung besitzen SMES eine hohe äquivalente Selbstentladungsrate von  $10 - 15 \%$  am Tag [75]. Wird der SMES als Kurzzeitspeicher eingesetzt, erreicht dieser einen Wirkungsgrad von bis zu 98 %. Die Energie- und Leistungsdichte liegen bei  $0,5 - 5 \text{ Wh/kg}$  und  $500 - 2.000 \text{ W/kg}$ . Bei einer Lebensdauer von bis zu 30 Jahren können mehr als 100.000 Vollzyklen realisiert werden.

#### 4.1.2.9 Schwungradspeicher (SRS)

Die Schwungradspeicher gehören zu der Gruppe der mechanischen Energiespeicher. Sie speichern die elektrische Energie, indem sie diese in rotatorische Energie umwandeln. Ein SRS besteht aus einem möglichst reibungsfrei gelagerten Schwungrad (Rotor) und einer elektrischen Maschine, die als Motor oder Generator genutzt werden kann. Mit dem Einsatz von Stahlrotoren können Energiedichten von bis zu  $30 \text{ Wh/kg}$  und Leistungsdichten zwischen  $400 - 10.000 \text{ W/kg}$  erzielt werden. Die Selbstentladungsrate beträgt bis zu 100 % am Tag. Wird der SRS für kurze Speicherdauern eingesetzt, liegt der Wirkungsgrad bei  $90 - 95 \%$ . Die Zyklenanzahl kann über 500.000 Vollzyklen betragen. SRS haben eine Lebensdauer von mehr als 20 Jahren.

#### 4.1.2.10 Druckluftspeicher (CAES)

Im Druckluftspeicherkraftwerk (compressed air energy storage, kurz CAES) wird die Energie in Form von komprimierter Luft in einem Tank, Rohrsystem oder unterirdischen Kavernen gespeichert. Beim Ablassen dieser werden Generatoren angetrieben, die elektrische Energie erzeugen. CAES erreichen Energiedichten bis zu  $60 \text{ Wh/kg}$  und

einen Wirkungsgrad von bis zu 85 %. Mit über 20.000 Vollzyklen können Lebensdauern von bis zu 40 Jahren realisiert werden. Es kann eine Abdichtung erreicht werden, so dass nahezu keine Selbstentladung auftritt. Derzeitig gibt es weltweit nur wenige Systeme, doch ist ein weiterer Ausbau geplant. In den existierenden Systemen werden Leistungen von bis zu 300 MW umgesetzt [75].

#### 4.1.2.11 Pumpspeicherkraftwerke (PHS)

Bei einem Pumpspeicher (pumped hydro storage, kurz PHS) wird Wasser in ein hoch gelegenes Reservoir gepumpt. Wird dieses wieder abgelassen, werden Turbinen und Generatoren angetrieben, die dadurch elektrische Energie erzeugen. Typischerweise handelt es sich bei Speichern dieser Art um Großspeicher, die die verbreitetste Form zur Speicherung sehr großer Energiemengen darstellen. Die Energiedichte ist im Vergleich zu anderen Speichertechnologien mit bis zu  $1,5 \text{ Wh/kg}$  gering. PHS erreichen einen Wirkungsgrad von bis zu 85 % und mit über 20.000 Vollzyklen eine Lebensdauer von bis zu 60 Jahren. In modernen PHS kann die Leistungsentnahme innerhalb von 10s ihren Nennwert erreichen. Sofern die Bassins dicht sind, kann von einer nicht vorhandenen Selbstentladung ausgegangen werden. Solche mechanische Speicher sind an geeignete geografische Gegebenheiten gebunden und können nicht überall zum Einsatz kommen. Die Kapazität eines PHS nimmt mit dem Höhenunterschied zwischen unterem und oberem Reservoir und der Größe derer zu, weshalb sich PHS besonders gut in gebirgigen Regionen errichten lassen. Es gibt weitere Konzepte, Energie mechanisch zu speichern. Es wird beispielsweise daran geforscht, riesige Betonkugeln auf dem Meeresgrund in 600 bis 800m Tiefe zu versenken. Über einen Generator kann elektrische Leistung erzeugt werden, wenn Wasser in den Hohlraum hinein fließt, im Ladevorgang wird dieses Wasser wieder heraus gepumpt.

#### 4.1.3 Speichermodellierung

Dem ESS-Management steht während des Betriebs eines Speichers eine begrenzte Anzahl von Messdaten zur Verfügung, aus denen allerdings ein möglichst genaues Bild bezüglich des Speicherstatus abgeleitet werden soll. Die verfügbaren Messwerte beschränken sich insbesondere auf Klemmenspannungen, Lade- und Entladeströme und die Temperatur des Gesamtspeichers oder einzelner Speichermodule. Es ist vor allem kurzfristig Kenntnis über den aktuellen Ladezustand und langfristig über die Lebensdauererwartung erforderlich, um die funktionale Anwendungserfüllung sowie einen sicheren und langfristig schonenden Betrieb gewährleisten zu können. Eine genaue Modellierung eines Speichers zur Beobachtung dieser Werte ist aus diesen Gründen notwendig.

Es gibt eine Vielzahl von unterschiedlichen Modellierungsmöglichkeiten für Speicher, die sich in der Art und ihrem Ziel zum Teil stark voneinander unterscheiden [91]. Neben physikalischen und chemischen Modellen, die sich vor allem auf Materialeigenschaften beziehen oder chemische Prozesse nachbilden, und generellen Black-Box Ansätzen, wie

stochastischen, lernbasierten (z.B. neuronale Netze) oder erfahrungsbasierter Modelle (z.B. FUZZY Modelle), werden im ingenieurwissenschaftlichen Bereich vor allem Ersatzschaltbild-Modelle verwendet. Diese stellen meist das elektrische Verhalten dar und können statische und dynamische Effekte berücksichtigen.

In [92] werden Ersatzschaltbildmodelle für LI-Batteriespeicher miteinander verglichen. Eines der einfachsten Modelle besteht aus einer steuerbaren Spannungsquelle und einem Widerstand. Hierüber können die vom Ladezustand abhängige Gleichgewichtsspannung und unmittelbare Effekte, wie der vom Lastfluss abhängige Spannungsabfall über dem ES-Innenwiderstand, nachgebildet werden. Transiente Vorgänge, wie Diffusionseffekte und sonstige verzögerte Ausgleichsvorgänge, können durch das Hinzufügen von RC-Netzwerken mit unterschiedlichen Zeitkonstanten dargestellt werden. Mit diesen „Thevenin-Modellen“ und entsprechenden Erweiterungen ist eine genauere Darstellung der Vorgänge in einem Speicher möglich, wie zum Beispiel in [92] und [93] gezeigt wird. So steigen die Abweichungen zwischen gemessenem und simuliertem Verhalten insbesondere über die Zeit in einfachen Modellen an. Ein generelles allgemeingültiges Modell kann die benötigte Genauigkeit nicht erbringen. In [91] wird ein Verfahren zur Parameteridentifikation und Optimierung der Modellierung vorgestellt.

In dem in Kapitel 6.5.3 beschriebenen Versuchsaufbau eines Energiespeicheremulators wird eine entsprechende Speichermodellierung realisiert und dessen Betrieb durch Messungen validiert.

#### 4.1.4 Vergleich und Kategorisierung der ES

Die Speicherkenndaten sind in Tabelle 10.4 und Tabelle 10.5, die im Anhang im Kapitel 10.3 zu finden sind, dargestellt. Diese Daten werden den in den vorangegangenen Kapiteln definierten Eigenschaften-Kategorien zugeordnet und sind in Tabelle 4.6 aufgeführt. In Kapitel 5 werden auch die für den Betrieb von ESS geeigneten Anwendungen nach diesen Kriterien analysiert und bewertet, mit dem Ziel, eine Eignung der einzelnen Speichertechnologien und den untersuchten Anwendungen zu identifizieren. Aus den vorangegangenen Kapiteln und dem Vergleich wird ersichtlich, dass alle Speicher im Bereich von mindestens ca. 10 Jahren betreibbar sind, bevor sie ihr kalendarisches Maximalalter erreichen. Dieses beträgt bei vielen Technologien allerdings auch 20 Jahre, der typischerweise angestrebten Betriebsdauer einer WEA. Zur Erreichung einer hohen Lebensdauererwartung werden speicherspezifische Betriebsanforderungen genannt, die im ESS-Management berücksichtigt werden sollten. Insbesondere für Batteriespeicher gelten hierbei die höchsten Anforderungen. Die größten Unterschiede bezüglich der Lebensdauer können in der Anzahl erreichbarer Vollzyklen identifiziert werden. Die Spanne reicht von ca. 1.800 (BS) bis zum ca. 280-Fachen davon (DSK, SRS). Aus diesem Grund ist es erforderlich, die Zykleneigenschaften bei der Analyse von den ESS-Anwendungen zu berücksichtigen. Zum Teil sind sehr hohe Wirkungsgrade von bis zu 95-98 % erreichbar, insbesondere bei LI, DSK, SRS und SMES. Anwendungen, die ein häufiges Ein- und Ausspeichern erfordern, sollten ES dieser Wirkungsgradkategorien verwenden, um die Verluste zu minimieren.

Tab. 4.6: Kategorische Bewertung der betrachteten Speichertechnologien nach den in Kapitel 4.1.1 definierten Speichereigenschaften

Technologie	Dynamik-Kat.	Selbstentladung-Kat.	Wirkungsgrad-Kat.	Zyklen-Kat.	Kapazitäts-Kat.
BS	d1	s2	w2	z1	k1-k2
LI	d1	s2	w1	z2	k1-k2
NiCd	d1	s2	w3	z2	k1-k2
NaS	d1	s3	w2	z2	k1-k2
VR	d2	s1	w2	z2+	k1-k2
ZnBr	d2	s1	w3	z1	k1-k2
DSK	d1	s3	w1	z3	k1-k2
SMES	d1	s3	w1	z2+	k1
SRS	d1	s3	w1	z3	k1
CAES	d3	s1	w2	z2+	k2-k3
PHS	d3	s1	w2	z2+	k2-k3

Die Speichertechnologien mit einer hohen Leistungsdichte weisen oft eine geringe Energiedichte auf. Eine anschauliche Gegenüberstellung dieser beiden Werte in logarithmischer Form erfolgt in einem Ragone-Diagramm, wie in Abbildung 4.4 dargestellt. Dieses basiert auf den Angaben zu Leistungs- und Energiedichtewerten in Tabelle 10.4. Es sind zwei grundsätzliche Gruppen erkennbar, zum einen Batterien, die sich vor allem durch eine hohe Energiedichte auszeichnen, zum anderen mechanische und feldbasierte Speicher, die eine hohe Leistungsdichte aufweisen. Aus dem Quotient der Energiedichte zur Leistungsdichte, dargestellt durch die Querlinien, ist zu erkennen, für welchen Zeitbereich sich die einzelnen Speicher eignen. Batteriespeicher sind grundsätzlich gut im Minuten- bis Stundenbereich, die übrigen dargestellten im Sekunden- bis Minutenbereich zu verwenden. Ein Überblick über die Speicherkosten ist im Anhang in Tabelle 10.5 dargestellt.

## 4.2 Umrichtertopologien zur Anbindung eines ESS

Zur Anbindung eines Energiespeichers an einen Zwischenkreis, zur Regelung seiner Lastflüsse und dem Ausgleich der vom Ladezustand abhängigen Speicherspannung werden Umrichtersysteme benötigt. Da die große Vielzahl der in dieser Arbeit betrachteten ES-Technologien mit einer Gleichspannung betrieben wird, werden in diesem Kapitel zunächst die zur Anbindung von DC-Speichern wesentlichen Eigenschaften von DC/DC-Wandlern dargestellt (s. Kapitel 4.2.1). Diese lassen sich in Zweilevel-Umrichter (s. Kapitel 4.2.2), Multilevel-Umrichter (s. Kapitel 4.2.3) und unterschiedlich verschaltete Umrichtersysteme (s. Kapitel 4.2.4) einteilen. Das Funktionsprinzip eines DC/DC-Wandlers wird in diesem Rahmen am Beispiel des Zweilevel-TSS beschrieben und es wird seine mathematische Modellierung hergeleitet (s. Kapitel 4.2.2.1). In Kapitel 6.5 wird darauf basierend die Regelung ausgelegt und an einem Laboraufbau

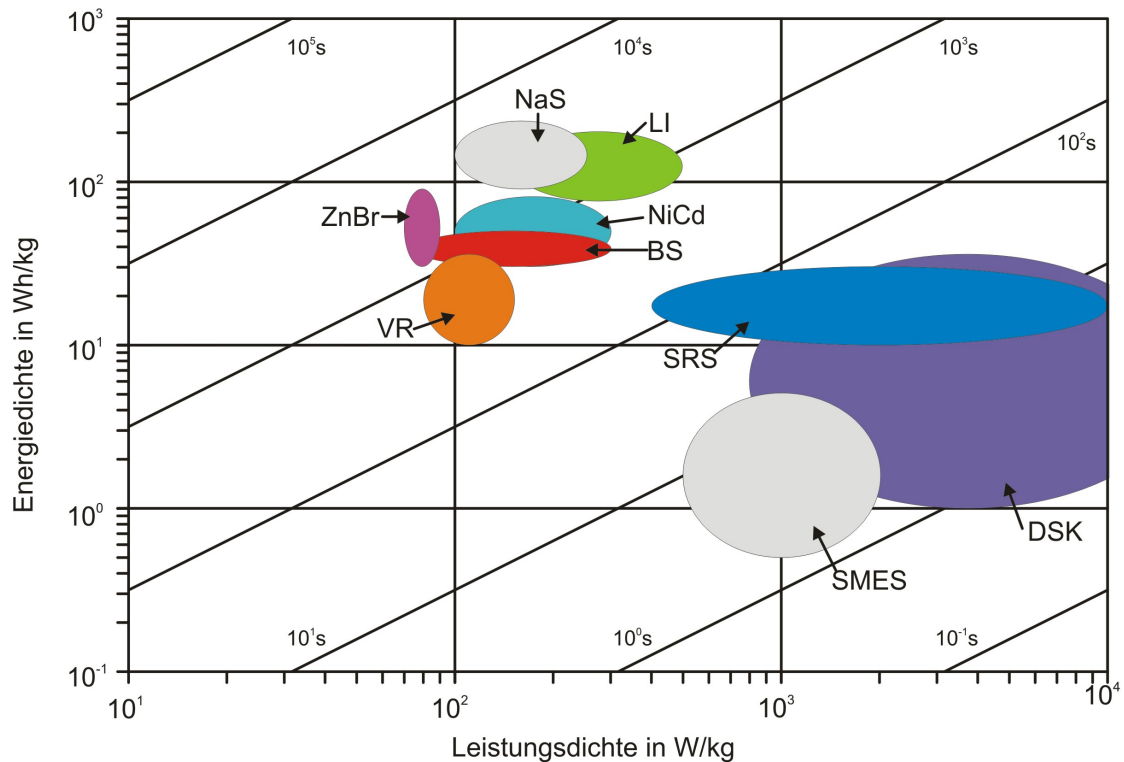


Abb. 4.4: Ragone-Diagramm der betrachteten Speichertechnologien, basierend auf den Wertebereichen nach Tabelle 10.4 (s. Anhang 10.3, Seite 174)

angewendet. Für die untersuchten Topologien wird jeweils ein Überblick über aktuelle wissenschaftliche Veröffentlichungen gegeben.

## 4.2.1 Gleichstromsteller

### 4.2.1.1 Bauformen

Die hier betrachteten Gleichstromsteller, auch DC/DC-Wandler genannt, gehören aufgrund der ein- und abschaltbaren Ventile zu der Gruppe der selbstgeführten Stromrichter. Ein TSS kann eine niedrigere, ein Hochsetzsteller (HSS) eine höhere und ein Hochtiefsetzsteller (HTSS) eine sowohl niedrigere also auch höhere Spannung auf seiner Ausgangsseite im Vergleich zu seiner Eingangsseite generieren. Ein DC/DC-Wandler besteht maßgeblich aus schaltenden und speichernden Elementen. Durch eine unterschiedliche Kombination dieser lässt sich eine Vielzahl von verschiedenen Wandlertopologien erzeugen. In [94] werden z.B. durch Variation von „kanonischen Schaltzellen“ verschiedene Grundverschaltungen und Konfigurationen von DC/DC-Wandlern erzeugt und untersucht. Da in den hier betrachteten Anwendungsfällen die ES sowohl geladen als auch entladen werden, ist ein bidirektionaler Leistungsfluss notwendig. Zudem fallen die Modulspannungen der betrachteten DC-Speicher im Vergleich zur Zwischenkreisspannung einer modernen WEA typischerweise deutlich geringer aus. Es werden daher nur bidirektional betreibbare TSS-Topologien im Detail betrachtet. Deren wichtigsten grundlegenden Eigenschaften werden im Folgenden dargestellt.

– **Umrichterlevel**

Durch die Verwendung mehrerer Speicherelemente, Leistungshalbleiter (LHL) und geeigneter Modulationsverfahren lassen sich mehrere Spannungsstufen über der Filterinduktivität in einem Umrichter generieren. Solche Umrichter werden Multi-Level-Umrichter genannt. Die Anzahl der erreichbaren verschiedenen Spannungsstufen über der Filterinduktivität definiert dabei den Multilevelgrad  $m$ . Meist kann in solchen Topologien die effektive Ausgangstromfrequenz als ein  $n$ -Faches der Frequenz, mit der die einzelnen Leistungshalbleiter getaktet werden, erzeugt werden. Hierbei gilt die Beziehung  $n = m - 1$ . Eine detailliertere Betrachtung von Vor- und Nachteilen sowie der Vergleich verschiedener TSS-Topologien wird in Kapitel 4.2.3 gegeben.

– **Verschaltungen**

Um die Vorteile verschiedener Topologien zu kombinieren oder die Betriebsbereiche entsprechend zu erweitern, können geeignete DC/DC-Wandler-Topologien oder Umrichtermodule miteinander verschaltet betrieben werden [73]. In [95] wird untersucht, wie sich durch verschiedene Ansätze der Kaskadierung der Betrieb von Photovoltaikanlagen verbessern lässt. Die Aussagen in dieser Arbeit können auch größtenteils auf den Betrieb von ES bezogen werden. Die betrachteten Arten der Verschaltung sind die Serienschaltung und die Parallelschaltung.

Die Serienverschaltung kann zum einen vertikal erfolgen, wobei typischerweise die Ein- oder Ausgangsseiten von  $n$  DC/DC-Wandlern hart in Reihe geschaltet werden. Diese Form wird auch häufig als vertikale Kaskadierung bezeichnet. Bei TSS wird so die Zwischenkreisspannung auf die einzelnen Umrichtermodule aufgeteilt, so dass diese jeweils kleinere ES-Module effektiv mit dem Zielsystem verbinden können. Zum anderen kann eine Verschaltung horizontal realisiert werden, wobei mehrere geeignete DC/DC-Wandler hart in Reihe geschaltet werden. So kann z.B. die Überwindung eines großen Spannungsunterschieds in mehreren Stufen realisiert werden, wobei ein für diesen Betrieb geeigneter DC/DC-Wandler mit hohem und festem Übertragungsverhältnis mit einem nachgelagertem DC/DC-Wandler zur Leistungsflusssteuerung und flexiblen Anbindung an den Zwischenkreis verwendet werden. Hierdurch wird keine Erhöhung der effektiven Schaltfrequenz erreicht.

Bei einer  $n$ -fachen Parallelschaltung werden einzelne DC/DC-Wandler ein- und ausgangsseitig oder jeweils nur auf einer Seite parallel miteinander verbunden. Ein Hauptvorteil liegt hierbei in der Aufteilung des Leistungsflusses, so dass eine geringere Strombelastung der entsprechenden Ventile und passiven Komponenten erfolgt. Zudem kann im Falle eines interleaved betriebenen Wandlers durch eine gemeinsame Modulation und ein versetztes Takten die effektiv  $n$ -fache Ausgangsfrequenz des Stroms erreicht werden, was entweder die Stromschwankungsbreite reduziert oder zu einer geringeren Auslegung der Induktivitäten führen kann. Durch Zu- und Wegschalten einzelner Parallelstränge kann der gesamte Umrichter redundant betrieben werden. Zudem kann sich so der Wirkungsgrad erhöhen, indem die verbleibenden Stränge im jeweils effektiveren Leistungsbereich betrieben werden.



Grundsätzlich erhält man durch viele Formen der Kaskadierung eine Modularität, durch die eine Separierbarkeit, individuelle Ansteuerung und bessere Messbarkeit einzelner Größen erzielen lässt. Es kann die Verwendung verschiedenartiger DC-Quellen realisiert und je nach Betriebsfall können die einzelnen Module in Abhängigkeit ihrer Auslastung oder ihres Ladezustandes optimal angesteuert werden. Die einzelnen Speicher können auf diese Weise auch individuell besser vor Tiefenentladung oder im Fehlerfall geschützt werden. Verschaltete TSS-Topologien werden in Kapitel 4.2.4 analysiert.

#### – Galvanische Trennung

Es können Transformatoren verbaut werden, die hochfrequent gepulste Spannungen effizient auf andere Spannungspotentiale transformieren und dabei je nach Bauart eine galvanische Trennung von Primär- und Sekundärseite erreichen können. In [96], [97] und [98] werden verschiedene isolierte DC/DC-Wandler-Topologien dargestellt. Nach [96] und [99] kann durch die Verwendung eines galvanisch getrennten Transformators eine Wirkungsgradsteigerung durch eine bessere Ausnutzung von Strom- und Spannungsbelastbarkeiten der verwendeten Leistungshalbleiter durch Anpassung der Spannungsniveaus erreicht werden. Dies ist insbesondere in DC/DC-Wandlern mit einem großen Spannungsunterschied von Primär- zu Sekundärseite der Fall. Darüber hinaus kann ein höherer Schutz der Komponenten durch die Entkopplung des Speichers vom Netz erreicht werden [99], es findet eine Entkopplung möglicher Gleichtaktspannungen bei Unsymmetrien statt und der Personenschutz beim Arbeiten am Speicher wird durch eine galvanische Trennung erhöht. Als Nachteile sind ein erhöhter Ansteueraufwand und zusätzlich benötigte Komponenten zu nennen. Insbesondere muss ein geeigneter Transformator mit hochfrequenzgeeigneten Materialien gewählt werden. Nach [100] ist ein nicht-isolierter DC/DC-Wandler zudem meist effizienter und hat eine größere Leistungsdichte, wenn ein nicht zu hohes step-up-ratio benötigt wird. In dieser Arbeit werden daher ausschließlich nicht-isolierte DC/DC-Wandler-Topologien betrachtet.

In Abbildung 4.5 werden konventionelle Topologien nicht-isolierter DC/DC-Wandler, die sich grundsätzlich zur Anbindung von DC-Speichern an ein WEA-System eignen, dargestellt. Neben Basistopologien (TSS, HSS, HTSS) sind weitere Topologien (z.B. Cuk-Topologie, Umrichter mit Clamping-Dioden oder einem Flying Capacitor) in der Literatur zu finden. In den weiteren Kapiteln werden die wichtigsten Arten von TSS-Topologien beschrieben und miteinander verglichen.

#### 4.2.1.2 Passive Bauteile: Eigenschaften und Baugröße

Als passive Bauteile werden in Umrichtern Induktivitäten und Kondensatoren verwendet. Diese Energiespeicher dienen zur Glättung von Strömen und Spannungen. Durch die Verwendung von Induktivitäten kann ein kontinuierlicher, meist dreieckförmiger Stromverlauf erzeugt werden. Die Auslegung der Induktivität hat vor allem Einfluss auf die Stromschwankungsbreite, den Umrichter-Wirkungsgrad und die Stromdynamik des Wandlers. Das Volumen einer Induktivität kann nach [101] und [102] durch

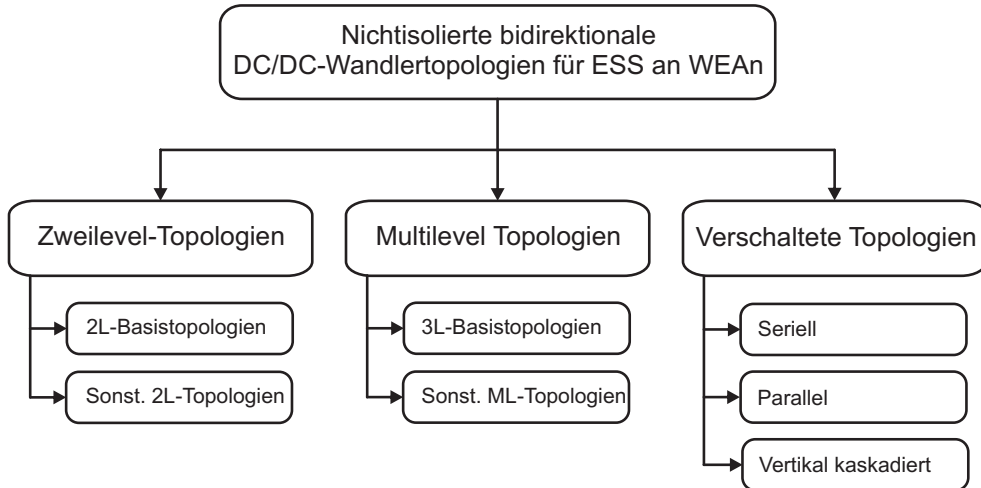


Abb. 4.5: Gliederung verschiedener nichtisolierter bidirektionaler DC/DC-Wandler zur Verwendung in einem ESS

die maximal aufzunehmende Energie  $E_{L,\max}$  approximiert werden. Diese kann entsprechend Gleichung (4.6) berechnet werden.

$$E_{L,\max} = \frac{1}{2} \cdot L \cdot \hat{I}_L^2 \quad (4.6)$$

Hierbei stellt  $\hat{I}_L$  den maximalen Strom dar, der sich in einem DC/DC-Wandler hier aus der Summe des maximalen mittleren Stroms  $\bar{I}_{L,\max}$  und der halben maximalen Schwankungsbreite des Drosselstroms  $\Delta I_{L,\max}$  berechnen lässt.

Die verschiedenen DC/DC-Wandler sollen im Hinblick auf ihr zu erwartendes Induktivitätsvolumen verglichen werden. Die mathematischen Zusammenhänge der durch die Induktivitäten fließenden Ströme werden in den folgenden Kapiteln jeweils angegeben. Enthält ein Umrichter mehrere Induktivitäten, so entspricht die Summe der Einzelvolumina dem Induktivitätsvolumen des gesamten Umrichters. Um eine Vergleichbarkeit bezogen auf die Umrichterauslegung im ESS zu erreichen, werden die Induktivitäten jeweils so ausgelegt, dass die maximale Schwankungsbreite des Umrichter-Ausgangsstroms  $\Delta I_{ES,\max}$  in allen Umrichtern den gleichen Wert annimmt, siehe Gleichung (4.7).

$$\Delta I_{ES,\max} = q_I \cdot \bar{I}_{ES,\max} \quad (4.7)$$

Hierbei wird die Schwankungsbreite mit dem Faktor  $q_I$  auf den maximalen mittleren Ausgangsstrom bezogen und es gilt  $0 < q_I \leq 1$ .

An den Klemmen der Primär- und Sekundärseiten der hier betrachteten DC/DC-Wandler findet sich stets je eine Kapazität, die so dimensioniert werden muss, dass sich eine gewünschte Spannungswelligkeit ergibt und insbesondere der Strom, der in den parallel geschalteten Energiespeicher fließt, in allen untersuchten Umrichtern die gleiche Stromwelligkeit aufweist. Die entsprechend aufzunehmende Energie  $E_{C,\max}$  wird

nach Gleichung (4.8) berechnet.

$$E_{C,\max} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot \hat{U}_C^2 \quad (4.8)$$

Da die Dimensionierung von Kapazitäten maßgeblich von der Strombelastung abhängt [103] und als Basis des Umrichtervergleichs dieselbe Ausgangsstromwelligkeit als Bedingung definiert ist, erfolgt ein Vergleich und eine weitere Betrachtung der Ausgangskapazitäten nicht. Zwar kann mit einer steigenden Kapazität die Restwelligkeit von Strom und Spannung reduziert werden, doch reduziert sich dann ebenfalls die Dynamik der Spannungsregelung und die Kosten der Kapazität steigen an [103].

#### 4.2.1.3 Bauleistung der Ventile

Die Baugröße pro Ventil wird im Rahmen dieser Arbeit auf Basis der Bemessungsgrößen nach Gleichung (4.9) definiert.

$$P_{\text{LHL}} = U_{\text{LHL,B}} \cdot I_{\text{LHL,B}} \quad (4.9)$$

Diese werden als die für den Betrieb im Nennpunkt der WEA zu sperrenden Spannungen  $U_{\text{LHL,B}}$  und zu führenden Strömen  $I_{\text{LHL,B}}$  im folgenden Vergleich stets angegeben. Meist stellen sie hier je nach Umrichterart und Umrichterlevelzahl einen  $n$ -ten Teil der Zwischenkreisspannung oder des maximalen mittleren Speicherstroms dar.

#### 4.2.1.4 Umrichterwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines DC/DC-Wandlers wird vor allem durch die Topologie, die verwendeten Bauteile und die Ansteuerung der Ventile beeinflusst. Die in den IGBTs auftretenden Verlustleistungen können in Schalt- und Durchlassverluste unterteilt werden. Erstere treten während der Ein- und Ausschaltvorgänge auf, da das Auf- und Abbauen der Sperrspannungen und des Stromflusses nicht ideal sprunghaft erfolgen kann. Das Produkt dieser Größen gibt die jeweilige Verlustleistung an. Durchlassverluste entstehen durch die verbleibende Durchlassspannung und den differentiellen Widerstand bei entsprechendem Kollektorstromfluss. In den passiven Bauelementen können die Verluste mit Hilfe des jeweiligen seriellen ohmschen Widerstands berechnet werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Verluste der Umrichter im Mittel betrachtet. In den Berechnungen und Simulationen wird ein mittlerer Wirkungsgrad von ca. 98% für einen Umrichter angenommen.

Im Bereich der Forschung werden Ansätze zur Erhöhung des Umrichterwirkungsgrads stetig diskutiert. So wird in [79] die Variation der Taktfrequenz des Umrichters in Abhängigkeit der Speicherspannung mit dem Ziel, über alle Betriebsbereiche eine konstante Stromschwankungsbreite zu erzielen, untersucht. Es konnte festgestellt werden, dass hierdurch an der betrachteten Topologie eine Wirkungsgradsteigerung zwischen 1% und 2,5% erreicht werden kann. In [104] wird gezeigt, wie der Wirkungsgrad eines zwölfphasigen interleaved betriebenen Umrichtersystems durch geeignetes Aktivieren

und Deaktivieren von einzelnen Parallelsträngen gesteigert werden kann. Die im Betrieb verbleibenden Zweige können dadurch in effizienteren Arbeitspunkten betrieben werden.

## 4.2.2 Zweilevel-Tiefsetzsteller

Der Zweilevel-Tiefsetzsteller (2LTSS) gehört zu den Basistopologien von DC/DC-Wandlern und ist in Abbildung 4.6 (rechts) dargestellt. Im Folgenden wird daran die grundsätzliche Funktionsweise eines Gleichstromstellers beschrieben und die Auslegung der Induktivitäten analysiert.

### 4.2.2.1 Funktionsweise

Durch schnelles Takten eines Schalters  $S$  mit variabler Einschaltdauer  $t_e$  in einer Taktperiode  $T_S$ , durch dessen Verhältnis der Tastgrad  $d$  in Gleichung (4.10) definiert wird, wird im Mittel das  $d$ -Fache der konstanten Eingangsspannung  $U_{DC}$  über der angeschlossenen Last  $R$  erzeugt (s. Abbildung 4.6 links).

$$d = \frac{t_e}{T_S} \quad (4.10)$$

Sowohl Stromfluss  $I_{ES}$  als auch Ausgangsspannung  $U_{ES}$  ändern sich in einem solchen Fall sprunghaft. Werden Energiespeicher zur Glättung dieser Größen verwendet, so glätten Kondensatoren an den Anschlussklemmen die Spannungen, eine Induktivität im Zweig sorgt dafür, dass sich der Strom nicht sprunghaft ändern kann (s. Abbildung 4.6 rechts). Damit der Strom auch in der Zeit zwischen  $t_e$  und  $T_S$  fließen kann, wird

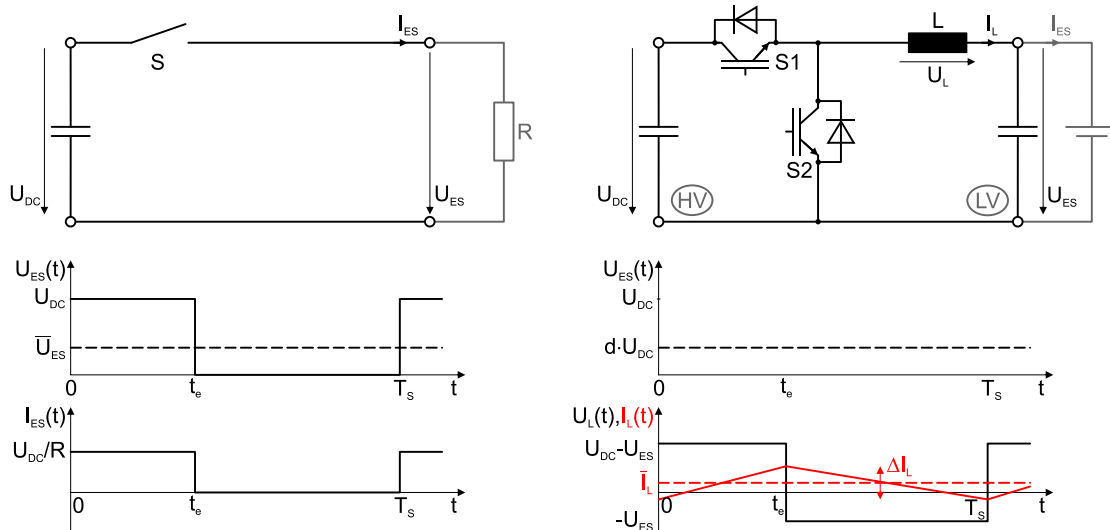


Abb. 4.6: Schaltbild sowie Zeitverläufe von Ausgangsspannung  $U_{ES}$  und -strom  $I_{ES}$  eines bidirektionalen TSS ohne (links) und mit (rechts) glättenden Speicherelementen

ein Freilaufzweig benötigt. Die Auslegung der Speicherelemente und die Periodendauer bestimmen dabei offensichtlich den Grad der Glättung. Die Ventile S1 und S2 werden gegensätzlich angesteuert, so dass sich stets ein kontinuierlicher (nicht lückender) Betrieb einstellt. Es ergeben sich entsprechende Strom- und Spannungsverläufe, so wie sie im rechten Teil der Abbildung 4.6 gezeigt sind, wobei der Einfluss der parasitären Widerstände in dieser idealen Darstellung nicht berücksichtigt und der Energiespeicher als ideale Spannungsquelle angenommen wird. Bei einer entsprechenden Taktung mit der Periodendauer  $T_S$  nimmt die Spannung über dem Ventil S2 im Mittel den Wert  $\bar{U}_{S2}$  nach Gleichung (4.11) an.

$$\bar{U}_{S2} = \frac{1}{T_S} \int_t^{t+T_S} u_{S2}(t) dt = d \cdot U_{DC} \quad (4.11)$$

Über der Induktivität ergibt sich in Abhängigkeit der gewählten Modulationsstrategie ein Spannungsverlauf, für den im stationären Betriebszustand Gleichung (4.12) gilt.

$$\int_t^{t+T_S} u_L(t) dt = 0 \quad (4.12)$$

Über diese Bedingung kann die Modulationsfunktion entsprechend Gleichung (4.13) berechnet werden.

$$M_{TSS}(d) = \frac{U_{ES}}{U_{DC}} = d \quad (4.13)$$

Zwischen Drosselstrom und Drosselspannung besteht der Zusammenhang in Gleichung (4.14)

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{U_L}{L} \quad (4.14)$$

Nach Anwendung dieser Gleichung auf die entsprechenden Verläufe kann für den TSS die Stromschwankungsbreite  $\Delta I_L$  mit Gleichung (4.15) berechnet werden.

$$\Delta I_L = \frac{U_{DC}(d - d^2)}{L \cdot f_S} \quad (4.15)$$

Je größer die Induktivität oder die Taktfrequenz gewählt werden kann, desto stärker verringert sich  $\Delta I_L$ . Durch Bestimmung des Maximums dieser Funktion kann das Tastverhältnis  $d_{\max}$  gefunden werden, für das  $\Delta I_L$  maximal wird. Durch Umformung dieses Zusammenhangs kann der Wert einer entsprechenden Induktivität  $L_{\Delta I_{\max}, 2LTSS}$  nach Definition einer maximalen Schwankungsbreite  $\Delta I_{L, \max}$  berechnet werden. Für den 2LTSS gilt entsprechend Gleichung (4.16).

$$L_{\Delta I_{L, \max}, 2LTSS} = \frac{U_{DC}}{\Delta I_{L, \max} \cdot f_S} \cdot \frac{1}{4} \quad (4.16)$$

Die für die Auslegung der Regelung benötigte mathematische Modellierung eines TSS erfolgt ebenso auf Basis des Betriebsverhaltens des TSS, das im rechten Teil der Abbildung 4.6 gezeigt wird. Über die Betrachtung der rechten Masche lässt sich die Spannungsgleichung in Gleichung (4.17) aufstellen, wobei die Spannung  $u_{S2}(t)$  durch die Spannung  $d(t) \cdot U_{DC}$  entsprechend Gleichung (4.11) dargestellt wird.

$$d(t) \cdot U_{DC} = L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} + i_L(t) \cdot R_L + u_{ES}(t) \quad (4.17)$$

Mit Gleichung (4.17) kann gezeigt werden, dass die Strecke des TSS ein Verzögerungsglied erster Ordnung darstellt und der in Kapitel 3.1.1 hergeleiteten Streckenmodellierung entspricht. Da es sich bei den Ein- und Ausgangsspannungen um Gleichgrößen handelt, gibt es keine Verkopplungseffekte. Mit  $\omega_K = 0s^{-1}$ ,  $V_L = \frac{U_{DC}}{R_L}$  und  $\tau_L = \frac{L}{R_L}$  kann daher das Streckenmodell in Gleichung (4.18) angegeben werden, worauf basierend in Kapitel 6.5.2.2 eine Regelung für den dreiphasig interleaved betriebenen DC/DC-Wandler (3PiTSS) und in Kapitel 10.5.2.1 für den Dreilevel-DC/DC-Wandler (3LTSS) ausgelegt wird.

$$G_{TSS}(z) = \frac{I_L(z)}{D^*(z)} = V_L \cdot \frac{1 - e^{-T_s/\tau_L}}{z(z - e^{-T_s/\tau_L})} \quad (4.18)$$

#### 4.2.2.2 Auslegung der Induktivitäten und Bauleistung

Im Umrichter ergibt sich ein maximaler Strom  $\hat{I}_L$  laut Gleichung (4.20), wobei die Stromschwankungsbreite als  $q_I$ -facher Wert des maximalen mittleren Stroms dargestellt wird.

$$\hat{I}_L = \bar{I}_{L,\max} + \frac{\Delta I_L}{2} \quad (4.19)$$

$$= \bar{I}_{ES,\max} + \frac{q_I \cdot \bar{I}_{ES,\max}}{2} \quad (4.20)$$

Die maximale Energie, die die Induktivität bei Auslegung nach Gleichung (4.16) aufnimmt, ist für den maximal zu erwartenden Drosselstrom nach Gleichungen (4.20) und (4.6) in Gleichung (4.21) angegeben.

$$E_{L,\max,2LTSS} = \frac{U_{DC} \cdot \bar{I}_{ES,\max}}{2f_S} \cdot \frac{(1 + q_I/2)^2}{4q_I} \quad (4.21)$$

Die Hochspannungsseite (HV) des 2LTSS ist mit dem DC-Link eines Netzpulsstromrichters verbunden. Beide Ventile sind auf diese Spannung auszulegen. Sie müssen den gesamten Laststrom führen und dementsprechend auf den maximalen mittleren Strom  $\bar{I}_{ES,\max}$  bemessen sein. Die Bauleistung der Ventile kann nach Gleichung (4.22) angegeben werden.

$$P_{LHL,2LTSS} = 2 \cdot U_{DC} \bar{I}_{ES,\max} \quad (4.22)$$

Im Vergleich zu den anderen Topologien, die im Folgenden dargestellt werden, zeichnen sich die Basistopologien vor allem durch ihre Einfachheit und ihren geringen Regel- und Ansteueraufwand aus. Vor allem aber in Betriebspunkten großer Spannungsunterschiede zwischen Primär- und Sekundärseite weisen die Basistopologien einen nur geringen Wirkungsgrad auf [98].

### 4.2.3 TSS-Multileveltopologien

In ML-DC/DC-Wandlern können mehrere Spannungslevel über der Induktivität erzeugt werden. Die Anzahl dieser Spannungslevel  $m$  definiert dabei den ML-Grad. Für einen typischen  $m$ -Level Umrichter werden  $n = m - 1$  Ventilpaare benötigt, die jeweils durch eine Modulationsfunktion betrieben werden. Diese Modulationsfunktionen sind um  $\frac{T_s}{n}$  zueinander versetzt angeordnet. Die meisten betrachteten ML-Topologien haben auf ihrer HV-Seite einen  $n$ -fach geteilten Zwischenkreis, wobei dessen einzelne Teile durch eine unsymmetrische Modulation gezielt unterschiedlich belastet werden können. Hierdurch kann eine Symmetrierung des Zwischenkreises des Netzpulsstromrichters unterstützt werden.

Bei entsprechender Modulation beträgt die effektive Schaltfrequenz über der Drossel ein Vielfaches der eigentlichen LHL-Schaltfrequenz. Dadurch können zum einen kleinere Induktivitäten verwendet werden, zum anderen kann so die Stromschwankungsbreite  $\Delta I_L$  reduziert werden. Je größer der ML-Grad ist, desto stärker wird die Spannungsbelastung auf die einzelnen LHL aufgeteilt. So können kleinere und effektivere LHL zum Einsatz kommen. Hierdurch wird allerdings der Nachteil eines erhöhten Regel- und Messaufwands in Kauf genommen. Eine im ESS zu verwendende Umrichtertopologie ist hierbei stark vom Einsatzzweck und von der verwendeten Speichertechnologie abhängig. In [105], [106] und [107] wird jeweils ein Überblick über ML-Topologien von DC/DC-Wandlern gegeben.

#### 4.2.3.1 m-Level TSS (mLTSS)

Ein ML-TSS mit  $m$  Level kann auf verschiedene Arten dargestellt werden. Die Neutral Point Clamped Topologie ist in Abbildung 4.7 (links) als 3-Level-Version, in Abbildung 4.7 (rechts) mit 5 Level dargestellt. Das Spannungsverhältnis zwischen Ein- und Ausgangsseite ist hier jeweils identisch und entspricht bei beliebigem Level dem eines 2LTSS (siehe Gleichung (4.13)). Für den Betrieb mit einem ES, der auf der LV-Seite angeschlossen wird, muss also ebenso  $U_{DC} > U_{ES,max}$  gelten. Die Induktivität kann entsprechend Gleichung (4.23) mit  $n = m - 1$  ausgelegt werden.

$$L_{\Delta I_{L,max},mLTSS} = \frac{U_{DC}}{\Delta I_{L,max} \cdot f_S} \cdot \frac{1}{4 \cdot n^2} \quad (4.23)$$

Die benötigte Induktivität kann im Vergleich zum 2LTSS um  $1/n^2$  reduziert werden, da die Spannung über ihr effektiv mit  $n$ -facher Taktfrequenz geschaltet wird und in jedem Schaltvorgang nur  $U_{DC}/n$  auf die Induktivität wirkt. Die maximale Energie, die die Induktivität bei Auslegung nach Gleichung (4.23) aufnimmt, ist für den maximal zu

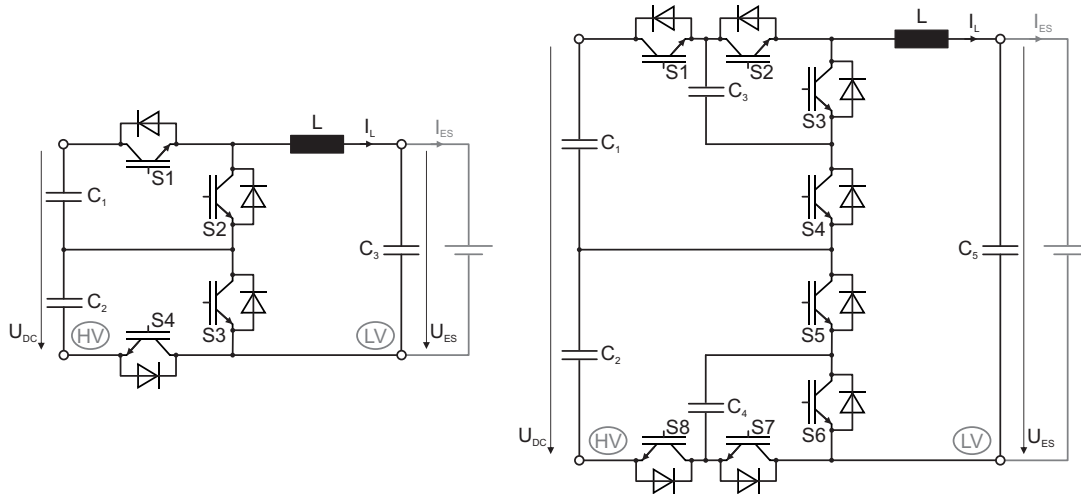


Abb. 4.7: Strukturbild der Neutral Point Clamped ML Topologie als 3-Level Umrichter ( $m = 3$ ) (links) und eines ML TSS mit  $m = 5$  Level (rechts)

erwartenden Drosselstrom, der wie beim 2LTSS dem der Gleichung (4.20) entspricht, in Gleichung (4.24) angegeben.

$$E_{L,\max,mLTSS} = \frac{U_{DC} \cdot \bar{I}_{ES,\max}}{2f_s} \cdot \frac{(1 + q_I/2)^2}{4q_I \cdot n^2} \quad (4.24)$$

Die einzelnen Ventile müssen für den Nennbetrieb auf das  $1/n$ -Fache der Zwischenkreisspannung und den vollen Strom ausgelegt werden. Da insgesamt  $2n$  Ventile verbaut sind, ergibt sich die gleiche Bauleistung wie beim 2LTSS in Gleichung (4.25).

$$P_{LHL,mLTSS} = 2 \cdot U_{DC} \bar{I}_{ES} \quad (4.25)$$

In [108] wird der 3LTSS nach Abbildung 4.7 (links) für die Anbindung von EDLC an einen DC-Bus eines Fahrtriebs ausgelegt, modelliert und untersucht. An einem 5,5kW Prototypen kann ein Wirkungsgrad bis zu 98,5% experimentell nachgewiesen werden. Ein Vergleich dieser Topologie mit Zweilevel-Topologien wird in [79] durchgeführt. Es wird insbesondere der erhöhte Wirkungsgrad bei niedrigen Batteriespannungen hervorgehoben. Die eingesetzten LHL müssen für geringere Sperrspannungen ausgelegt werden und die Induktivität kann reduziert werden, um gleiche Betriebseigenschaften zu realisieren. Zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrads wird eine frequenzvariable Modulation in Abhängigkeit der Spannungslevel vorgeschlagen. Der 5LTSS nach Abbildung 4.7 (rechts) wird in [109] untersucht. Diese Topologie ist für den Betrieb in high-voltage und high-power Anwendungen ausgelegt. Ein wesentlicher Vorteil liegt in der geringen resultierenden maximalen Stromschwankungsbreite, die das  $1/16$ -Fache der eines 2LTSS beträgt, der unter gleichen baulichen Bedingungen betrieben wird.

Ein 3LTSS wurde im Rahmen dieser Arbeit aufgebaut und untersucht. Eine entsprechende Modellierung, Reglerauslegung und Messergebnisse sind in Kapitel 10.5.2.1 im Anhang zu finden.



### 4.2.3.2 m-Level Flying Capacitor TSS (mLFCTSS)

Der m-Level Flying Capacitor TSS (mLFCTSS) wird auch häufig als „capacitor clamped converter“ bezeichnet [110] und ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Die Auslegung

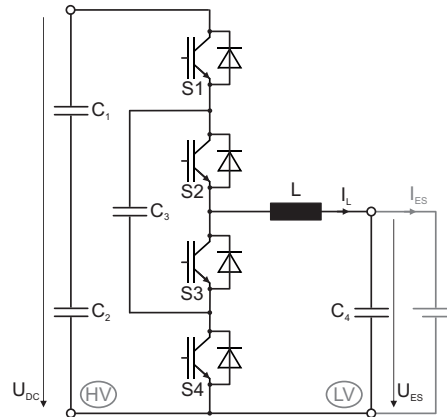


Abb. 4.8: Strukturbild des mLFCTSS in der Ausführung eines 3-Level-Umrichters ( $m = 3$ )

der Induktivität erfolgt in identischer Weise der des mLTSS nach Gleichung (4.23). Aufgrund des gleichen Drosselstromverhaltens nimmt diese auch dieselbe Energie nach Gleichung (4.24) maximal auf, so dass die Drosseln des mLTSS und des mLFCTSS dasselbe Volumen aufweisen. Es werden  $2 \cdot (m - 1)$  LHL für einen m-Level Umrichter benötigt, die alle auf die gleiche Spannungsbelastung [111] und jeweils die volle Strombelastung [112] ausgelegt werden müssen. Die Bauleistung der Ventile entspricht also ebenfalls der des mLTSS.

Bei entsprechend hoher Frequenz kann der mLFCTSS auch ohne Induktivität betrieben werden und dabei ein konstantes Spannungsverhältnis umsetzen. In [111] wird hierbei ein Wirkungsgrad von bis zu 98% erreicht. Eine Modularität mit reduzierter Fehleranfälligkeit kann durch Erweiterung auf  $3m - 2$  LHL erreicht werden, wie in [112] gezeigt, aber hier nicht weiter betrachtet wird.

## 4.2.4 Verschaltete Topologien

### 4.2.4.1 Seriell verschaltete Topologien

Falls das Spannungsniveau eines Speichersystems um ein Vielfaches an das eines DC-Zwischenkreises angepasst werden muss, können mehrere DC/DC-Umrichter in mehreren Stufen seriell verschaltet werden. Ein solches System ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Wie in [113] beschrieben wird, kann in der ersten Stufe ein Umrichter verwendet werden (z.B. ein sehr schnell taktender ML-Umrichter ohne Induktivität nach [111]), der die Spannung des Speichers  $U_{ES}$  auf eine Zwischenspannung  $U'_{ES}$  um einem festen Faktor effizient hochsetzt. Diese Zwischenspannung wird nun durch einen geeigneten DC/DC-Wandler in der Stufe 2 auf das Niveau des Zwischenkreises angepasst. Die

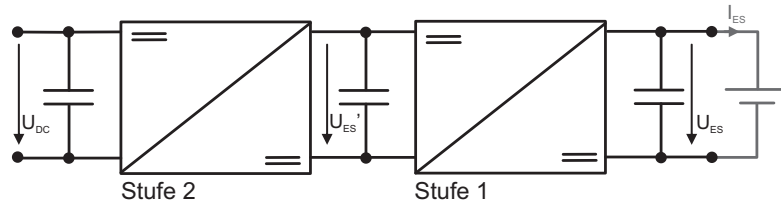


Abb. 4.9: Horizontale Kaskadierung in 2 Stufen

Leistungsflussregelung erfolgt ebenfalls durch die Stufe 2. Die Auslegung der Stufe 1 sollte so erfolgen, dass für die Stufe 2 möglichst optimale Betriebsbedingungen zur Erreichung eines möglichst hohen Wirkungsgrads erzielt werden können.

#### 4.2.4.2 Einseitige n-fache Parallelschaltung von TSS (nPTSS)

Die einfachste Form der Anbindung mehrerer unabhängiger ES an einen DC-Link besteht in der Verwendung eines eigenständig operierenden DC/DC-Wandlers pro ES, wie in Abbildung 4.10 mit zwei 2LTSS dargestellt wird. Das Verhalten eines einzelnen

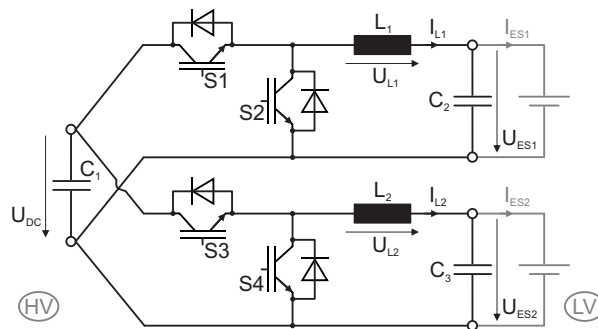


Abb. 4.10: Parallelschaltung von zwei 2LTSS am Zwischenkreis mit konstanter Spannung

2LTSS wurde bereits in Kapitel 4.2.2.2 besprochen. Es gilt das gleiche Spannungsverhältnis zwischen Ein- und Ausgangsseite (s. Gleichung (4.13)). Für den Spannungsbereich eines jeden ES muss also ebenso  $U_{DC} > U_{ES,i,max}$  gelten. Jede Zweiginduktivität wird entsprechend Gleichung (4.26) ausgelegt.

$$L_{\Delta I_{L,max},nPTSS} = \frac{U_{DC}}{\Delta I_{L,max} \cdot f_S} \cdot \frac{1}{4} \quad (4.26)$$

Der zu erwartende maximale Stromfluss durch jede der Induktivitäten lässt sich durch Gleichung (4.27) berechnen.

$$\hat{I}_L = \frac{1}{n} \bar{I}_{ES,max} + \frac{q_I \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2} \quad (4.27)$$

Wird die Leistungsbelastung gleichmäßig auf die  $n$  Module verteilt, resultiert eine entsprechend geteilte maximale Strombelastung. Eine versetzte Ansteuerung der einzelnen Umrichtermodule hat keinen Einfluss auf die einzelnen Speicherströme. Da das Ziel des

Umrichtervergleichs auf der Randbedingung basiert, alle Speicherströme  $I_{ES,i}$  mit derselben maximalen Stromschwankungsbreite zu betreiben, ist jede einzelne unabhängig von der Anzahl der Zweige und identisch mit der des 2LTSS. Die maximale Energie, die alle  $n$  Induktivitäten bei Auslegung nach Gleichung (4.26) aufnehmen, ist in Gleichung (4.28) angegeben.

$$E_{L,max,nPTSS} = \frac{U_{DC} \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2f_S} \cdot \frac{n(1/n + q_I/2)^2}{4q_I} \quad (4.28)$$

Bei  $n$  Modulen, die alle auf die volle Zwischenkreisspannung und hinsichtlich der Leistung auf das  $1/n$ -Fache ausgelegt werden, ergibt sich eine Bauleistung der Ventile nach Gleichung (4.29).

$$P_{LHL,nPTSS} = 2 \cdot U_{DC} \bar{I}_{ES} \quad (4.29)$$

In [114] und [115] wird diese Methode zur Anbindung unterschiedlicher Speicher an den DC-Link eines WEA-Systems, in [116] an den eines Elektroautos betrachtet. Der Vorteil besteht darin, dass unterschiedliche ES-Technologien verwendet werden und ihre Leistungsflüsse individuell geregelt werden können. So sind Konzepte realisierbar, wobei beispielsweise DSKs mit einer hohen Leistungsdichte zur Pufferung von Transienten und eine Batterie mit hoher Energiedichte zur längerfristigeren Speicherung genutzt werden können.

#### 4.2.4.3 n-Phasen Interleaved TSS (nPiTSS)

Beim Interleaved-Wandler werden  $n$  Umrichtermodule parallel geschaltet. Diese werden über eine gemeinsame Modulation mit  $n$  um  $\frac{T_S}{n}$  versetzte Ansteuersignale betrieben. Ein Schaltbild der Realisierung mit  $n = 3$  bidirektionalen 2LTSS ist in Abbildung 4.11 dargestellt. Der Stromfluss wird hierbei im Mittel gleichermaßen auf alle  $n$  Stränge auf-

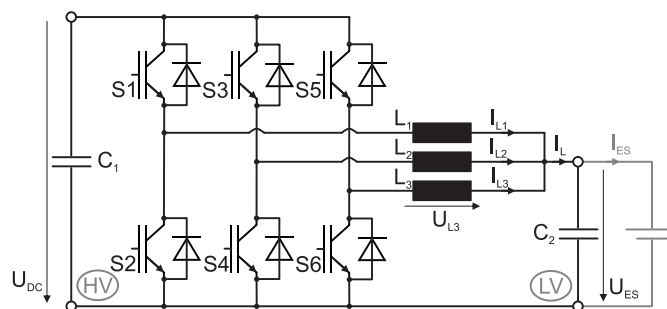


Abb. 4.11: Aufbau des Leistungsteils eines dreiphasig betriebenen interleaved Wandlers, dessen Phasen aus jeweils einem bidirektionalen 2LTSS bestehen

geteilt, so dass eine auf den Faktor  $1/n$  reduzierte mittlere Strombelastung pro Strang resultiert. Die Spannungsbelastung reduziert sich hierbei jedoch für die einzelnen Ventile nicht.

Das Spannungsverhältnis zwischen Ein- und Ausgangsseite ist dem eines 2LTSS identisch (s. Gleichung (4.13)). Für den Spannungsbereich des ES muss  $U_{DC} > U_{ES,max}$  gelten. Die einzelnen Induktivitäten können entsprechend Gleichung (4.31) ausgelegt werden.

$$L_{\Delta I_{L,max},nPiTSS} = \frac{U_{DC}}{\Delta I_{L,i,max} \cdot f_S} \cdot \frac{1}{4} \quad (4.30)$$

$$= \frac{U_{DC}}{\Delta I_{L,max} \cdot f_S} \cdot \frac{1}{4 \cdot n} \quad (4.31)$$

Die maximale Stromschwankungsbreite des Gesamtstroms  $\Delta I_L$  entspricht nach [102] dem  $1/n$ -Fachen der maximalen Stromschwankungsbreite eines einzelnen Zweiges  $\Delta I_{L,i}$ . Dementsprechend können die Zweiginduktivitäten auf das  $1/n$ -Fache ausgelegt werden, um für  $\Delta I_L$  den gleichen Wert wie bei einem 2LTSS zu erreichen. Der zu erwartende maximale Stromfluss durch die Induktivitäten lässt sich durch Gleichung (4.32) berechnen.

$$\hat{I}_L = \frac{1}{n} \bar{I}_{ES,max} + \frac{q_I \cdot n \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2} \quad (4.32)$$

Der mittlere Anteil des Stroms teilt sich auf die  $n$  Module im gleichen Verhältnis auf. Die Stromschwankungsbreite wird bezogen auf den Gesamtstrom angegeben und entspricht bei Auslegung der Induktivitäten nach Gleichung (4.31) dem  $n$ -Fachen der Gesamtstromschwankungsbreite. Die maximale Energie, die alle  $n$  Induktivitäten bei Auslegung nach Gleichung (4.31) aufnehmen, ist in Gleichung (4.33) angegeben.

$$E_{L,max,nPiTSS} = \frac{U_{DC} \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2f_S} \cdot \frac{(1/n + q_I n/2)^2}{4q_I} \quad (4.33)$$

Bei  $n$  Modulen, die alle auf die volle Zwischenkreisspannung und hinsichtlich der Leistung jeweils auf das  $1/n$ -Fache bemessen werden, ergibt sich eine Bauleistung der Ventile nach Gleichung (4.34).

$$P_{LHL,nPiTSS} = 2 \cdot U_{DC} \bar{I}_{ES} \quad (4.34)$$

In [102] wird eine solche Topologie für die Erweiterung eines Antriebsstrangs eines Flurförderfahrzeugs um einen DSK untersucht und ausgelegt. Es wird gezeigt, dass sich das Volumen der Induktivitäten durch die Verwendung einer gekoppelten Induktivität stark reduzieren lässt. Durch ein entwickeltes current-sharing Verfahren kann der Umrichter mit nur einem Stromsensor geregelt betrieben werden. Ein variables Zu- und Abschalten von einzelnen Parallelsträngen mit dem Ziel, den Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu erhöhen, wird in [104] beschrieben und untersucht. Je nach Leistungsfluss werden 1, 3, 6 oder 12 Phasen gleichzeitig betrieben, so dass der Wirkungsgrad insbesondere im unteren Leistungsbereich des Gesamtsystems gesteigert werden kann. Ein dreiphasiger Interleaved-Wandler wurde im Rahmen dieser Arbeit aufgebaut und untersucht. Eine entsprechende Modellierung, Reglerauslegung und Messergebnisse sind in Kapitel 6.5.2 zu finden.

#### 4.2.4.4 n-Stufen vertikal kaskadierter TSS (nVKTSS)

In Abbildung 4.12 ist ein Beispielsystem mit vertikaler Kaskadierung von 2LTSS-Modulen dargestellt. Wird die Anzahl der Module auf das  $n$ -Fache erweitert, so sinkt die

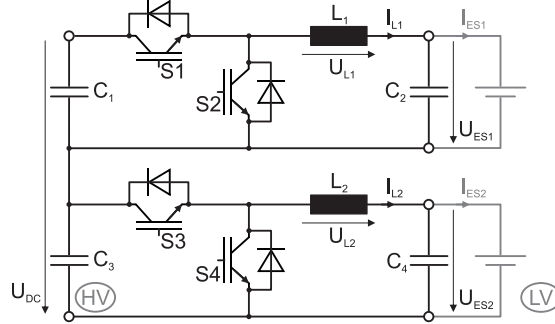


Abb. 4.12: Strukturbild vertikal kaskadierter Basismodule mit zwei 2LTSS

Speicher-Modulspannungsbelastung im umgekehrt gleichen Verhältnis bei symmetrischer Spannungsaufteilung. Bei  $n$  TSS-Modulen muss Gleichung (4.35) gelten, um den vollen Betriebsbereich nutzen zu können.

$$\frac{U_{DC}}{n} > U_{ES,i,max} \quad (4.35)$$

Da eingangsseitig jeweils  $U_{DC}/n$  anliegt, kann jede Drossel im Vergleich zum 2LTSS auf das  $1/n$ -Fache entsprechend Gleichung (4.36) ausgelegt werden.

$$L_{\Delta I_{L,max},nVKTSS} = \frac{U_{DC}}{\Delta I_{L,max} \cdot f_S} \cdot \frac{1}{4 \cdot n} \quad (4.36)$$

Alle Einzelmodule müssen den mittleren maximalen Strom führen können, damit bei  $n$ -fach reduzierter Anschlussspannung die Gesamtleistung des Systems konstant bleibt. Der maximale Stromfluss lässt sich durch Gleichung (4.37) berechnen.

$$\hat{I}_L = \bar{I}_{ES,max} + \frac{q_I \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2} \quad (4.37)$$

Die maximale Energie, die alle  $n$  Induktivitäten bei Auslegung nach Gleichung (4.36) aufnehmen, ist in Gleichung (4.38) angegeben.

$$E_{L,max,nVKTSS} = \frac{U_{DC} \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2f_S} \cdot \frac{(1 + q_I/2)^2}{4q_I} \quad (4.38)$$

Bei  $n$  Modulen, die alle auf  $U_{DC}/n$  und den vollen Strom ausgelegt werden, ergibt sich eine Bauleistung der Ventile nach Gleichung (4.39).

$$P_{LHL,nVKTSS} = 2 \cdot U_{DC} \bar{I}_{ES} \quad (4.39)$$

Die Kaskadierung verschiedener unidirektionaler Zweilevel-Topologien wird in [95] für die Verwendung von PV-Anlagen betrachtet und hinsichtlich ihres Wirkungsgrads bei

Verwendung unterschiedlicher LHL verglichen. Ein Vergleich hinsichtlich der auszulegenden Induktivitäten für bidirektionale Rekuperationssysteme im Bereich der Elektromobilität findet man in [117].

#### 4.2.5 Vergleich der Umrichtertopologien

Der Vergleich der TSS-Topologien wird auf Basis von identischen Anschlussbedingungen für den jeweiligen Energiespeicher durchgeführt. Hierfür werden die Umrichter so betrachtet, dass die maximale Stromschwankungsbreite des ES-Stroms stets gleich groß ist. Ein Überblick über die Ergebnisse ist in Tabelle 4.7 zu finden. Die betrachteten

Tab. 4.7: Vergleich der betrachteten TSS-Topologien

Anwendung	$\frac{U_{ES,i}}{U_{DC}}$	$\frac{L_i}{L_{2LTSS}}$	Anz. L	$\frac{E_L}{E_{L,2LTSS}}$	$\frac{P_{LHL}}{P_{ESS,N}}$	Anz. LHL
1: 2LTSS	$d$	1	1	1	2	2
2: mLTSS	$d$	$1/n^2$	1	$1/n^2$	2	$2n$
3: mLFCTSS	$d$	$1/n^2$	1	$1/n^2$	2	$2n$
4: nPTSS	$d$	1	$n$	$\frac{n(1/n+q_I/2)^2}{(1+q_I/2)^2}$	2	$2n$
5: nPiTSS	$d$	$1/n$	$n$	$\frac{(1/n+q_I n/2)^2}{(1+q_I/2)^2}$	2	$2n$
6: nVKTSS	$d/n$	$1/n$	$n$	1	2	$2n$

Topologien grenzen sich durch ihren grundsätzlichen Aufbau und ihre Level- und Phasenanzahl voneinander ab, wobei stets eine gleiche LHL-Bauleistung vorliegt. Die maßgeblichen Unterschiede sind in der Anzahl, Auslegung und dem benötigten Volumen der Induktivitäten zu finden. Das Volumen einer Induktivität kann über die zu speichernde Energie approximiert werden [101]. Eine Betrachtung dieser Energien ist in Abbildung 4.13 dargestellt. Sie werden in Abhängigkeit der maximalen Stromschwankungsbreite angegeben. Letztere wird durch  $q_I$  als Verhältnis zum maximalen mittleren Ausgangsstrom  $\bar{I}_{ES,max}$  definiert. Der untere Teil der Abbildung zeigt das Verhältnis der Drosselvolumina von unterschiedlichen TSS-Topologien jeweils zum 2LTSS in Abhängigkeit der maximalen Stromschwankungsbreite. Hierdurch wird ersichtlich, welches Induktivitätsvolumen jeweiliger TSS-Topologien im Vergleich zum 2LTSS resultiert, um unter sonst gleichen Anschlussbedingungen entsprechende Stromschwankungsbreiten realisieren zu können. Hierbei weisen die unterschiedlichen Topologiearten jeweils ähnliches Verhalten auf. Die benötigten Drosselvolumina der Multileveltopologien mLTSS und mLFCTSS unterscheiden sich nicht bei gleichen Randbedingungen. Es kann festgestellt werden, dass dieses im Vergleich zu einem 2LTSS in einem konstanten Verhältnis von  $1/n^2$  steht, also unabhängig von der Stromschwankungsbreite ist und quadratisch zur Levelanzahl abnimmt. Die grundsätzliche Ausprägung des Volumens bei den Multiphasentopologien nPTSS und nPiTSS weist ein ähnliches Verhalten auf. Auch hier nimmt das Verhältnis mit steigender Phasenanzahl ab. Im Vergleich zu den Multileveltopologien ist allerdings eine klare Abhängigkeit von der maximalen Stromschwankungsbreite zu erkennen. Je kleiner diese wird, desto geringer kann das Volumen der Induktivitäten im Vergleich zum 2LTSS ausfallen. Bei allen TSS-Topologien kann das Drosselvolumen

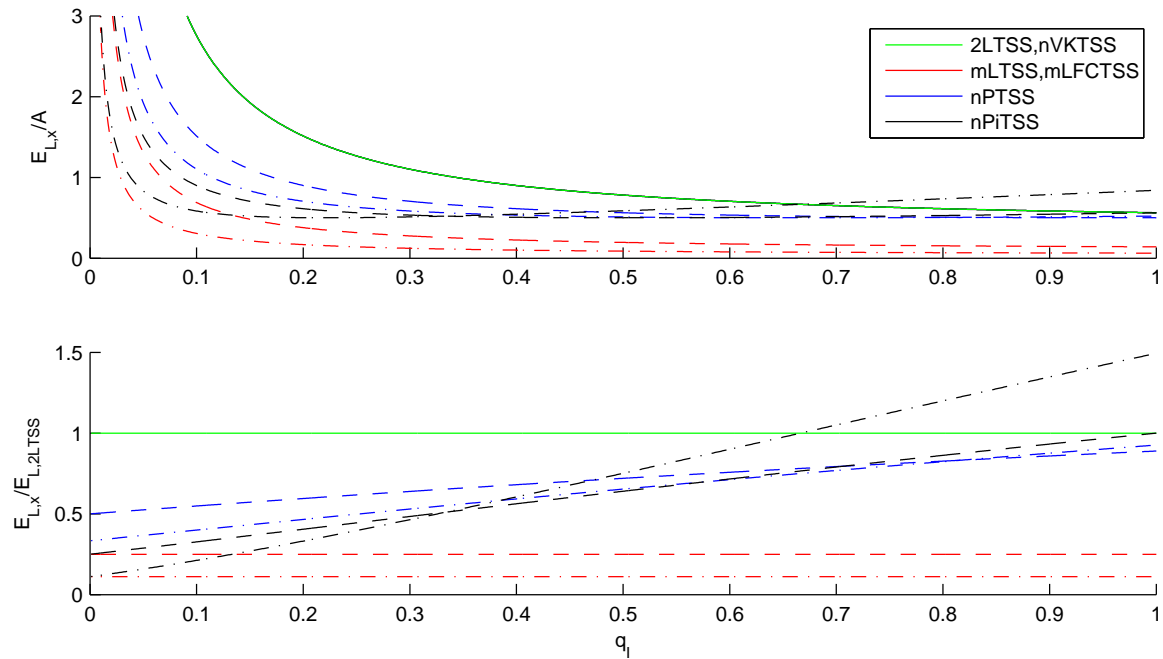


Abb. 4.13: Vergleich der Baugrößen der Induktivitäten in Abhängigkeit der erlaubten Stromschwankungsbreite  $q_I$ , oben: normiert auf  $A = \frac{U_{DC} \cdot \bar{I}_{ES,max}}{2 \cdot f_S}$ , unten: jeweils bezogen auf  $E_{L,2LTSS}$ , mit  $n = 1$  (Linie),  $n = 2$  (gestrichelt) und  $n = 3$  (strich-punktiert), wobei stets  $n = m - 1$  gilt

im Vergleich zum 2LTSS gleich ausfallen oder reduziert werden. Nur bei einem hochphasigen nPiTSS besteht die Besonderheit, dass das benötigte Drosselvolumen das eines 2LTSS im Falle einer zu hoch zugelassenen Stromschwankungsbreite  $q_I$  sogar übertreffen kann. Ab diesem  $q_I$  steigt im nPiTSS der Spitzenwert eines jeden Phasenstroms dadurch, dass die maximale Stromschwankungsbreite in jedem Zweig dem  $n$ -Fachen der maximalen Schwankungsbreite des gesamten Ausgangsstroms entspricht, so sehr an, dass die von allen Induktivitäten des Umrichters insgesamt aufzunehmende Energie die eines einzelnen 2LTSS übersteigt. Aus dem Verhältnis der maximal aufzunehmenden Induktivitäten-Energien lässt sich dieser Punkt mit  $q_I = 2/n$  berechnen. Das Drosselvolumen der vertikal kaskadierten Topologie nVKTSS lässt sich im Vergleich zum 2LTSS nicht reduzieren. Dieses ist unter den gleichen Bedingungen für jede Stromschwankungsbreite identisch.

Mit reduziertem Drosselvolumen sinken Gewicht und Kosten der Induktivität. Bei der Gesamtbetrachtung des DC/DC-Wandlers muss allerdings beachtet werden, dass mit zunehmender Level- und Phasenzahl auch die Anzahl der Leistungshalbleiter, Treiberschaltungen und Messeinrichtungen, sowie die Komplexität der Regelung und Ansteuerung ansteigen. Mit Bezug auf die hier betrachteten Topologien kann gefolgert werden, dass das Drosselvolumen der Multileveltopologien im Vergleich zu den Multiphasentopologien stets gleich oder geringer ausfällt, so dass für die Installation eines ESS in der WEA-Gondel die Verwendung eines Multilevelumrichters Gewichtsvorteile bringen kann. Beide Umrichterarten weisen allerdings in ihren Betriebs- und Einsatzbedingungen unterschiedliche Merkmale auf. So kann, wie in den vorherigen Abschnitten

beschrieben, der nPiTSS z.B. für jeden Lastbereich wirkungsgradoptimiert durch Verwendung unterschiedlicher Phasenanzahlen betrieben werden, der nPTSS unterschiedliche Speichertechnologien an ein WEA-System anbinden oder ein Multilevelumrichter einen besseren Wirkungsgrad bei geringen Batteriespannungen realisieren. Je nach Anforderung der geplanten Anwendung und Priorisierung der entsprechenden Auslegungsziele kann also ein Gesamtoptimum der Auslegung gefunden werden.

### 4.3 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Komponenten eines ESS analysiert. Ein ESS wird als Einheit aus einem Speicher, der Anbindung an eine WEA oder einen WP und einem Steuer- und Überwachungssystem definiert. Es wird ein Überblick über geeignete Speichertechnologien zum Einsatz im ESS an WEAn gegeben. Die dafür wichtigen Eigenschaften werden beschrieben und Kriterien für einen allgemeinen Technologievergleich, zur Auslegung und für eine Bewertung zur Verwendung dieser für die im folgenden Kapitel 5 betrachteten Anwendungen definiert. Hierbei stehen Speicherwirkungsgrad, Lebensdauer und Zyklenbelastung, erreichbare Dynamik, Selbstentladung, typischerweise realisierbare Speicherdauern und ESS-Kosten im Fokus. Die Eigenschaften der Speicher werden definierten Kategorien zugeordnet und in Tabelle 4.6 verglichen. Es stellt sich heraus, dass sich die betrachteten Speichertechnologien in zwei Gruppen einteilen lassen, die jeweils durch ihre typischen Entladezeiten definiert werden. Die erste Gruppe weist ES mit einer hohen Leistungs- und einer eher geringen Energiedichte auf. In diese Gruppe fallen die feldbasierten Technologien DSK und SMES und der SRS. Sie zeichnen sich allesamt durch eine hohe Zyklenfähigkeit und einen hohen Wirkungsgrad aus. Die zweite Gruppe wird vor allem durch die Batteriespeicher geprägt, die im Vergleich durch eine deutlich höhere Energiedichte und allerdings auch deutlich weniger Vollzyklen geprägt sind.

Darauffolgend werden DC/DC-Wandler-Topologien zum Gebrauch in einem ESS analysiert, bezüglich einzelner Eigenschaften untersucht und miteinander verglichen. Da es sich bei den meisten Speichertechnologien um DC-Speicher handelt und die Modulspannungen im Vergleich zur Zwischenkreisspannung einer modernen WEA typischerweise deutlich geringer ausfallen, werden hier lediglich TSS-Topologien betrachtet. Es wird ein 2LTSS modelliert und die generelle Funktionsweise erläutert. Unter der Randbedingung, dass die Schwankungsbreite des batterieseitigen Umrichterstroms stets gleich ist, werden die mathematischen Zusammenhänge zur Bestimmung der Umrichterauslegung und Volumenabschätzung der sechs betrachteten TSS-Topologien hergeleitet und verglichen. Im Vergleich zu einem 2LTSS kann die Induktivität eines TSS nahezu aller übrigen Topologien deutlich kleiner im Volumen ausgelegt werden und erhält damit ein deutlich geringes Gewicht, was insbesondere bei Multileveltopologien der Fall ist. Bei einem ESS, das in der Gondel einer WEA untergebracht werden soll, stellt dieser Umstand einen wichtigen Faktor dar. Alle betrachteten Topologien weisen eine gleiche LHL-Bauleistung auf, es ist allerdings zu beachten, dass mit Zunahme der LHL-Anzahl der Ansteuer Aufwand und die damit einhergehenden Kosten zunehmen.



# 5 Anwendungsgebiete für Energiespeichersysteme an Windenergieanlagen

Neben den in Kapitel 2.2 beschriebenen Anforderungen aktueller NAR und den aus der Entwicklung der NAR identifizierten Trends möglicher zukünftiger Einspeisebeschränkungen lassen sich durch ESS an WEA-Systemen weitere Anwendungen realisieren, die unter anderem zur Steigerung der System- und Versorgungssicherheit dienen. In Kapitel 5.1 wird ein Gesamtüberblick über alle untersuchten Anwendungen gegeben. Die entwickelte Methodik, Kriterien zur Analyse und Bewertung dieser wird darauf folgend in Kapitel 5.2 beschrieben. Das Ziel ist es hierbei in den Kapiteln 5.3 und 5.4, zum einen die Anforderungen zur Auslegung von ESS für jede dieser Anwendungen zu ermitteln und zum anderen, basierend auf den Ergebnissen von Kapitel 4, dafür jeweils geeignete Speichertechnologien zu identifizieren.

## 5.1 Übersicht über ESS-Anwendungen für WEAn

Die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Anwendungen sind in Tabelle 5.1 aufgeführt. Sie können in drei Kategorien unterteilt werden. Der Bereich der Netzsicherheit beinhaltet Verfahren, durch die die Systemqualität und -stabilität erhöht werden kann. Durch Anwendungen zur Verbesserung der WEA-Performance können sowohl technische als auch wirtschaftliche Ziele verfolgt werden. So kann ein robusteres WEA-Verhalten in Fehlerfällen erzeugt oder die Gesamtwirtschaftlichkeit der WEA unter bestimmten Umständen gesteigert werden. Unter das Energie-Management fallen Maßnahmen zur Verbesserung der Übertragungssicherheit im Netz, die z.B. durch Reduktion von Spitzenbelastungen in einzelnen Netzsträngen realisiert werden kann, und der Sicherstellung einer gesamtheitlichen Energieverfügbarkeit. Hierbei soll die Energieproduktion von den natürlichen Schwankungen der Energieressourcen und dem Energiebedarf entkoppelt werden. Die Netzsicherheit und WEA-Performance kann maßgeblich durch kurz- und mittelfristig ausgelegte ESS realisiert werden, Maßnahmen zum Energie-Management lassen sich dagegen vor allem durch mittel- bis langfristig ausgelegte ESS realisieren. In dieser Arbeit stehen vorrangig die Maßnahmen im Vordergrund, die sich durch kurz- und mittelfristige ausgelegte ESS realisieren lassen.

Die Funktionsweise und Eigenschaften der einzelnen ESS-Anwendungen werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben und untersucht.

Tab. 5.1: Anwendungen für ESS an einer WEA oder einem WP mit Angabe der benötigten zeitlichen Verfügbarkeit von Speicherleistung zur Erfüllung dieser Anwendungsziele nach [82], [87], [118], [119], [120] und den NAR

Kategorie und Anwendung		Zeitdauer
Netz- sicherheit	Trägheitsemulation (Emulated Inertia Control)	s
	Dämpfung von Leistungsoszillationen	s - min
	Ramp-Rate-Limitation (RRL)	s - min
	Leistungsglättung (P-Smoothing)	s - min
	$\Delta$ Control (fixe Regelreserve)	min
	Dynamische Frequenzregelung ((L)FSM)	min - h
WEA Performance	LVRT Unterstützung	s
	Notstrom/ Black Start	min - h
	Energiehandel	h - d
Energie- Management	Konstante Leistung/ Mittl. Erzeugungsvorhersage	min - h
	Max. Einspeisebeschränkungen (P-Curtailment)	min - h
	Min. & max. Leistungsbegrenzung (Peak Shaving)	h
	Lastausgleich	h - d
	Ausgleich Schwachwindphasen/ Flauten	h - d - w

## 5.2 Methodik und Bewertungskriterien

Die Anwendungen zur Begrenzung der Einspeisegradienten (RRL), Glättung des Einspeiseverlaufs (P-Smoothing) und Begrenzung einer maximalen Einspeiseleistung (P-Curtailment) werden auf Basis von emulierten Windverläufen in der Simulation und im Falle der Frequenzabweichungen ( $\Delta$ Control, (L)FSM) von gemessenen Frequenzzeitverläufen untersucht. Der Fokus liegt hierbei auf den Anwendungen, die mit einem ESS realisiert werden können, das im kurzfristigen Maßstab Energie bereitstellen kann (vorrangig im Sekunden- bis Minutenbereich, vergl. Tabelle 5.1). Die weiteren Anwendungen stehen in dieser Arbeit nicht im Vordergrund, da sie Speicherzeiten im hohen Minutenbereich bis zu mehreren Tagen und Wochen und damit in der Regel andere als hier im Detail betrachtete Speichertechnologien erfordern, und werden vorrangig auf Basis von Ergebnissen schon bestehender Analysen, die den jeweils referenzierten Literaturquellen entnommen werden, bewertet.

Das vorrangige Ziel ist es hierbei, die jeweiligen Anforderungen zur Auslegung eines ESS zu bestimmen und zu vergleichen. Die Ergebnisse werden daher auch auf Basis der in Kapitel 4.1.1 definierten Speicherkriterien bewertet. Die Modellierung der genutzten Simulationsmodelle wird in Kapitel 3 beschrieben. Im Folgenden wird die angewandte Methodik, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurde, erläutert.

### 5.2.1 Anforderungen der Anwendungen hinsichtlich Leistung, Kapazität und Zyklenbelastung eines ESS

In Abbildung 5.1 ist ein beispielhafter Einspeiseverlauf gezeigt, an dem die Methodik der nachfolgenden Untersuchungen beschrieben wird. Im oberen Teil der Abbildung

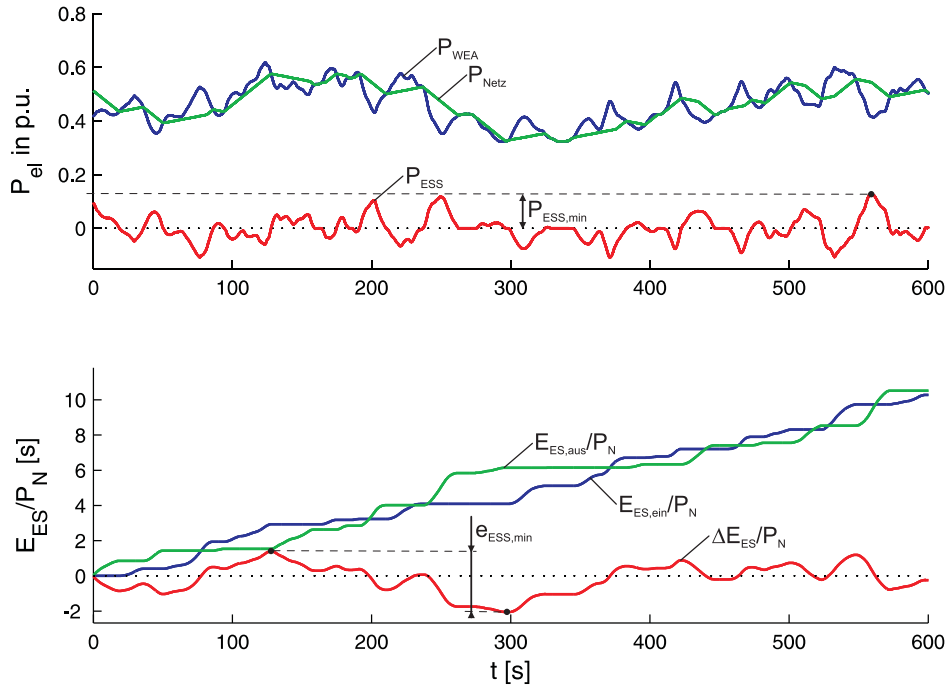


Abb. 5.1: Simulierter Beispielverlauf Leistungen (oben:  $P_{WEA}$  in blau,  $P_{Netz}$  in grün,  $P_{ESS}$  in rot) und zugehörige Energien (unten:  $E_{ES,ein}$  kumuliert in blau,  $E_{ES,aus}$  kumuliert in grün,  $\Delta E_{ES}$  in rot) bei einer Einspeisebeschränkung

sind Leistungsverläufe dargestellt, die sich entsprechend der in dieser Arbeit definierten Leistungskonvention nach Gleichung (3.28) so zusammen setzen, dass die in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{Netz}$  (grün) der Summe der von der WEA produzierten Leistung  $P_{WEA}$  (blau) und der vom ESS abgegebenen Leistung  $P_{ESS}$  (rot) entspricht. Durch eine gewählte Einspeisebeschränkung darf nicht  $P_{WEA}$ , sondern nur  $P_{Netz}$  in das Netz eingespeist werden. Die Leistungsdifferenz  $P_{ESS}$  wird vom ESS bereitgestellt (bei  $P_{ESS} > 0$ ) oder darin gespeichert (bei  $P_{ESS} < 0$ ). Die für das ESS resultierende minimale Leistungsauslegung  $P_{ESS,min}$  entspricht dem betraglich maximal umgesetzten ESS-Leistungswert der gesamten simulierten Zeitreihe, wie im  $P_{ESS}$  Verlauf eingezeichnet ist. Die Leistung  $P_{WEA}$  kann auch durch die Leistung  $P_{WP}$  ersetzt werden, falls nicht nur eine WEA sondern ein ganzer Windpark betrachtet werden soll. Die Werte sind stets als p.u.-Größen mit Bezug zur WEA- bzw. WP-Nennleistung  $P_N$  als Basis dargestellt. In dem unteren Teil der Abbildung sind die aus dem Leistungsverlauf  $P_{ESS}$  unter Berücksichtigung der Umrichter- und Speicherwirkungsgrade resultierenden Speicherenergien dargestellt. Hierbei setzt sich die Energiedifferenz  $\Delta E_{ES}$  (rot) aus der Differenz der vom Speicher kumulierten aufzunehmenden Energie  $E_{ES,ein}$  (blau) und kumulierten abzugebenden Energie  $E_{ES,aus}$  (grün) zusammen. Die Angabe dieser Werte erfolgt in s, als Quotient der jeweiligen Energie und Nennleistung  $P_N$ .

Insbesondere bei energieausgleichenden Anwendungen für kurz- bis mittelfristige Speichersysteme muss unter Beachtung der entsprechenden Wirkungsgrade eine Neutralität zwischen Ein- und Ausspeicherung hergestellt werden, so dass  $\Delta E_{ES}$  im Mittel Null beträgt. Diese in Kapitel 4.1.1.1 definierte „Ein- und Ausspeicherneutralität“ ist notwendig, um das ESS langfristig sinnvoll betreiben zu können. Im Falle eines Ungleichgewichts würde der Speicher im langfristigen Betrieb seine obere oder untere Ladezustandsgrenze erreichen, so dass ein entsprechend weiteres Ein- bzw. Ausspeichern nicht mehr möglich wäre. In allen Simulationen wurde ein ESS-Wirkungsgrad von  $\eta_{ESS} = 90\%$ , was der Verwendung eines ESS der Wirkungsgradkategorie w1 entspricht, angenommen. Wie auch in [121] beschrieben, definiert das Delta zwischen dem Maximum und dem Minimum dieses Verlaufs die minimale Auslegung des Speichers bezüglich seiner Energieaufnahme. Nach der Division durch die Nennleistung  $P_N$  wird entsprechend Gleichung (5.1) der Faktor  $e_{ESS,min}$  berechnet.

$$e_{ESS,min} = \frac{\max \Delta E_{ES} - \min \Delta E_{ES}}{P_N} \quad (5.1)$$

Dieser Wert gibt entsprechend Kapitel 4.1.1.5 die Dauer in Sekunden an, wie lange ein Speicher ab kompletter Entladung (SoC = 0) bis zur vollen Ladung (SoC = 1), also in seinem vollen Nutzbereich, Nennleistung aufnehmen bzw. entgegengesetzt abgeben kann. Er ist zum einen von der Anwendung, zum anderen von dem entsprechend verwendeten Verfahren im ESS-Management, die Ein- und Ausspeicherneutralität sicherzustellen, abhängig. Bei Kenntnis der Lade- und Entladecharakteristik des verwendeten Speichers entspricht der neutrale Punkt, an dem  $\Delta E_{ES} = 0$  gilt, dem für diese Anwendung neutralen Ladezustand  $SoC_0$ . Für eine Anwendung wird meist ein ESS benötigt, für dessen Betrieb nicht der gleichen Betrag an Reserveenergie und -kapazität erforderlich ist. Dieser Umstand ist in Abbildung 5.1 unten im roten Verlauf daran zu erkennen, dass die Nulllinie nicht mittig zwischen dem Minimum und dem Maximum liegt. Falls ein ESS für mehrere Anwendungen zugleich genutzt werden soll, wie in Kapitel 6.1.3 untersucht wird, ist die Kenntnis über den mittleren Ladezustand für die Auslegung der ESS-Gesamtkapazität wichtig. Für eine sinnvolle Dimensionierung und Auswahl eines Speichers reicht die Kenntnis über  $e_{ESS,min}$  allein allerdings nicht aus. Es ist hierdurch nicht ersichtlich, wie häufig der Speicher beansprucht wird, also wie groß seine Zyklenbelastung ist. Ein Speicherzyklus entspricht nach Definition in Kapitel 4.1.1.2 einem kompletten Lade- und Entladevorgang eines Speichers. Die Anzahl der Vollzyklen, die in einem Zeitraum  $\Delta t_S$  umgesetzt werden, kann daher nach Gleichung (5.2) mit Kenntnis der kumuliert aufzunehmenden Energie  $E_{ES,ein,\Delta t_S}$  innerhalb dieses Zeitfensters  $\Delta t_S$  berechnet werden.

$$z_{ESS,\Delta t_S} = \frac{E_{ES,ein,\Delta t_S}}{\max \Delta E_{ES} - \min \Delta E_{ES}} \stackrel{!}{=} \frac{E_{ES,aus,\Delta t_S}}{\max \Delta E_{ES} - \min \Delta E_{ES}} \quad (5.2)$$

Durch  $z_{ESS,\Delta t_S}$  wird also beschrieben, wie oft die Energie  $\max \Delta E_{ES} - \min \Delta E_{ES}$  in einem Zeitfenster  $\Delta t_S$ , in dem  $E_{ES,ein,\Delta t_S}$  kumuliert ein- und  $E_{ES,aus,\Delta t_S}$  kumuliert ausgespeichert werden, umgesetzt wird. Im Umkehrschluss wäre die Zyklenbelastung eines Speichers innerhalb  $\Delta t_S$  gleich eins, wenn dieser kapazitiv genau für die Energie  $\max \Delta E_{ES} - \min \Delta E_{ES}$  ausgelegt wäre. Bei einer doppelt so hohen Kapazität wür-

de sich die Zyklenbelastung im selben Zeitraum also halbieren. Nach diesem Prinzip wird  $z_{\text{ESS},\Delta t_S}$  im Folgenden verwendet, um die Kapazität als Vielfaches von  $e_{\text{ESS},\text{min}}$  in Abhängigkeit der maximalen Zyklenfähigkeit eines Speichers zu skalieren. Es sei angemerkt, dass  $E_{\text{ES},\text{ein},\Delta t_S}$  unter Vernachlässigung der Ladungshaltungsverluste aufgrund der Ein- und Ausspeicherneutralität der abgegebenen Energie  $E_{\text{ES},\text{aus},\Delta t_S}$  entspricht und sich diese Energien, wie in Kapitel 4.1.1.1 beschrieben wird, auf den Speicher beziehen. Aus Sicht der WEA bzw. des Netzes wird also mehr Energie ein- als gespeichert. Im Rahmen dieser Arbeit wird für  $\Delta t_S$  ohne Beschränkung der Allgemeinheit die Dauer eines Tages festgelegt, so dass  $z_{\text{ESS},\Delta t_S}$  die Zyklenbelastung der Anwendung für einen Speicher mit minimaler Auslegung  $e_{\text{ESS},\text{min}}$  jeweils für den Zeitraum eines Tages angibt. Wie in Kapitel 4.1.1.2 definiert wird, werden die verschiedenen Speicher in drei Zyklenkategorien eingeteilt. Hierdurch kann für jede dieser Speicherkategorien die kapazitive Speicherauslegung linear skaliert werden, so dass eine Nutzung des Speichers bis zum Erreichen seiner Lebensdauer gewährleistet werden kann. Die Kennzahl  $z_{\text{ESS},z_x}$  gibt demnach für die Zyklenkategorie  $z_x$  die Anzahl der maximal verfügbaren Zyklen pro Tag an. Entsprechend Gleichung (5.3) wird die Speicherdauer  $e_{\text{ESS},z_x}$  für diese Speicherkategorien berechnet.

$$e_{\text{ESS},z_x} = e_{\text{ESS},\text{min}} \cdot \frac{z_{\text{ESS},\Delta t_S}}{z_{\text{ESS},z_x}} \quad (5.3)$$

Hierbei reduziert sich die Kapazität mit steigender Zyklenfähigkeit  $z_{\text{ESS},z_x}$  eines Speichers. Damit die durch  $e_{\text{ESS},\text{min}}$  definierte minimale Kapazität durch den Speicher stets gewährleistet werden kann, muss bei der Speicherauslegung sichergestellt sein, dass nach Gleichung (5.4)  $e_{\text{ESS},z_x}$  mindestens so groß ist wie  $e_{\text{ESS},\text{min}}$ .

$$\frac{e_{\text{ESS},z_x}}{e_{\text{ESS},\text{min}}} = \frac{z_{\text{ESS},\Delta t_S}}{z_{\text{ESS},z_x}} \stackrel{!}{\geq} 1 \quad (5.4)$$

Werte für  $e_{\text{ESS},z_1}$ ,  $e_{\text{ESS},z_2}$  und  $e_{\text{ESS},z_3}$  werden in den folgenden Untersuchungen in tabellarischer Form für jedes der im Detail betrachteten Anwendungen angegeben.

## 5.2.2 Weitere Eigenschaften und Anforderungen der Anwendungen

Die Anwendungen werden neben der ESS-Auslegung hinsichtlich Leistung und Kapazität auf die für die Speicher definierten Parameter nach Kapitel 4.1.1 untersucht. Bezüglich der Anforderungen an die Dynamik werden die Anwendungen entsprechend den in Tabelle 4.3 definierten Kategorien bewertet. Die Kategorie d1 wird maßgeblich für Anwendungen definiert, die in einem hochdynamischen Fehlerfall eine Bereitstellung von Energie aus dem ESS innerhalb von wenigen Millisekunden benötigen. Alle Anwendungen, deren benötigte ESS-Dynamik durch den Leistungsverlauf einer WEA determiniert wird, können mit Speichern bis zur Dynamikkategorie d2 betrieben werden. In den folgenden Untersuchungen werden ESS-Leistungsgradienten, die sich aus der Dynamik der Windleistung ergeben, bis maximal 0,06 p.u./s simulativ ermittelt. Rechnerisch muss die Steigerung der Wirkleistungsabgabe auf 1 p.u. hierbei innerhalb

von knapp 17 Sekunden erfolgen können, was durch Speicher der Dynamikkategorie d2 realisierbar ist. Die Kategorie d3 bezieht sich auf Anwendungen, bei denen die Bereitstellungszeit der vollen ESS-Leistung mindestens im geringen Minutenbereich liegen muss.

In Tabelle 4.4 sind die Kategorien zur Selbstentladungsrate definiert. Maßgeblich zur Bewertung der entsprechenden Anforderungen ist hierbei das Kriterium anzuziehen, wie lange Energie gespeichert werden muss. Es gilt hierbei der Grundsatz, dass die Selbstentladungsrate mit zunehmend benötigter Speicherdauer sinken muss. Daher kann Kategorie s1 auf Anwendungen bezogen werden, die eine hohe Anforderung und Kategorie s2 eine geringe Anforderung an das Vorhalten von Energie bemessen auf den Zeitraum eines Tages haben. Anwendungen, bei denen Energie nur sehr kurzfristig gespeichert wird, weil ein ständiger Wechsel zwischen Ein- und Ausspeicherprozessen stattfindet, werden mit Kategorie s3 bewertet.

Die Anforderung an den Wirkungsgrad, dessen Kategorien entsprechend Tabelle 4.1 definiert sind, bemisst sich zum einen an dem Ziel, ein Einspeisedefizit auszugleichen und damit den Gesamtbetrieb wirtschaftlicher zu gestalten. Zum anderen steigt der zusätzliche Regulierungsaufwand zum Erreichen der Ein- und Ausspeicherneutralität bei ESS mit geringem Wirkungsgrad an. Insbesondere bei kurzfristigen energieausgleichenden Anwendungen mit einer hohen Ein- und Ausspeicherrate wird ein hoher Wirkungsgrad benötigt, um den Aufwand zur Einhaltung der Ein- und Ausspeicherneutralität gering zu halten. Durch Kategorie w1 werden diesbezüglich die höchsten Anforderungen gestellt. Anwendungen, bei denen das Defizit ohne Speicher auch mit einem Speicherwirkungsgrad größer 80 % bezogen auf den Gesamtbetrieb reduziert werden kann, werden mit Kategorie w2 bewertet. Kategorie w3 eignet sich für Anwendungen, bei denen die Funktionalität gegenüber dem Wirkungsgrad priorisiert wird. Hierbei handelt es sich vor allem um Anwendungen, die in Notfällen den sicheren Betrieb weiterhin gewährleisten sollen.

Falls die Bewertung bezüglich der Zykleneigenschaften einer Anwendung entsprechend der in Tabelle 4.2 definierten Kategorien nicht wie im vorangegangenen Kapitel durch Auswertung von Leistungsverläufen erfolgen kann, erfolgt diese anhand einer Abschätzung und durch Literaturlauswertung bezüglich der zu erwartenden Eintrittshäufigkeit der jeweiligen Anwendung. Kategorien z1 und z2 werden für Anwendungen verwendet, bei denen Energie vorgehalten werden muss und kein ständiges Ein- und Ausspeichern erfolgt. Dagegen erfordern Anwendungen mit einem ständigen Wechsel aus Ein- und Ausspeichervorgängen Zyklenanforderungen entsprechend Kategorie z3.

Erfolgt für Anwendungen entsprechend der Definition des vorangegangenen Kapitels keine Bewertung hinsichtlich der kapazitiven Auslegung, wird diese anhand einer Abschätzung und durch Literaturlauswertung erstellt. Anwendungen, bei denen ein ständiger Wechsel zwischen Ein- und Ausspeichervorgängen erfolgt, werden bezüglich ihrer benötigten Kapazität nach Tabelle 4.5 mit Kategorie k1 bewertet. Wird das Vorhalten von Energie im Stundenmaßstab benötigt, erfolgt eine Einteilung in Kategorie k2. Das langfristige Vorhalten von viel Energie über Tage hinaus erfordert Kategorie k3.

Im Falle der geforderten Dynamik, Selbstentladungsrate und des Wirkungsgrads entsprechen die gewählten Kategorien Mindestanforderungen und es können auch jeweils

Speicher einer entsprechend besseren Kategorie Verwendung finden.

### 5.2.3 Anwendung der Methodik an einem WEA-System

Die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellte Methodik wird im Folgenden verwendet, um die jeweiligen Anwendungen zu untersuchen und zu bewerten. In den simulativen Untersuchungen wird zunächst das Verhalten des WEA-Systems ohne das Vorhandensein eines geeigneten Speichers betrachtet. Es werden die geforderten Betriebsgrenzen durch das Anfahren nichtoptimaler Arbeitspunkte umgesetzt (s. Kapitel 3.4.2). Die in einem solchen Betrieb entstehenden Defizite in der Einspeisung werden jeweils ermittelt. Daraufhin wird das System um ein ESS erweitert und die WEA in ihrem jeweiligen optimalen Arbeitspunkt (Betrieb im MPPT-Modus) betrieben. Die Anforderungen bezüglich Einspeisebeschränkungen werden hierbei durch das ESS umgesetzt. Unter Berücksichtigung der Verluste des ESS können diese Defizite der Einspeisung auf diese Weise minimiert werden. Das Ziel in diesem Teil ist es nun stets, die Auslegung eines ESS für den jeweiligen Betriebsfall zu untersuchen und zu quantifizieren.

Als Defizit wird der Anteil der erzeugten Energie bezeichnet, der aufgrund von Einspeisebeschränkungen nicht in das Netz eingespeist werden darf. Es kann zwischen permanenten und zeitlich beschränkten Defiziten unterschieden werden.

## 5.3 Anwendungen nach geltenden Netzanschlussregelungen

### 5.3.1 Delta-Control und Regelreserve zur Frequenzregelung

Wird eine WEA im MPPT-Modus betrieben, ist die aus dem Wind erzeugte Leistung maximal und kann nicht weiter gesteigert werden. Nur eine sehr kurzzeitige Erhöhung durch Ausnutzung der kinetischen Energie der Rotorblätter ist möglich. Um diesem Nachteil entgegenzuwirken, kann die Anlage in einem grundsätzlich gedrosselten Zustand betrieben werden, so dass die Leistungsabgabe durch Entdrosselung wieder erhöht werden kann. Diese Betriebsart wird als „Delta Control“ (kurz:  $\Delta$ Control) bezeichnet. In Abbildung 5.2 wird sie exemplarisch dargestellt. Als Beispiel wird eine prozentuale Leistungsreserve von  $x_{\Delta C} = 5\%$  im Betrieb zurückgehalten. Im linken Fall bezieht sich diese Reserve auf die momentane Wirkleistung  $P_{\text{mom}}$  der WEA (relative Reserve), im rechten Fall auf ihre Nennleistung  $P_N$  (fixe Reserve). Wird eine Leistungsreserve für die Frequenzregelung gefordert, so ist eine fixe Reserve sinnvoll, da der Netzbetreiber nach [26] ebenfalls eine fixe Reserve für die Frequenzregelung vorzuhalten hat. Eine andere Anwendung ist die Sicherstellung der Einspeisevorhersage. Die Vorhersage der Windgeschwindigkeit unterliegt einem statistischen Fehler. Ist  $\Delta$ Control aktiviert, um eine mögliche Vorhersageunschärfe auszugleichen, empfiehlt sich der Betrieb mit relativer Reserve. In [122] wird ein Verfahren zur Ermittlung einer vorzuhaltenden Reserve vorgestellt, um diesen statistischen Fehler in der Vorhersage ausgleichen zu können.

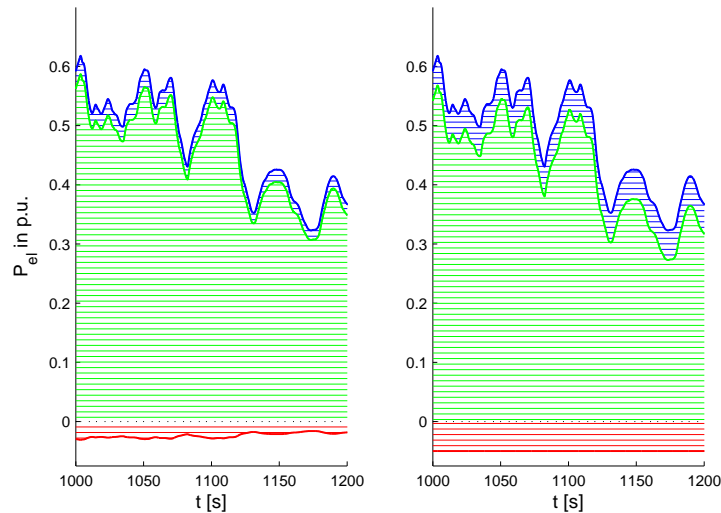


Abb. 5.2: Simulierter Beispielverlauf Leistungen bei  $\Delta$ Control mit einer relativen (links) und einer fixen (rechts) Reserve von  $x_{\Delta C} = 5\%$ , jeweils  $P_{WEA}$  in blau,  $P_{Netz}$  in grün,  $P_{ESS}$  in rot

Wie in Kapitel 2.2.2.1 analysiert wird, ist in einigen NAR die Möglichkeit zum Vorhalten einer Einspeisereserve gefordert, damit sich die WEAn mit dieser an der Frequenzregelung beteiligen können. Entsprechende Statiken, die eine Erhöhung der Einspeisung bei Unterfrequenz bzw. Verringerung bei Überfrequenz beschreiben, werden entsprechend angegeben (vergl. Abbildung 2.4 auf Seite 13). Zum Vorhalten einer Reserve kann eine WEA in einem nichtoptimalen Betriebspunkt betrieben werden. Als Referenzpunkt für die erhöhte Einspeisung wird in der Regel der Anschlusspunkt eines WPs an das Stromnetz betrachtet. Von daher ist es auch möglich, einzelne Anlagen abzuschalten und bei Bedarf hochzufahren, wenn die Steigerung der Leistung in der jeweils geforderten Zeit erbracht werden kann. Die Umsetzung und Analyse von Frequenzregelungen in WEAn wird in [58] und [123] beschrieben. Es wird unterschieden zwischen der Bereitstellung einer Momentanreserve durch Ausnutzung der kinetischen Rotorenergie und einer primären Regelreserve, die per  $\Delta$ Control an der WEA erzeugt wird. Je nach Netzsituation wird gefolgert, dass ein Zurückhalten von  $x_{\Delta C}$  mit 10% von  $P_N$  die Systemstabilität deutlich erhöht. In [59] wird untersucht, wie sich die Regelziele der Frequenzregelung und der Wirkleistungsglättung an einer WEA durch die Verwendung von  $\Delta$ Control vereinbaren lassen. Hier wird ein schwaches Inselnetz mit einem hohen Anteil von Windenergie betrachtet, das empfindlich auf Änderungen der Einspeisung durch turbulente Winde und plötzliche Laständerungen reagiert. Durch ein Zurückhalten von  $x_{\Delta C}$  zwischen 5% und 10% von  $P_N$  kann die Frequenzstabilität sichergestellt werden. Letztere nimmt hierbei mit steigendem Anteil von WEAn mit  $\Delta$ Control im Netz zu, da sich mit WEAn dynamischere Reaktionen auf Frequenzänderungen realisieren lassen, als mit konventionellen Erzeugern. Die Umsetzung von aktiver Wirkleistungsregelung wird am Beispiel des Horns Rev Windparks an der dänischen Nordseeküste in [124] beschrieben. Es werden Messergebnisse dargestellt, die den Betrieb des WPs im  $\Delta$ Control-Betrieb zeigen. Die theoretische mögliche Leistung wird im Falle einer Begrenzung über Kenntnis des Pitchwinkels, der Rotordrehzahl,



der momentanen Leistung  $P_{\text{mom}}$  und der WEA-Kennlinien geschätzt.

### 5.3.1.1 Anwendung von Delta Control an einem WEA-System ohne ESS

Beim Betrieb einer WEA mit einem Reservevorhalt von  $x_{\Delta C}$  resultiert ein Defizit der Einspeisung um eben diesen Faktor  $x_{\Delta C}$ . In keiner der betrachteten NAR wird ein genauer Faktor spezifiziert, allerdings können entsprechend der dänischen und irischen NAR theoretisch Faktoren von 80 bis 85 % durch den jeweiligen Netzbetreiber gefordert werden. Wird die (L)FSM Anforderung nach Abbildung 2.4 so betrachtet, dass entsprechend dem RfG der ENTSO-E [26] eine Regelreserve durch WEAn bereit gestellt wird, kann das jeweils entstehende Einspeisedefizit mit Gleichung (5.5) berechnet werden.

$$x_{\Delta C} = \frac{(f_{\min} - |f_{\text{tot}}|)/f_N}{s_{\text{droop}}} \quad (5.5)$$

Im RfG wird eine Statik mit  $s_{\text{droop}}$  zwischen 2% und 12% gefordert. Daraus resultieren Defizite unter der Annahme eines Totbands  $\pm f_{\text{tot}}$  um  $f_N$  und einer Erbingung der vollen Regelleistung, falls die Frequenz um mindestens  $f_{\min}$  von  $f_N$  abweicht, dargestellt in Tabelle 5.2. Die hierbei gewählten Werte für  $f_{\text{tot}}$  und  $f_{\min}$  orientieren sich an typischen aktuellen Anforderungen ( $f_{\text{tot}} = \pm 20$  mHz,  $f_{\min} = -200$  mHz) und angenommenen verschärften Szenarien (ohne Totband und mit geringerer Minimalfrequenz). Das Zu-

Tab. 5.2: Erforderliche dauerhafte Abregelung einer WEA ohne ESS um  $x_{\Delta C}$  von  $P_N$  zum Vorhalten einer Einspeisereserve zur Frequenzregelung ((L)FSM) bei einem Frequenztotband  $f_{\text{tot}}$  um  $f_N$  und maximaler Leistungserbringung bei Unterschreiten von  $f_{\min}$  für verschiedene  $s_{\text{droop}}$ -Faktoren nach Gleichung (5.5)

$f_{\text{tot}}$	$\pm 20$ mHz	0 mHz	$\pm 20$ mHz
$f_{\min}$	-200 mHz	-200 mHz	-400 mHz
$s_{\text{droop}}$	12 %   2 %	12 %   2 %	12 %   2 %
$x_{\Delta C}$	3 %   18 %	3,3 %   20 %	6,3 %   38 %

rückhalten der Reserve im  $\Delta$ Control-Betrieb ist quasi zeitlich nicht begrenzt. Wenn die Drosselung des Betriebs aufgelöst wird, kann die WEA bis zum Einschlafen des Windes einen um diese vorher zurück gehaltene Reserveleistung höheren Wirkleistungsbetrag einspeisen. Hierdurch kann eine WEA also einen zur Primär- und Sekundärregelreserve vergleichbaren Beitrag zur Stützung der Netzfrequenz leisten, wenn eine Windbeständigkeit vorausgesetzt wird.

### 5.3.1.2 Anwendung von Delta Control an einem WEA-System zur Frequenzregelung mit ESS

Soll ein ESS für die Frequenzregelung an einer WEA verwendet werden, kann zwischen zwei grundsätzlichen Realisierungen unterschieden werden.

1. Das ESS wird so betrieben, dass eine zeitlich begrenzte Regelleistung erbracht werden kann. Durch das ESS wird im Falle einer Unterfrequenz die Leistungsabgabe der WEA erhöht. Nach kompletter Ausspeicherung der Reserveenergie oder nach Klärung der Unterfrequenz wird das ESS wieder geladen. Im Falle einer Überfrequenz wird die WEA gedrosselt.
2. Es wird die (L)FSM in Kombination mit einem ESS so umgesetzt, dass sich der Speicher bei Überfrequenz lädt und bei Unterfrequenz entlädt. Der Speicher ist so ausgelegt, dass sich dieses System gegenüber der WEA energieneutral verhält.

Beide dieser Anwendungen werden im Folgenden beschrieben und analysiert. Jeweilige Vor- und Nachteile werden verglichen. Im Gegensatz zur permanenten Drosselung einer WEA zum Vorhalten einer Reserve (s. Kapitel 5.3.1.1) ist die Bereitstellungsdauer von Regelleistung bei der Verwendung eines ESS begrenzt.

### Anwendung 1: Fixe Regelennergie

Entsprechend den NAR in Kapitel 2.2 und gängigen Anforderungen zur Primärregelung wird im Rahmen dieser Arbeit das Vorhalten einer Regelleistung von 30 min angenommen (vergl. Anforderungen aus [25]). Die maximal umzusetzende Leistung ergibt sich anhand der (L)FSM-Statik entsprechend Abbildung 2.4. In Anlehnung an [26] wird ab einer Frequenzabweichung  $\Delta f$  von  $-200$  mHz die Einspeisung der vollen Reserveleistung und ein Frequenztotband von  $\pm 20$  mHz um die Nennfrequenz  $f_N$ , in dem keine Regelleistung erbracht wird, angenommen (vergl. Kapitel 3.3.1). In der Simulation werden Frequenzmessdaten aus dem deutschen Stromnetz (KW01/13 bis KW13/13, 1 Messwert pro Sekunde, bereitgestellt von [43]) verwendet, um die Auslegung eines ESS für den  $\Delta$ Control-Betrieb zu untersuchen. Das Simulationsschema des Verfahrens ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Durch die Regelennergie soll hierbei ledig-

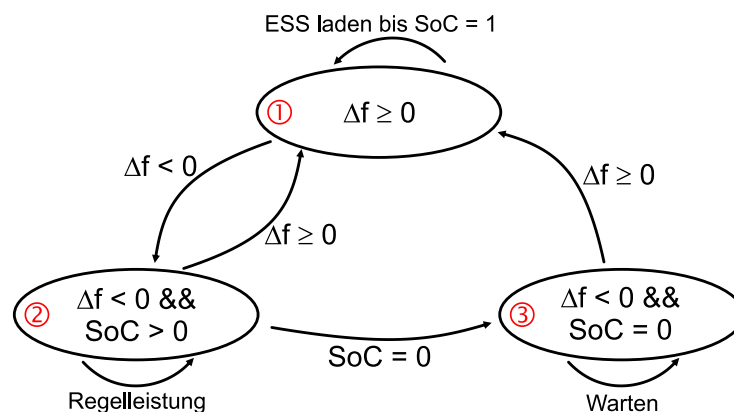


Abb. 5.3: Verfahren zur Untersuchung von  $\Delta$ Control in Abhängigkeit der Abweichung  $\Delta f$  der Netzfrequenz vom Totband und vom Ladezustand  $\text{SoC}$  des ESS

lich das System bei Unterfrequenzen gestützt werden. Die Aufladung des ESS erfolgt in Zustand 1 nach Klärung der Unterfrequenz oder wenn höhere Regeleinrichtungen (z.B. für die Sekundär- oder Tertiärregelung) den Betrieb übernommen haben. Die Höhe der Regelleistung  $\Delta P$  wird in Abhängigkeit des gewählten droop-Faktors  $s_{\text{droop}}$  und

$\Delta f$  entsprechend Gleichung (2.1) berechnet. In Abbildung 5.4 sind die berechneten

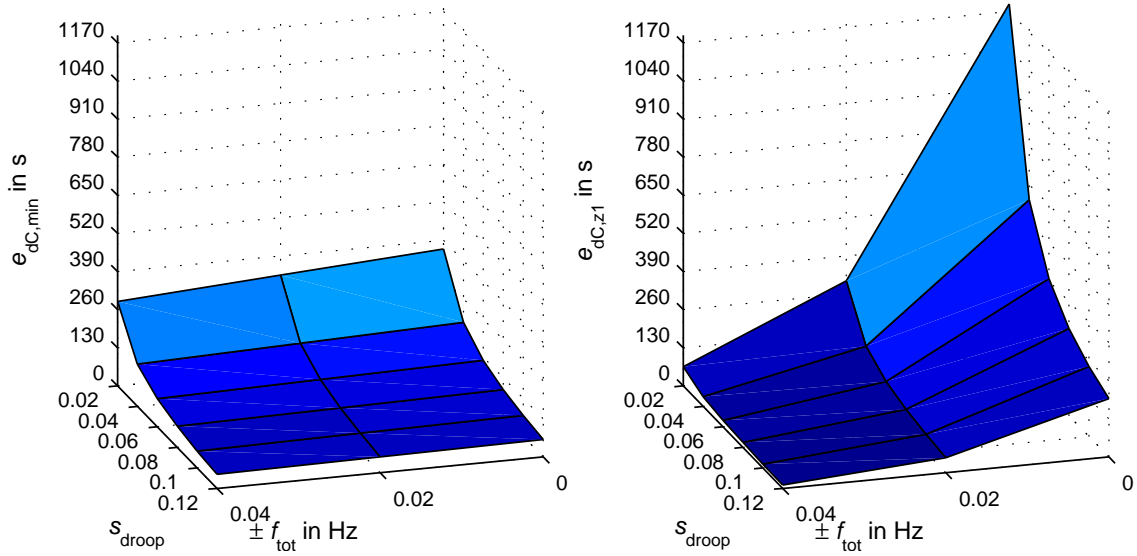


Abb. 5.4: Kapazitive Auslegung des ESS bei  $\Delta$ Control, Minimalanforderung des Verfahrens  $e_{dC,min}$  (links, berechnet) und Auslegung für einen Speicher mit der Zyklenkategorie z1  $e_{dC,z1}$  (rechts, simuliert) in Abhängigkeit des Frequenz-Totbands  $\pm f_{tot}$  des droop-Faktors  $s_{droop}$

Werte für die minimale kapazitive Auslegung  $e_{dC,min}$  (links) und die aus der Simulation ermittelten Werte für die Auslegung eines Speichers mit der Zyklenkategorie z1  $e_{dC,z1}$  (rechts) dargestellt. Die Werte für  $e_{dC,min}$  berechnen sich aus der jeweils maximal einzuspeisenden Leistung und der Speicherdauer von 30 min entsprechend der Frequenzregelstatik in Abbildung 2.4. Es ergibt sich hieraus eine lineare Abhängigkeit vom Frequenztotband und eine reziproke von der Statik  $s_{droop}$  nach Gleichung (5.6), wie auch im linken Teil der Abbildung zu erkennen ist.

$$e_{dC,min} = \underbrace{\frac{(200 \text{ mHz} - |f_{tot}|)}{s_{droop} \cdot 50 \text{ Hz}}}_{x_{\Delta C} \text{ (vergl. Gleichung (5.5))}} \cdot P_N \cdot 30 \text{ min} \cdot 60 \frac{\text{s}}{\text{min}} \quad (5.6)$$

Aus der simulativen Untersuchung der Frequenzmesswerte (s. Abbildung 5.4 rechts) folgt allerdings, dass die bei entsprechendem droop-Faktor und Totband einzuspeisenden Energien zum Teil kleiner sind, als der Speicher jeweils in der Minimalauslegung bereitstellt. Das ist daran zu erkennen, dass  $e_{dC,min}$  für ein Totband von 20 und 40 mHz größer ist, als die entsprechenden Werte von  $e_{dC,z1}$ . Je kleiner das Totband gewählt wird, desto stärker steigen die kapazitiven Anforderungen an ein ESS für die gegebene Messreihe an. Daraus ist zu schließen, dass die Frequenzabweichungen der Messreihe kaum die Grenzen des Totbands überschreiten und Abweichungen, in denen die Frequenzregelrichtungen aktiv werden, nur selten vorkommen, wie auch in Kapitel 3.3.1 festgestellt wird. In der zentraleuropäischen Regelzone befindet sich die Netzfrequenz zu 60% bis 70% der Zeit im Toleranzband.

Die Werte zur Dimensionierung eines ESS sind für das Vorhalten einer fixen Regelreserve zur Frequenzstützung in Tabelle 5.3 zusammengefasst. Die Werte in den Klammern

Tab. 5.3: Ergebnisse zur Auslegung eines ESS für den Betrieb an einer WEA zum Vorhalten einer fixen Regelreserve zur Frequenzstützung

Toleranzband $f_{tot}$	20 mHz		0 mHz	
Statik $s_{droop}$	2 %	12 %	2 %	12 %
$P_{dC,min}$	0,18 p.u.	0,03 p.u.	0,2 p.u.	0,033 p.u.
$e_{dC,min}$	324 s	54 s	360 s	60 s
$e_{dC,z1}$	(305) 324 s	(51) 54 s	1.196 s	200 s
$e_{dC,z2}$	(157) 324 s	(27) 54 s	617 s	103 s
$e_{dC,z3}$	(2) 324 s	(0,3) 54 s	(6) 360 s	(1) 60 s
$VLS_{dC,V}$	1,98 h	0,33 h	7,76 h	1,29 h

stellen hierbei die Werte dar, die für einen entsprechenden Arbeitspunkt kleiner als  $e_{dC,min}$  ausfallen. Sie dürfen, wie oben erläutert, nicht zur Dimensionierung des ESS benutzt werden. Es ist ersichtlich, dass der Unterschied dieser Werte bei ESS der Zyklenkategorie z3 sehr viel größer ist, als in den anderen Zyklenkategorien. Das bedeutet, dass ein solcher Speicher für den Betrieb von  $\Delta$ Control zur Frequenzregelung bezüglich seiner Zyklenbelastung überdimensioniert und dementsprechend nicht optimal geeignet ist. Da in diesem Betrieb eine Regelreserve vorgehalten werden soll, eignen sich insbesondere die Speicher der Zyklenkategorien z1 und z2 am besten, die die niedrigsten Selbstentladungswerte aufweisen. Durch Hochrechnung der im Zeitraum von einem Jahr eingespeicherten Energie können die Verluste in Volllaststunden (VLS) pro Jahr angegeben werden, die durch den Wirkungsgrad  $\eta_{ESS}$  im ESS entstehen. Gemessen an je nach Aufstellungsstandort der WEA hier angenommenen erreichbaren 2.000 - 2.500 VLS/Jahr fallen die Verluste sehr gering aus.

## Anwendung 2: (L)FSM- Verfahren

Für diese Anwendung soll ein ESS so ausgelegt werden, dass es sich unter Berücksichtigung des ESS-Wirkungsgrads energieneutral verhält. Mit negativer Regelenergie im Falle einer Überfrequenz soll es sich laden, positive Regelenergie soll das ESS im Falle einer Unterfrequenz in das Netz einspeisen. Die Auslegung eines solchen ESS wird auch durch Analyse der bereits im vorangegangenen Kapitel genutzten Frequenzmessdaten aus dem deutschen Stromnetz (KW01/13 bis KW13/13, 1 Messung pro Sekunde, bereitgestellt von [43]) untersucht. Entsprechend Abbildung 5.5 werden die Frequenz-Zeitverläufe für unterschiedliche Statiken  $s_{droop}$  und Frequenz-Totbänder  $f_{tot}$  simuliert. Da sich die Anwendung energieneutral verhalten soll, ist die Sicherstellung der Ein- und Ausspeicherneutralität wichtig. Hierzu wird das ESS stärker geladen, wenn der Ladezustand unter seinem mittleren Wert liegt und im Netz Überfrequenz vorliegt, bzw. bei einem zu hohen Ladezustand wird die Energieeinspeisung in das Netz bei Unterfrequenz erhöht. Durch dieses Vorgehen ist sichergestellt, dass die minimal geforderte Regelleistung mindestens erbracht werden kann.

In Abbildung 5.6 sind die Simulationsergebnisse zur minimalen kapazitiven Auslegung

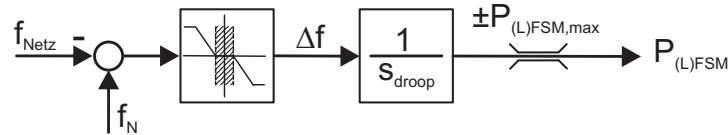


Abb. 5.5: Schema zur Simulation der Frequenz-Zeitverläufe nach den (L)FSM Anforderungen entsprechend den NAR

$e_{(L)FSM,min}$  für einen Speicher im (L)FSM-Betrieb dargestellt. Es ist zu erkennen, dass

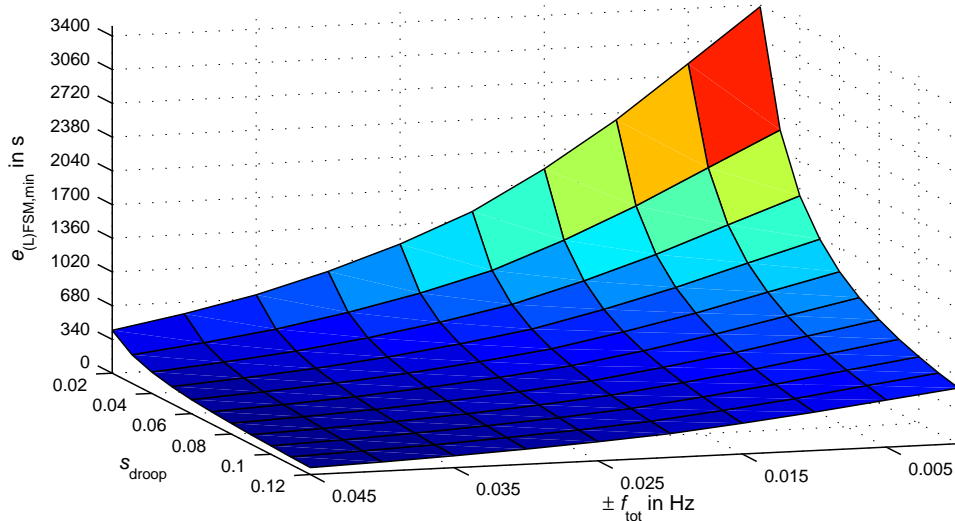


Abb. 5.6: Simulationsergebnisse zur Bestimmung der kapazitiven Minimalauslegung  $e_{(L)FSM,min}$  eines Speichers für den (L)FSM-Betrieb zur Unterstützung der Netzfrequenzregelung in Abhängigkeit des Frequenztotbands  $\pm f_{tot}$  um  $f_N$  und der geforderten Statik  $s_{droop}$

die benötigte Speicherkapazität auch hier sowohl mit steigendem  $s_{droop}$ , als auch mit zunehmendem Totband stark abnimmt. Der maximale Wert wird dagegen erreicht, wenn kein Totband vorliegt und die Intensität der Wirkleistungseinspeisung bei einem Frequenzfehler am größten ist. Im Vergleich zu der Anwendung zum Vorhalten einer fixen Regelreserve ist die minimale Auslegung stets deutlich größer. Das kann durch das nichtideal symmetrisch zur Nennfrequenz verlaufende Frequenzverhalten im Totband erklärt werden. Typischerweise steigt der Leistungsbedarf im Laufe eines Morgens an und es werden entsprechend Kraftwerkskapazitäten zugeschaltet. Diese Kapazitäten werden über die Strombörse EEX in Stundenblöcken gehandelt und mit dem Beginn einer jeden Stunde aktiviert. Da mit den zugeschalteten Kapazitäten der Energiebedarf der folgenden Stunde gedeckt werden soll, steigt die Netzfrequenz durch das Zuschalten sprunghaft an und sinkt durch den weiterhin zunehmenden Energiebedarf innerhalb dieses Zeitraums wieder ab. Typischerweise liegt deswegen morgens im Mittel Unterfrequenz vor. Abends sinkt der Energiebedarf und die Kraftwerkskapazitäten werden nach und nach reduziert, so dass im Mittel Überfrequenz vorliegt. Dieses Verhalten ist, wie an dem Tages-Beispielverlauf in Abbildung 3.5 auf Seite 28 zu erkennen ist, Bestandteil der für die Simulationen genutzten Verläufe und hat einen maßgeblichen Einfluss auf das Simulationsergebnis. Durch ein ESS würde daher morgens vermehrt positive Regel-

leistung zur Ausregelung von Unterfrequenzen, abends vermehrt negative Regelleistung zur Ausregelung von Überfrequenzen benötigt werden. Da sich die hier untersuchte Anwendung energetisch selbst tragen soll, wird ein entsprechend großer Speicher zur Überbrückung dieses tageszeitabhängigen Frequenzverhaltens benötigt. Die einzelnen Ergebnisse zu dieser Anwendung sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst. Die Auslegung

Tab. 5.4: Ergebnisse zur Auslegung eines ESS für den Betrieb einer WEA für den (L)FSM-Betrieb mit dem Ziel der Frequenz-Regelung

	LFSM		FSM	
Toleranzband $f_{\text{tot}}$	20 mHz	20 mHz	0	0
Statik $s_{\text{droop}}$	2 %	12 %	2 %	12 %
$P_{(\text{L})\text{FSM},\text{min}}$	0,18 p.u.	0,03 p.u.	0,2 p.u.	0,033 p.u.
$e_{(\text{L})\text{FSM},\text{min}}$	1.457 s	241 s	3.382 s	560 s
$e_{(\text{L})\text{FSM},z1}$	(761) 1.457 s	(127) 241 s	(2.947) 3.382 s	(493) 560 s
$e_{(\text{L})\text{FSM},z2}$	(393) 1.457 s	(66) 241 s	(1.520) 3.382 s	(255) 560 s
$e_{(\text{L})\text{FSM},z3}$	(4) 1.457 s	(1) 241 s	(15) 3.382 s	(3) 560 s
$\text{VLS}_{(\text{L})\text{FSM},\text{V}}$	2,49 h	0,42 h	9,63 h	1,61 h

hinsichtlich der Leistung eines ESS für den (L)FSM Betrieb erfolgt entsprechend zur  $\Delta$ Control-Anwendung, da dieselbe Statik zur Bemessung der Leistung vorliegt und dasselbe Frequenzverhalten zugrundegelegt wird. Im Vergleich der Speicherkategorien ist ersichtlich, dass insbesondere Speicher der Kategorie z3 zyklentechnisch stark überdimensioniert vorliegen müssten, um die Mindestauslegung zu realisieren. Zwar gilt dieses auch für Speicher, die nur für geringe Zyklenzahlen geeignet sind, doch ist hier die Differenz zur Minimalauslegung am geringsten. Solche Speicher der Kategorie z1, vornehmlich Batterien, sind daher am besten für diesen Betrieb geeignet. Sie weisen auch die geringsten Selbstentladungsraten auf, was insbesondere hier mit dem Bedarf zur Überbrückung von mehreren Stunden sinnvoll ist.

### 5.3.2 Ramp-Rate-Limitation

Wie in Kapitel 2.2 gezeigt wird, wird in vielen NAR eine Regulierung der Einspeisegradien gefordert. Hierbei kann unterschieden werden zwischen

- dem kontrollierten Anfahren und Abschalten einer WEA oder eines WPs mit einer maximal erlaubten Steigerung bzw. Reduktion der Leistungseinspeisung,
- dem kontrollierten Anfahren und Verlassen von zeitlich begrenzten Einspeisevorgaben,
- der Nachführung der Einspeisung bei einer Änderung der mittleren Windstärke oder

- der Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung eines WEA-Systems durch positive und zum Teil ebenfalls negative maximale Gradienten im Normalbetrieb.

Bis auf den letzten Punkt handelt es sich hierbei um Maßnahmen, die nur in bestimmten Situationen, die nicht dem dauerhaften Normalbetrieb entsprechen, Anwendung finden. Die folgende Analyse bezieht sich auf den letzten Punkt, da hier der Einfluss auf den Einspeiseverlauf am größten ist. Es kann unterschieden werden zwischen einer

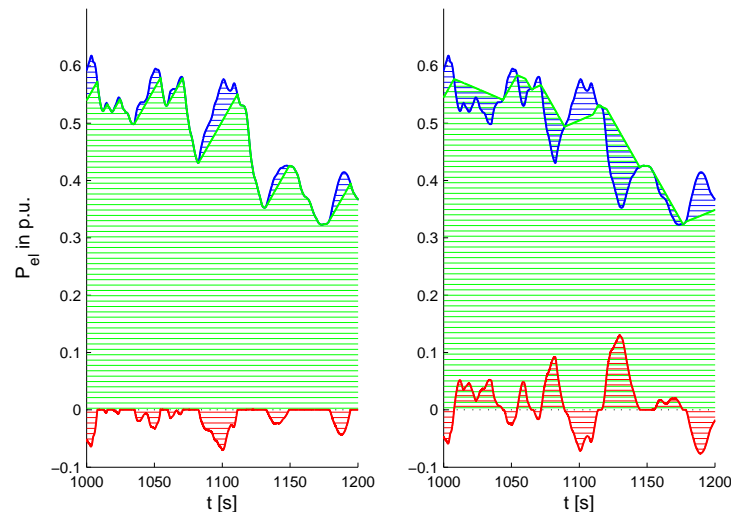


Abb. 5.7: Simulierter Beispielverlauf Leistungen bei pRRL (links) und pnRRL (rechts), jeweils  $P_{\text{WEA}}$  in blau,  $P_{\text{Netz}}$  in grün,  $P_{\text{ESS}}$  in rot

Begrenzung der positiven Rampe (links, positive Ramp-Rate-Limitation, kurz pRRL) und einer Begrenzung sowohl positiver als auch negativer Rampen (rechts, positive/negative Ramp-Rate-Limitation, kurz pnRRL), so wie es entsprechend in Abbildung 5.7 dargestellt ist. Der von der WEA produzierte Leistungsverlauf (blau) wird hierbei hinsichtlich seines Gradienten bei der pRRL auf einen positiven Maximalwert und bei der pnRRL zusätzlich auch auf einen negativen Maximalwert begrenzt (jeweils grüne Verläufe). Das ESS nimmt die Differenz auf bzw. gibt diese ab. Der Hauptunterschied beider Anwendungen ist, dass die pnRRL im Vergleich zur pRRL nicht ohne das Vorhandensein einer Wirkleistungsreserve an einer WEA realisierbar ist. Diese Energie kann entweder im Rahmen des verfügbaren Drehzahlbereichs der Trägheit der Rotorblätter (Trägheitsregelung, engl. inertia control), einem zusätzlichen Speicher oder einer Kombination beider entnommen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Verwendung eines Speichers untersucht.

In [65] wird eine WEA mit einem ESS so ausgelegt und angesteuert, dass zum einen eine maximale Einspeiserampe von  $\pm 5\%$  des letzten Minutenmittels der eingespeisten Leistung und zusätzlich eine Glättung der Ausgangsleistung durch die Verwendung eines Filters zur Generierung des Sollverlaufs erreicht werden kann. Hierbei wird eine Kombination eines DSK-Moduls für hohe Leistungs- und Dynamikanforderungen mit einer Zink-Bromid-Batterie zur zusätzlichen Erhöhung der Energiedichte als gut geeignet bewertet. In [29] wird die Rampenbegrenzung von mehreren miteinander kommunizierenden WEAn in einem WP bei Nutzung von inertia control untersucht. Weist

der Einspeiseverlauf eine zu starke Leistungssteigerung auf, wird dieser durch eine entsprechende Beschleunigung der Rotorblätter, also der Speicherung der überschüssigen Energie in der Rotation dieser, begrenzt. Es wird gefolgert, dass mit dem vorgeschlagenen Optimierungsverfahren eine Erhöhung des Ertrags um ca. 1% im Vergleich zu einer Begrenzung positiver Einspeiserampen ohne inertia control erreicht werden kann. Die Autoren von [11] untersuchen reale Einspeiseverläufe von mehreren Windparks in Spanien. Sie stellen fest, dass der Glättungseffekt vieler Windparks nicht ausreicht, um eine gesamtheitliche Einhaltung von Rampenbeschränkungen zu erreichen. Ohne die benötigte Auslegungsgröße zu spezifizieren wird allerdings die Verwendung von Speichern als notwendig gefolgert. Aus der Analyse verschiedener NAR in Kapitel 2.2 kann gefolgert werden, dass die geforderte Bandbreite maximaler Einspeisegradienten  $G_{lim}$  zwischen  $0,01 \frac{P_{u.}}{\min}$  und  $1 \frac{P_{u.}}{\min}$  liegen kann. In den häufigsten Fällen sind allerdings Werte zwischen  $0,05 \frac{P_{u.}}{\min}$  und  $0,1 \frac{P_{u.}}{\min}$  gefordert. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher der Bereich zwischen  $[0,05...0,5] \frac{P_{u.}}{\min}$  untersucht.

Ziel dieser Untersuchung soll sein, die Auswirkungen auf die Einspeisung durch eine Vorgabe eines maximal erlaubten Wirkleistungsgradienten  $G_{lim}$  zu bewerten. Die Ergebnisse geben zunächst Auskunft über die Höhe der zu erwartenden Defizite, wenn kein Speicher vorhanden ist und die pRRL umgesetzt wird. Ferner wird die sinnvolle Dimensionierung eines ESS bei Umsetzung der pRRL untersucht, mit dem Ziel, die WEA im optimalen Betrieb zu betreiben und dadurch Einspeisedefizite zu vermeiden.

### 5.3.2.1 Anwendung der pRRL auf einem WEA-System ohne ESS

Wird eine WEA mit der Begrenzung des positiven Einspeisegradienten betrieben, entsteht ein von dem maximal erlaubten Gradienten  $G_{lim}$  abhängiges Defizit der Einspeisung. Der Betrieb kann relativ einfach implementiert werden, wie in Abbildung 5.8 als Ablaufdiagramm dargestellt wird. Ist der Gradient der dem Wind entnommenen

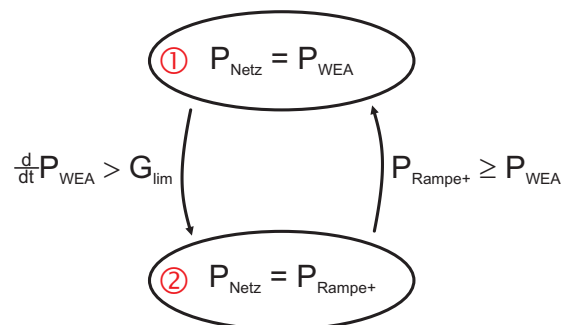


Abb. 5.8: Ablaufdiagramm für den WEA-Betrieb mit pRRL ohne die Verwendung eines ESS

Leistung  $\frac{d}{dt} P_{WEA}$  geringer als  $G_{lim}$ , so kann die Leistung  $P_{WEA}$  in das Netz eingespeist werden (Zustand 1). Übersteigt  $\frac{d}{dt} P_{WEA}$  den maximal erlaubten Gradienten, so findet ein Wechsel nach Zustand 2 statt und es wird durch Anfahren nichtoptimaler Betriebspunkte der Leistungskoeffizient  $c_p$  so reduziert, dass ein Leistungsverlauf  $P_{Rampe+}$  mit dem Gradienten  $G_{lim}$  zur Einspeisung in das Netz realisiert wird. In Abbildung 5.9



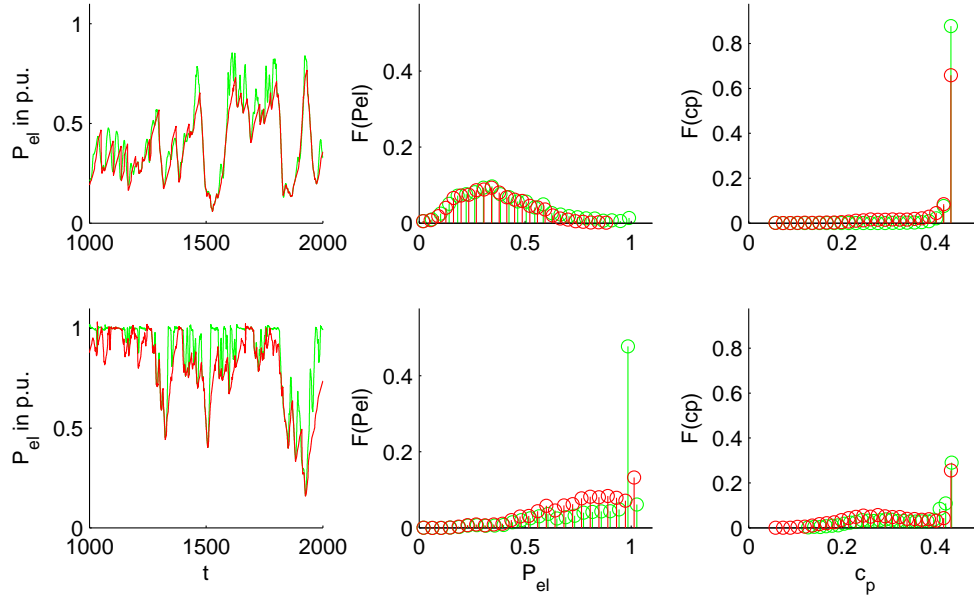


Abb. 5.9: Simulierter WEA-Einspeiseverlauf  $P_{el}$  (links), dessen Histogramm (Mitte) und das Histogramm des Leistungskoeffizienten  $c_p$  (rechts) im Vergleich für den MPPT-Betrieb (grün) und den pRRL-Betrieb mit  $G_{lim} = 0.25 \frac{P_{el}}{P_{min}}$  (rot) für die Windklasse IEC IA mit  $v_{Wind} = v_{avg}$  (obere Reihe) und  $v_{Wind} = v_N$  (untere Reihe)

werden die Auswirkungen auf den Betrieb der WEA hierbei ersichtlich. Im oberen Teil der Abbildung arbeitet die WEA im Leistungsoptimierungsbereich, im unteren zumeist im Leistungsbegrenzungsbereich. An den Einspeiseverläufen (links) kann erkannt werden, dass die eingespeiste Leistung im durch pRRL begrenzten Falle (rot) nahezu stets geringer ist, als im MPPT-Betrieb (grün). Dies wird auch im Histogramm (Mitte) erkenntlich, das die relative Häufigkeit der Einspeiseleistung darstellt. Der Betrieb im Leistungsbegrenzungsbereich ist im unteren mittleren Histogramm deutlich an dem Peak bei Nennleistung zu erkennen. Der Performanceverlust der WEA ist am Histogramm des Leistungskoeffizienten  $c_p$  (rechts) ersichtlich. So treten im MPPT-Betrieb die optimalen Leistungskoeffizienten ( $c_{opt} \approx 45\%$ ) mit einer relativen Häufigkeit von  $F(c_{opt}) \approx 88\%$  (rechts oben, grün) und bei pRRL von ca.  $66\%$  (rechts oben, rot) auf. Die entsprechenden Defizitenergien  $\Delta E_{pRRL}$  der Einspeisung sind in Abbildung 5.10 in Abhängigkeit zur IEC-Windklasse, der Turbulenzintensität und  $G_{lim}$  für die entsprechend in Kapitel 3.4.3 definierten Durchschnitts- (oben) und Nennwindgeschwindigkeiten (unten) dargestellt. Es ist klar zu erkennen, dass sich die Defizite mit zunehmendem  $G_{lim}$  exponentiell und ebenfalls mit sinkender Turbulenzintensität reduzieren. Dieses Verhalten ist unabhängig von den Windverhältnissen feststellbar. Zwischen den Windklassen ist kein wesentlicher Unterschied in den Defiziten erkennbar. Wie im vorangegangenen Abschnitt bereits festgestellt wurde, werden in den meisten NAR maximale Gradienten zwischen  $0,05 \frac{P_{el}}{P_{min}}$  und  $0,1 \frac{P_{el}}{P_{min}}$  gefordert. In diesen Fällen sind Einspeisedefizite zwischen  $15\%$  und  $20\%$  zu erwarten. Zudem sind diese Defizite größtenteils unabhängig von der IEC-Klasse. Da mit zunehmender Turbulenzintensität auch die Defizite steigen, sind daher vor allem WEAn, die an Land in Gebieten mit großer Bo-

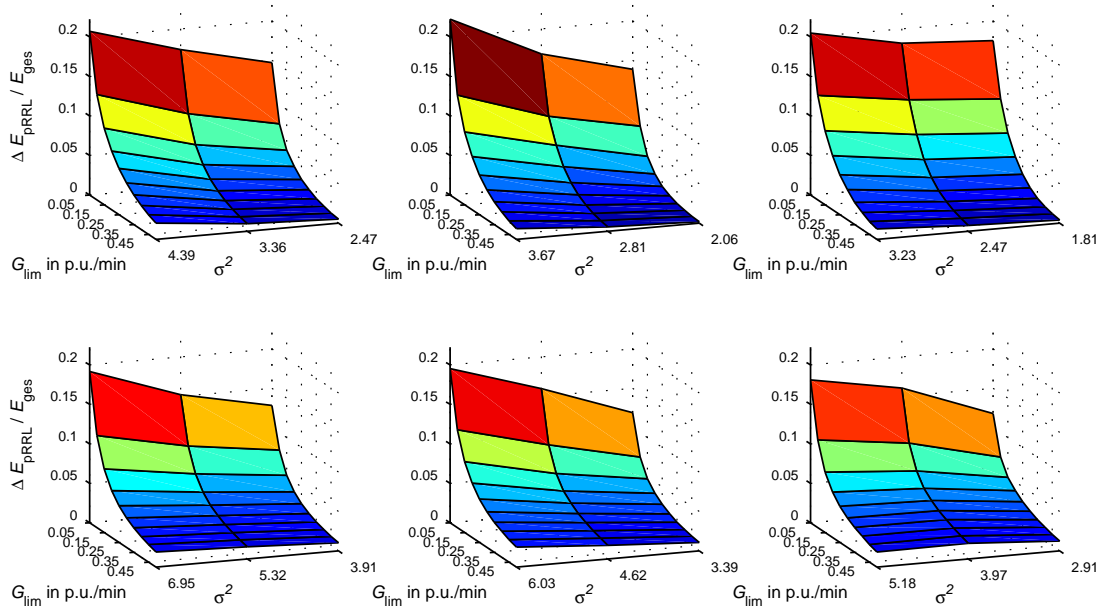


Abb. 5.10: Vergleich der Defizite  $\Delta E_{pRRL}/E_{ges}$  in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den maximalen Einspeisegradien  $G_{lim}$  mit  $v_{Wind} = v_{avg}$  (obere Reihe) und  $v_{Wind} = v_N$  (untere Reihe) bei pRRL

denrauhigkeit (vergl. Kapitel 3.4.3) aufgestellt werden, von entsprechenden Defiziten im Falle einer pRRL stark betroffen.

### 5.3.2.2 Anwendung der pnRRL auf einem WEA-System mit ESS

Ist ein ESS verfügbar, so kann die WEA stets im MPPT-Modus betrieben werden. In Abbildung 5.11 ist das entsprechende Ablaufdiagramm dargestellt. Das System befindet

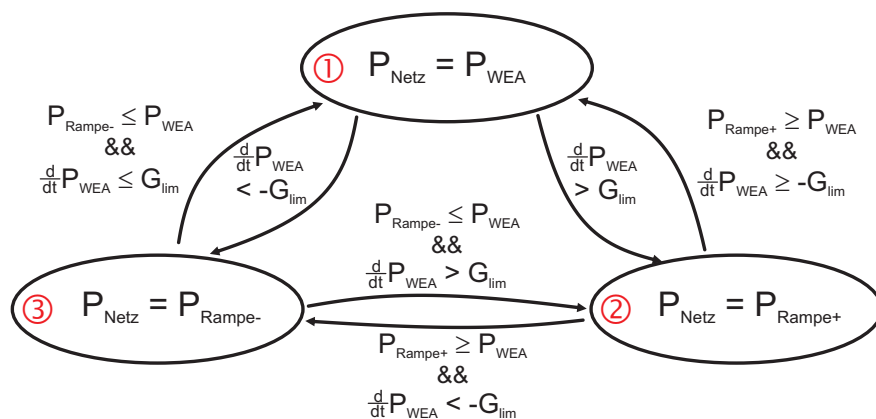


Abb. 5.11: Ablaufdiagramm WEA-Betrieb mit positiver und negativer Ramp-Rate-Limitation (pnRRL) bei Verwendung eines entsprechend ausgelegten Speichers

sich in Zustand 1, wenn für den Gradienten der von der WEA generierten Leistung

$P_{\text{WEA}}$  Gleichung (5.7) gilt.

$$-G_{\text{lim}} \leq \frac{d}{dt} P_{\text{WEA}} \leq G_{\text{lim}} \quad (5.7)$$

Wird  $G_{\text{lim}}$  überschritten, wechselt das System in Zustand 2 und es wird eine positive Rampe  $P_{\text{Rampe+}}$  mit einer maximalen Steigung von  $G_{\text{lim}}$  in das Netz abgegeben, analog bei Unterschreitung von  $-G_{\text{lim}}$  erfolgt Zustand 3 mit der Einspeisung einer negativen Rampe  $P_{\text{Rampe-}}$ . Die Differenzleistung  $P_{\text{ESS}}$  der eingespeisten Rampe und der von der WEA erzeugten Leistung nimmt der Energiespeicher auf, bzw. wird von ihm abgegeben.

In Abbildung 5.12 sind für diesen Betrieb die Maximalwerte der Differenzleistungen zur minimalen ESS-Auslegung hinsichtlich dessen Leistung  $P_{\text{pnRRL,min}}$  dargestellt. Für alle

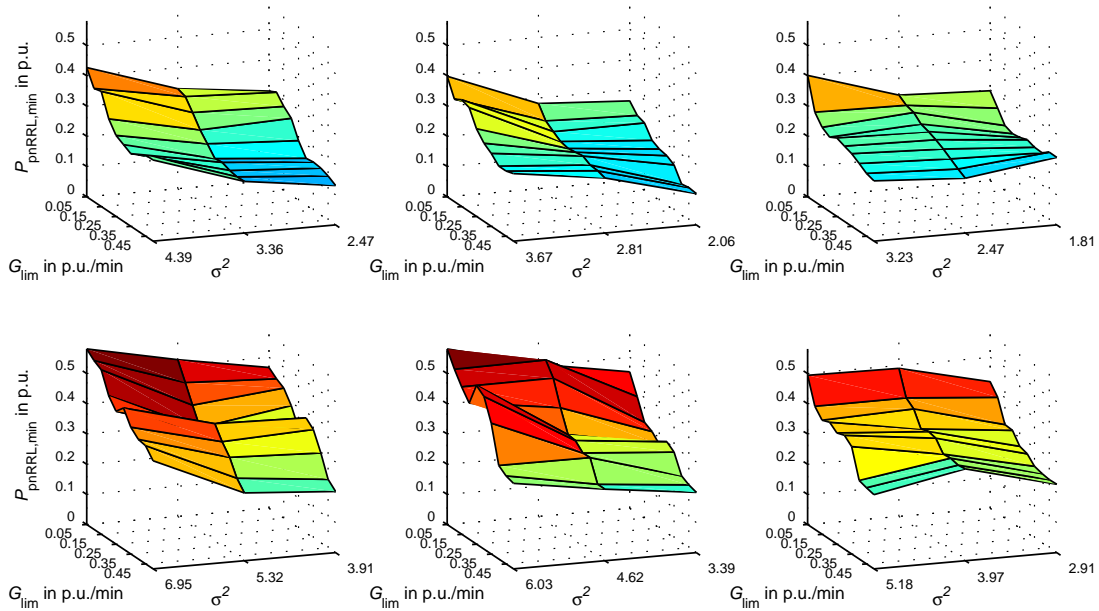


Abb. 5.12: Vergleich der minimalen ESS-Auslegung hinsichtlich der Leistung  $P_{\text{ESS,min}}$  in p.u. in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den maximalen Einspeisegradierten  $G_{\text{lim}}$  mit  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{avg}}$  (obere Reihe) und  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{N}}$  (untere Reihe) bei pnRRL mit Rückführung des Ladezustands

Windverhältnisse ist eine deutliche Abhängigkeit vom Maximalgradienten ersichtlich, wobei  $P_{\text{pnRRL,min}}$  mit sinkendem  $G_{\text{lim}}$  zunimmt. Darüber hinaus nimmt  $P_{\text{pnRRL,min}}$  mit sinkender Turbulenzintensität kleinere Werte an. Je größer die mittlere Windgeschwindigkeit ist, desto stärker nimmt auch  $P_{\text{pnRRL,min}}$  zu. Die größten zu erwartenden Werte sind in der unteren Reihe zu finden. Da sich die WEA hier im Leistungsbegrenzungsbereich befindet und damit die generierte Leistung mit stärkerem Wind nicht noch weiter zunehmen wird, sind auch keine größeren Werte für  $P_{\text{pnRRL,min}}$  zu erwarten. Die Leistungsauslegung eines ESS für den pnRRL-Betrieb kann also anhand der Ergebnisse der unteren Reihe durchgeführt werden und nimmt Werte bis ca. 0,6 p.u. an. Um die Ein- und Ausspeicherneutralität zu gewährleisten, können die in das Netz eingespeisten Rampen manipuliert werden. Befindet sich zum Beispiel der Ladezustand des

Speichers weit unter dem angestrebten Mittel, wird dieser im folgenden Betrieb stärker geladen als entladen. Der Gradient positiver Einspeiserampen wird nun reduziert, so dass die vom ESS aufgenommene Leistung  $P_{\text{ESS}}$  steigt. Diese kann also unabhängig vom maximal zulässigen Gradienten  $G_{\text{lim}}$  stets höhere Werte aufweisen, die eher typisch für geringere Gradienten sind. Daraus resultiert, dass die kapazitive Auslegung des Speichers und die damit einhergehende Strategie zur Sicherstellung der Ein- und Ausspeicherneutralität einen Einfluss auf die Auslegung hinsichtlich der Leistung des ESS hat. In Abbildung 5.12 werden Leistungsmaximalwerte für ein System dargestellt, das eine hoch priorisierte Rückführung des Ladezustands zum angestrebten mittleren Wert aufweist und deswegen typisch für kleine Speicher mit geringer Kapazität ist. Diese Systemkonfiguration stellt damit die höchsten Ansprüche bezüglich der Leistung an ein ESS für die Anwendung der RRL. Für  $0,05 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}} \leq G_{\text{lim}} \leq 0,4 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$  sollte die Leistung  $P_{\text{pnRRL,min}}$  des ESS unabhängig von der IEC-Klasse auf den hier ermittelten Minimalwert von mindestens 0,6 p.u. ausgelegt werden, für größere  $G_{\text{lim}}$  ist eine Leistung von 0,45 p.u. ausreichend. Die maximalen ESS-Leistungsgradienten  $\frac{d}{dt} P_{\text{pnRRL,max}}$ ,

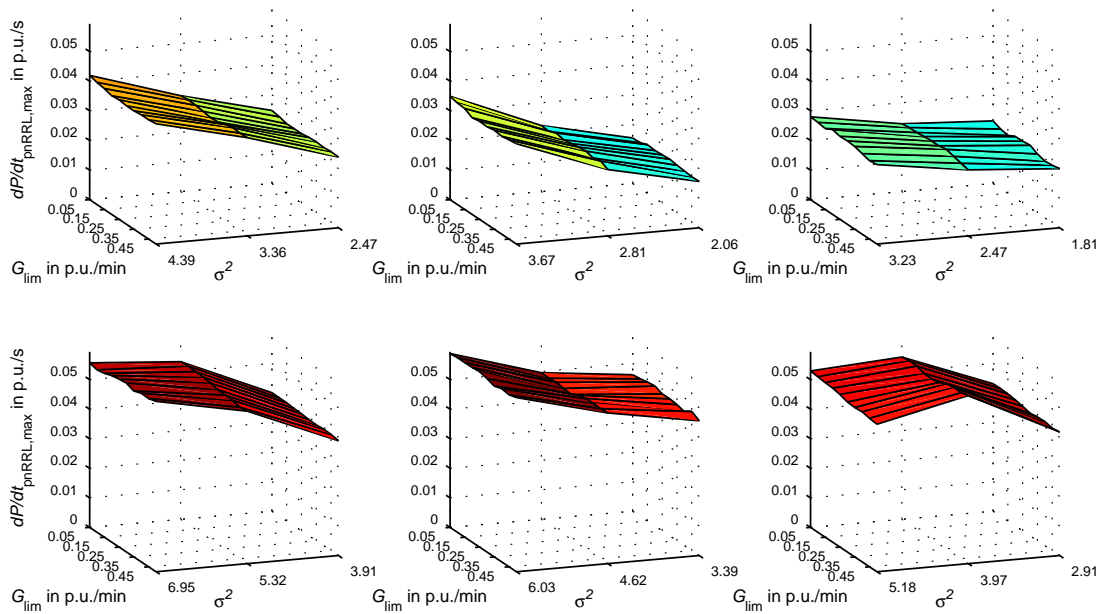


Abb. 5.13: Vergleich der maximalen ESS-Leistungsgradienten  $\frac{d}{dt} P_{\text{pnRRL,max}}$  in p.u./s in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den maximalen Einspeisegradierten  $G_{\text{lim}}$  mit  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{avg}}$  (obere Reihe) und  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{N}}$  (untere Reihe) bei pnRRL

die sich in Abhängigkeit der Windverhältnisse und der maximalen Einspeisegradierten  $G_{\text{lim}}$  im pnRRL-Betrieb ergeben, sind in Abbildung 5.13 dargestellt. Hier ist eine nur leichte nahezu lineare Abhängigkeit zu  $G_{\text{lim}}$  festzustellen. Vielmehr variieren die Werte in Abhängigkeit zur mittleren Windgeschwindigkeit und der Turbulenzintensität. Der maximale Wert mit ca.  $0,06 \frac{\text{p.u.}}{\text{s}}$  stellt allerdings für moderne Umrichter kein Problem in der Umsetzung dar (vergl. gemessene erreichbare Regeldynamik in Kapitel 6.5.2.2). Entsprechend Kapitel 5.2 ist die Anforderung an ein Speichersystem bezüglich seiner kapazitiven Auslegung in Abbildung 5.14 dargestellt. Die Ergebnisse unterscheiden sich zwischen den einzelnen IEC-Windklassen nur wenig voneinander. Mit sinkender

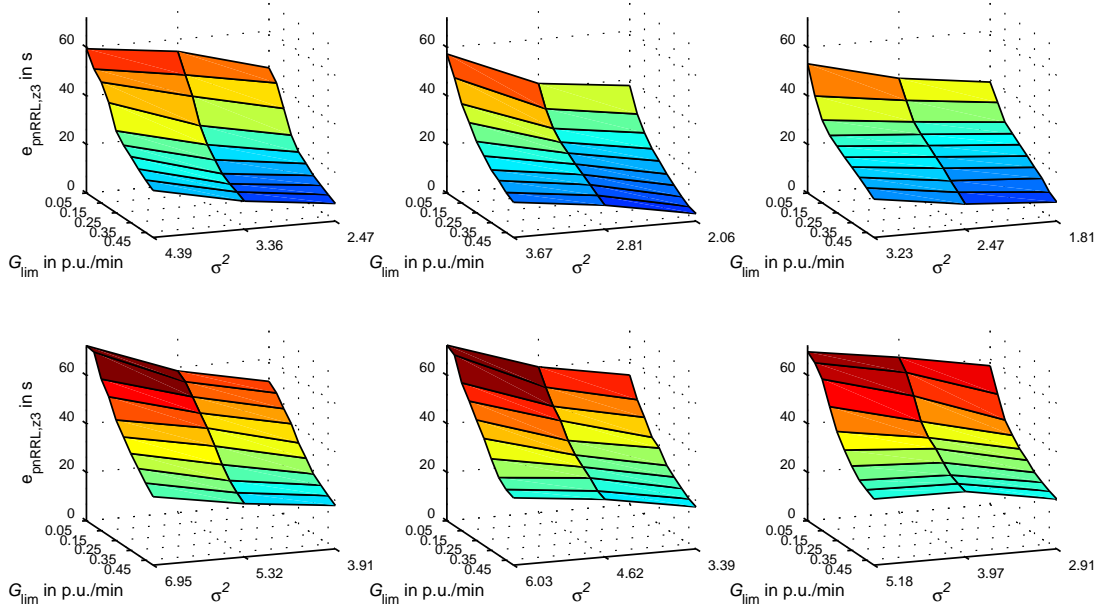


Abb. 5.14: Vergleich der Speicherkapazitätsanforderungen  $e_{\text{pnRRL},z3}$  in s in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den maximalen Einspeisegradierten  $G_{\text{lim}}$  mit  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{avg}}$  (obere Reihe) und  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{N}}$  (untere Reihe) bei pnRRL

Turbulenzintensität und steigendem  $G_{\text{lim}}$  nimmt  $e_{\text{pnRRL},z3}$  ab. Ein maximaler Wert von  $e_{\text{pnRRL},z3}$  wird für die Turbulenzklasse A (jeweils größtes  $\sigma^2$ ) bei kleinstem  $G_{\text{lim}}$  erreicht. Die Verwendung eines Speichers in dieser Zyklencategorie ist aufgrund der hohen Zyklenbelastung bei geringer kapazitiver Minimalauslegung des Speichers sehr gut geeignet. Die entsprechenden Werte für die anderen Kategorien sind in Tabelle 5.5 angegeben.

### 5.3.2.3 Zusammenfassung und Auswertung zur Dimensionierung des ESS

Die Ergebnisse aus diesem Abschnitt sind in Tabelle 5.5 zusammengefasst. Wird durch den Netzbetreiber eine pRRL gefordert, so resultieren aufgrund dieser Einspeisebeschränkung Ertragsdefizite in Abhängigkeit des limitierenden Maximalgradienten  $G_{\text{lim}}$  von bis zu 20% (vergl. Abbildung 5.10). Solche Werte werden auch in [65] ermittelt. Muss zudem auch der negative Gradient begrenzt werden, so ist dieses ohne einen Energiespeicher nicht möglich. Die notwendige Auslegung des ESS hängt, wie zuvor gezeigt, maßgeblich von  $G_{\text{lim}}$ , aber auch von den generellen Windverhältnissen, denen die WEA ausgesetzt ist, ab. Wie Tabelle 5.5 zeigt, gibt es einen erheblichen Unterschied zwischen den beiden verglichenen Anforderungen von  $G_{\text{lim}} = 0,05 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$  und  $G_{\text{lim}} = 0,4 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$ . Für die härtesten hier betrachteten Anforderungen muss das ESS auf bis zu ca. 0,6 p.u. der WEA-Leistung ausgelegt werden. Werden  $G_{\text{lim}} \geq 0,4 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$  gefordert, kann die Auslegung um etwa 0,15 p.u. reduziert werden. Die kapazitive Mindestauslegung für diese Anwendung beträgt ca.  $e_{\text{pnRRL},\text{min}} = 92 \text{ s}$  für  $G_{\text{lim}} = 0,05 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$  und ca.  $e_{\text{pnRRL},\text{min}} = 24 \text{ s}$  für  $G_{\text{lim}} = 0,4 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$ . Anhand der kapazitiven Auslegung der Speicher der einzelnen Zyklencategorien ist klar erkennbar, dass sich insbesondere Speicher

Tab. 5.5: Ergebnisse zur Auslegung eines ESS für den Betrieb einer WEA mit pnRRL

IEC-Klasse	$G_{\text{lim}} = 0,05 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$			$G_{\text{lim}} = 0,4 \frac{\text{p.u.}}{\text{min}}$		
	I	II	III	I	II	III
$P_{\text{pnRRL,min}}$	0,58 p.u.	0,58 p.u.	0,5 p.u.	0,43 p.u.	0,43 p.u.	0,36 p.u.
$\frac{d}{dt}P_{\text{pnRRL,max}}$	ca. $0,06 \frac{\text{p.u.}}{\text{s}}$			ca. $0,06 \frac{\text{p.u.}}{\text{s}}$		
$e_{\text{pnRRL,min}}$	73 s	79 s	92 s	24 s	18 s	16 s
$e_{\text{pnRRL,z1}}$	14.960 s	15.010 s	14.450 s	7.394 s	6.629 s	6.409 s
$e_{\text{pnRRL,z2}}$	7.712 s	7.739 s	7.450 s	3.812 s	3.418 s	3.305 s
$e_{\text{pnRRL,z3}}$	73 s	(73) 79 s	(70) 92 s	36 s	32 s	31 s
$\text{VLS}_{\text{pnRRL,V}}$	48,4 h	49,7 h	46,6 h	24,0 h	21,7 h	20,8 h

mit einer sehr hohen Zyklenfähigkeit eignen. Im Vergleich dieser Werte mit typischen WEA-Anlaufzeitkonstanten (einstelliger Sekundenbereich) wird ersichtlich, dass eine pnRRL nur sehr begrenzt ausschließlich durch inertia control realisiert werden kann. Aufgrund der hohen Zyklenzahlen ergeben sich in dieser Anwendung in Abhängigkeit von  $G_{\text{lim}}$  hohe Verluste mit einem Äquivalent von bis zu knapp 50 Volllaststunden im Jahr, was bei einem Jahresertrag von 2.500 VLS mit ca. 2% der mittleren Energieproduktion einen recht hohen Anteil bedeuten würde, so dass die Effizianzorderungen an einen Speicher hoch anzusetzen sind. Da die Energie häufig ein- und ausgespeichert wird, stehen die Anforderungen an eine niedrige Selbstentladungsrate hier nicht im Vordergrund.

### 5.3.3 P-Curtailment

Um den sicheren Systembetrieb gewährleisten zu können und Engpässe bzw. Gefahr von Überlastungen im Stromnetz zu verhindern [19], wird in allen betrachteten NAR gefordert, dass WEAn ihre Leistungsabgabe (temporär) reduzieren können müssen. Ein solches P-Curtailment findet nach [125] oft dort statt, wo ein rapider Ausbau der Windenergie ohne entsprechenden Netzausbau stattgefunden hat und es daher in Starkwindsituationen zu Engstellen und Sicherheitsrisiken im Stromnetz kommt. Im Monitoringbericht der deutschen Netzagentur werden jährlich Zahlen und Entwicklungen zu diesem Thema veröffentlicht. In 2014 [126] konnte eine Verdreifachung der durch P-Curtailment nicht eingespeisten Energie („Ausfallarbeit“) im Vergleich zum Vorjahr festgestellt werden, der Anteil der Ausfallarbeit zur Nettoerzeugung der EEG-Anlagen wuchs im Vergleich zu 2013 um 0,72% auf 1,16% an. WEAn waren in allen Regionen Deutschlands mit knapp 80% betroffen, zum Großteil aber im Norden. Diese Einspeisebeschränkungen werden vor allem durch Netzengpässe in den Übertragungsnetzen (ca. 30%) und den Verteilnetzen (ca. 70%) verursacht. Die durch das P-Curtailment entstehende Ausfallarbeit hat vor allem drei negative Konsequenzen:

- Nichtnutzen von theoretisch vorhandener Energie,

- ökologische Einflüsse, da diese Energieerzeugung durch konventionelle Kraftwerke durchgeführt werden muss und
- ökonomische Mehrbelastungen für den Stromkunden durch steigende Netznutzungsentgelte.

In Abbildung 5.15 wird P-Curtailment exemplarisch mit einer maximal erlaubten Einspeisemenge von  $x_{PC} = 90\%$  dargestellt. Im linken Teil der Abbildung ist zu erkennen,

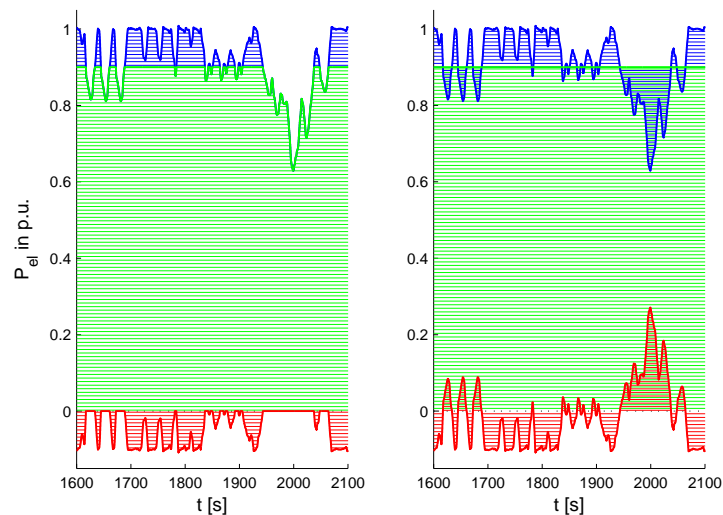


Abb. 5.15: Simulierter Beispielverlauf Leistungen bei P-Curtailment ohne (links) und mit Ausspeicherung (rechts), jeweils  $P_{WEA}$  in blau,  $P_{Netz}$  in grün,  $P_{ESS}$  in rot

dass die Einspeisung nur bis maximal 0,9 p.u. erfolgt. Der blau schraffierte Bereich stellt dabei die Energie dar, die dem Wind entnehmbar wäre und nicht eingespeist werden darf. Eine Untersuchung der entsprechend resultierenden Einspeisedefizite wird in Abhängigkeit der IEC-Windklassen im Folgenden durchgeführt. Ist ein ESS vorhanden, kann diese Defizitenergie zwischengespeichert werden und dann in das Netz eingespeist werden, wenn die aktuelle WEA-Leistung geringer als die maximal erlaubte Einspeisleistung ist (rechts dargestellt). Die Möglichkeiten dieses Ansatzes werden ebenfalls im Folgenden untersucht und diskutiert.

Nach [127] findet P-Curtailment oft in Starkwindzeiten Anwendung und hat sich als eine flexible und wirksame Gegenmaßnahme etabliert, das Netz vor Überlast zu schützen. Historische Daten bezüglich der Wind-Vorhersage und der tatsächlich erzeugten Windleistung werden in [128] analysiert. Saisonal bedingte Parameterungenauigkeiten und unzureichend geringe Vergleichsdatenmengen der Vorhersagemodelle resultieren in zum Teil großen Prognosefehlern. Die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung kann durch verbesserte Vorhersagemodelle erhöht werden. Ein entsprechendes Modell, das unter Berücksichtigung von Erzeugungsprognosen und deren zu erwartenden statistischen Fehlern, sowie Erzeugungs- und Strafkosten bei Abweichungen der Vorhersage, die optimale Verteilung zwischen P-Curtailment und Erzeugung durch konventionelle Kraftwerke errechnet, wird in [129] vorgestellt.

### 5.3.3.1 Anwendung von P-Curtailment auf einem WEA-System ohne ESS

Die durch ein P-Curtailment resultierenden Einspeisedefizite sind in Abhängigkeit der IEC-Windklassen in Abbildung 5.16 dargestellt. Es wird im Rahmen dieser Arbeit ein

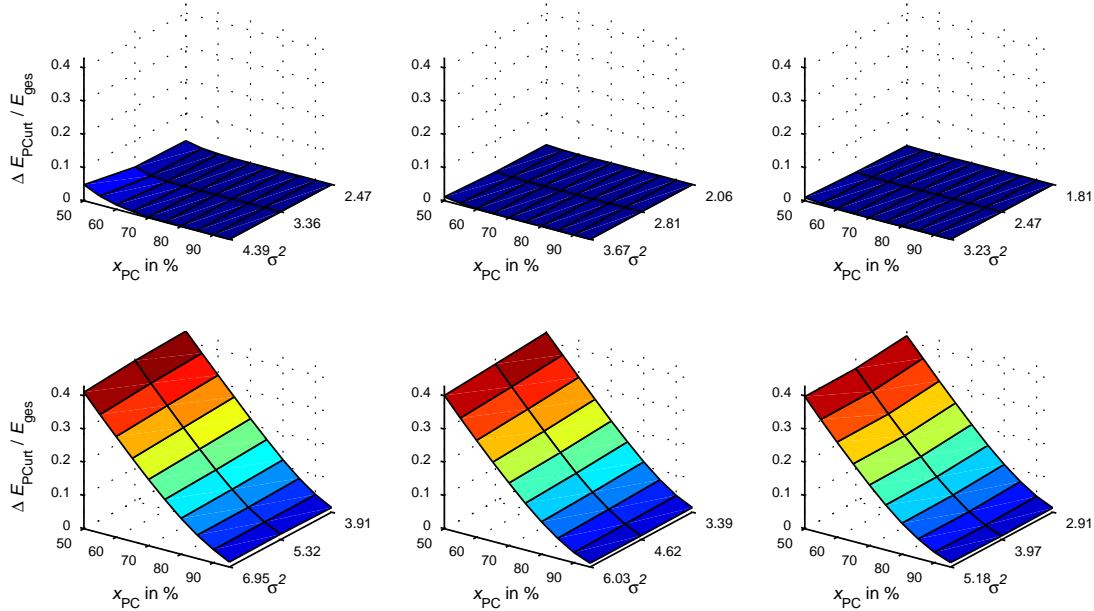


Abb. 5.16: Vergleich der Defizite  $\Delta E_{\text{PCurt}}/E_{\text{ges}}$  in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den limitierenden maximalen Einspeiseleistungen  $P_{\text{lim}}$  mit  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{avg}}$  (obere Reihe) und  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{N}}$  (untere Reihe) bei P-Curtailment

Beschränkungsbereich von  $x_{\text{PC}} \geq 50\%$  betrachtet. In den NAR ist in vielen Fällen zwar die Fähigkeit zur Begrenzung bis zu  $x_{\text{PC}} = 10\%$  gefordert, doch wird aus Abbildung 5.16 und den folgenden Überlegungen ersichtlich, dass für solche Betriebsfälle ein ESS mittlerer Größe zur Zwischenspeicherung nicht immer gut geeignet ist. Wie bereits oben festgestellt, findet P-Curtailment vor allem in Starkwindsituationen statt. Die obere Reihe beschreibt den Betrieb bei mittlerer Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind,avg}}$  und die Anlage arbeitet ungefähr im Mittel bei halber Last. Da die erzeugte Leistung die maximalen Grenzen bei großen  $x_{\text{PC}}$  kaum erreicht, haben hier vor allem geringe  $x_{\text{PC}}$  Auswirkungen auf den Betrieb. Bei derartigen Konditionen ist allerdings eine Einspeisebeschränkung unwahrscheinlich, da vorausgesetzt wird, dass das Stromnetz in der Regel so dimensioniert ist, dass die Energie von WEAn in ihrem Normalbetrieb abgeführt werden kann. Liegt im Netz ein Fehler oder ein Teilausfall vor, kann es zu solchen Begrenzungssituationen kommen. Diese können aber nicht als Normalfall gesehen werden und werden daher nicht vordergründig im Rahmen dieser Arbeit betrachtet.

Die untere Reihe von Abbildung 5.16 beschreibt den Betrieb einer WEA bei Nennwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind,N}}$ , bei der die Anlage in der meisten Zeit bereits im Leistungsbegrenzungsbereich arbeitet und Nennleistung erzeugt. Teilweise sinkt die Erzeugungsleistung je nach Turbulenz kurzzeitig ab. Darf nur mit einem  $x_{\text{PC}}$  eingespeist werden, das diesen unteren WEA-Erzeugungsleistungen etwa entspricht oder kleiner ist, so speist die WEA mit dieser maximal erlaubten Leistung nahezu konstant ein.



Sinkt  $x_{PC}$  weiter ab, steigt das Erzeugungsdefizit entsprechend linear mit an. Wäre ein ESS vorhanden, so käme es in diesen Betriebsbereichen kaum zu einer Ausspeicherung der Energie und die Bedingung einer Ein- und Ausspeicherneutralität könnte nicht eingehalten werden.

Die Fälle, in denen ein ESS an WEAn, so wie es im Rahmen dieser Arbeit betrachtet wird, für diesen Betrieb sinnvoll genutzt werden kann, sind also limitiert und werden im folgenden Abschnitt näher betrachtet.

### 5.3.3.2 Anwendung von P-Curtailment auf einem WEA-System mit ESS

Es wurde bereits festgestellt, dass Kurzzeit-ESS für ein P-Curtailment nicht immer gut geeignet sind. In Abbildung 5.17 ist die zu erwartende Leistungsanforderung  $P_{PCurt,min}$  an ein ESS für diesen Betrieb in Abhängigkeit der IEC-Windklassen, Turbulenzintensitäten und verschiedener  $x_{PC}$  dargestellt. Die Situationen, in denen das P-Curtailment

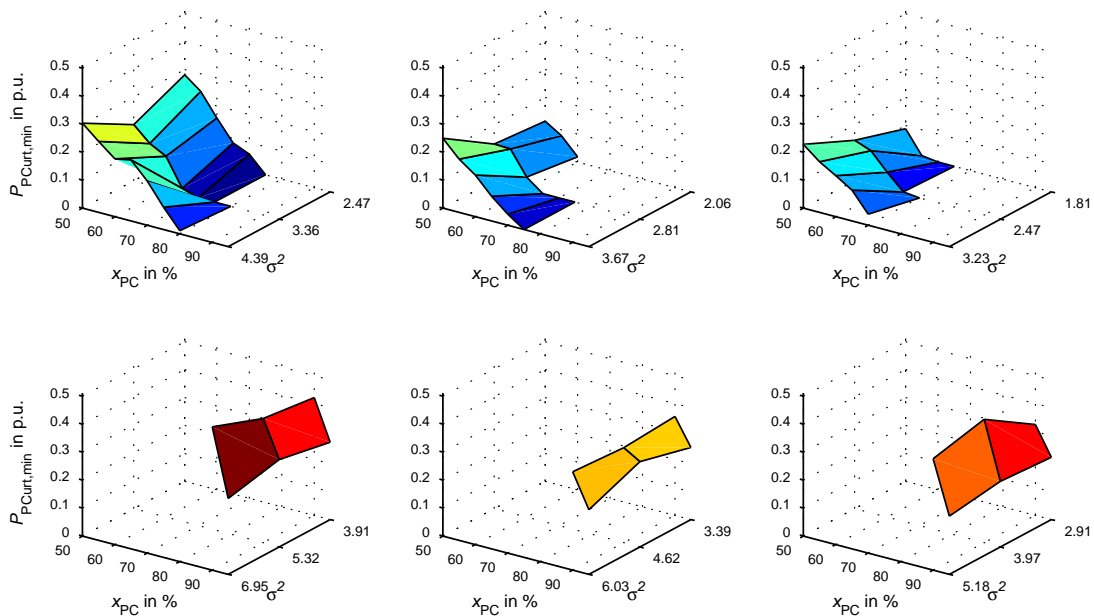


Abb. 5.17: Vergleich der minimalen ESS-Auslegung hinsichtlich der Leistung  $P_{PCurt,min}$  in p.u. in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den limitierenden Einspeisebeschränkungen  $x_{PC}$  mit  $v_{Wind} = v_{avg}$  (obere Reihe) und  $v_{Wind} = v_N$  (untere Reihe) bei P-Curtailment

entweder keine Wirkung auf den Betrieb hat, also die erzeugte Leistung das Einspeiselimite nicht erreicht und daher uneingeschränkt eingespeist und im ESS keine Leistung umgesetzt wird, oder die Bedingung der Ein- und Ausspeicherneutralität nicht gegeben ist, da aufgrund einer niedrigen geforderten Einspeisegrenze deutlich mehr eingespeichert wird, als wieder in das Netz abgegeben werden kann, sind hierbei ausgeblendet. Es ist erkennbar, dass für mittlere Windgeschwindigkeiten ca. die Hälfte der hier betrachteten Betriebspunkte und für Nennwindgeschwindigkeit lediglich geringe

Einspeisebeschränkungen bis minimal 90% für den Betrieb eines Kurzzeit-ESS geeignet sind. Die zu erwartende Auslegung des ESS muss hierbei entsprechend Abbildung 5.17 für ca. die Hälfte der Nennleistung ( $P_{\text{PCurt,min}} = 0,52 \text{ p.u.}$ ) erfolgen, um all diese Betriebspunkte abdecken zu können.

In Abbildung 5.18 sind für die Betriebspunkte die kapazitiven Anforderungen an ein ESS dargestellt. Auch hier ist wieder eine deutliche Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit

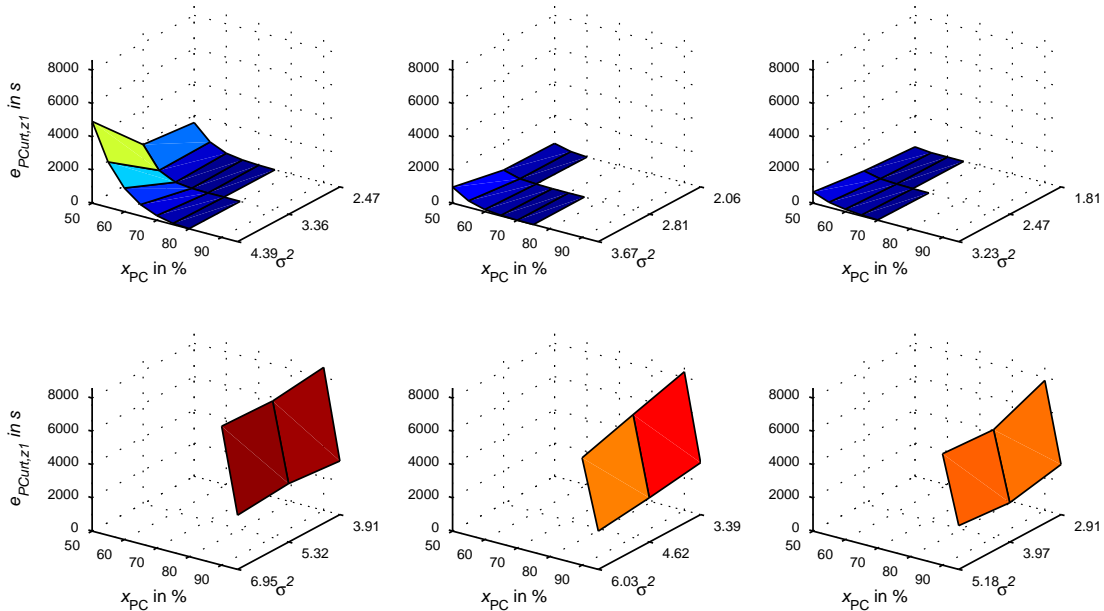


Abb. 5.18: Vergleich der Speicherkapazitätsanforderungen  $e_{\text{PCurt},z1}$  in s in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den limitierenden Einspeisebeschränkungen  $x_{\text{PC}}$  mit  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{avg}}$  (obere Reihe) und  $v_{\text{Wind}} = v_N$  (untere Reihe) bei P-Curtailment

festzustellen. Die maximalen Werte werden bei den hohen Windgeschwindigkeiten erreicht. Für einen Speicher der Zyklenkategorie z1 muss demnach je nach Aufstellungs-ort eine kapazitive Auslegung von  $e_{\text{PCurt},z1} = 7.822 \text{ s}$  in IEC-III Gegenden und ähnlich hoch mit  $e_{\text{PCurt},z1} = 8.602 \text{ s}$  in IEC-I Gegenden gewählt werden. Da  $e_{\text{PCurt,min}}$  in diesem Betrieb mit Werten mit maximal 63s vergleichsweise gering ausfällt, eignen sich hier vor allem Speicher höherer Zyklenkategorien.

### 5.3.3.3 Zusammenfassung und Auswertung zur Dimensionierung des ESS

Wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt wird, gibt es nur wenige Betriebsbereiche, für die ein ESS für das P-Curtailment unter den hier definierten Bedingungen ausgelegt werden kann. Ein geeigneter Betriebsbereich liegt vor, wenn starke Einspeisebeschränkungen  $x_{\text{PC}} < 70\%$  bei geringen Windgeschwindigkeiten vorgeschrieben wären. Hier ist eine Ein- und Ausspeicherneutralität erreichbar und ein Einspeisedefizit kann verhindert werden. Dieser Betriebspunkt ist allerdings unwahrscheinlich, da eine Leistungsbegrenzung eher bei starken Winden typisch ist. Bei Windgeschwindigkeiten an der

Grenze zum Leistungsbegrenzungsbereich ist ein Kurzzeit-ESS nur bei geringen Einspeisebeschränkungen  $x_{PC} > 90\%$  sinnvoll nutzbar, da für geringere Werte die Ein- und Ausspeicherneutralität nicht gewährleistet werden kann. Sowohl bei kleineren Werten für  $x_{PC}$ , als auch mit beliebigem  $x_{PC}$  bei noch höheren Windgeschwindigkeiten im Leistungsbegrenzungsbereich müsste ein ESS deutlich mehr Energie aufnehmen können, als es im kurzfristigen Zeitbereich Möglichkeiten gäbe, diese wieder auszuspeichern. Wird der gesamte Betriebsbereich einer WEA betrachtet, so kann gefolgert werden, dass die Verwendung eines Kurzzeit-ESS lediglich für den Anwendungsfall des P-Curtailment nicht sinnvoll erscheint.

Tab. 5.6: Ergebnisse zur Auslegung eines ESS für den Betrieb einer WEA mit P-Curtailment bei Einhaltung der Ein- und Ausspeicherneutralität

IEC-Klasse	I	II	III
$P_{PCurt,min}$	0,52 p.u.	0,36 p.u.	0,45 p.u.
$e_{PCurt,min}$	63 s	41 s	50 s
$e_{PCurt,z1}$	8.602 s	8.331 s	7.822 s
$e_{PCurt,z2}$	4.436 s	4.295 s	4.033 s
$e_{PCurt,z3}$	(42) 63 s	41 s	(38) 50 s

Für den Fall allerdings, dass ein ESS an einer WEA bereits vorhanden ist, kann es auch für das P-Curtailment genutzt werden. In Tabelle 5.6 sind die Ergebnisse der Analyse zum P-Curtailment zusammengefasst. Um alle möglichen Betriebspunkte bedienen zu können, muss das ESS hinsichtlich seiner Leistungsauslegung demnach ca. auf die halbe Nennleistung der WEA (max. 0,52 p.u.) ausgelegt sein. Kann eine Ein- und Ausspeicherneutralität erreicht werden, ergibt sich eine hohe Zyklenbelastung bei geringer minimaler kapazitiver Auslegung  $e_{PCurt,min}$  von maximal 63 s in der IEC-Windkategorie I. Auch wenn die in der Tabelle 5.6 dargestellten Werte für  $e_{PCurt,z1}$  bis  $e_{PCurt,z3}$  die Auslegung eines Dauerbetriebes darstellen und daher quantitativ für das nur selten auftretende P-Curtailment nicht gelten, wird aus dem qualitativen Vergleich ersichtlich, dass insbesondere Speicher der Kategorie z3 für den Betrieb als am besten geeignet resultieren. Da in diesem Fall wie bei der pnRRL sehr hohe Zyklenzahlen erreicht werden, ist ein Speicher mit hohem Wirkungsgrad erforderlich und muss keine hohen Anforderungen bzgl. der Ladungshaltung vorweisen.

In [127] werden P-Curtailments untersucht. Diese erweisen sich an WEAn in Starkwind-situationen als wirksames aber unwirtschaftliches Mittel zum Schutz des Gesamtsystems. Die Autoren folgern aus ihren Untersuchungen, dass grundsätzlich große Speicher wie CAES oder PHS Topologien geeignet sind, die durch das P-Curtailment entstehenden Kosten auf den Gesamtbetrieb bezogen zu reduzieren.

### 5.3.4 Trägheitsemulation

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben wird, reduziert sich die Systemträgheit, wenn konventionelle Kraftwerke durch RES ersetzt werden. Durch eine reduzierte Systemträgheit wird die Netzfrequenz weniger robust gegenüber Änderungen der Wirkleistungseinspeisung in das oder -entnahme aus dem Netz. Dieses Problem wird auch in vielen neuesten Versionen von NAR adressiert, wie in Kapitel 2.3 gezeigt wird. Ein Umrichter einer WEA kann ein träges Frequenzverhalten emulieren (Regelung einer emulierten Trägheit, engl. Emulated Inertia Control, kurz: EIC), wenn die entsprechend dafür benötigten Wirkleistungsreserven zur Verfügung stehen. Dieses kann bei einer WEA ohne und mit ESS realisiert werden, was im Folgenden diskutiert wird.

#### 5.3.4.1 Einfluss von RES auf die Netzfrequenz

In Abbildung 5.19 sind drei Szenarien dargestellt, die die Robustheit der Systemfrequenz bei unterschiedlichen Netzkonfigurationen zeigen. Es wird stets im Zeitpunkt

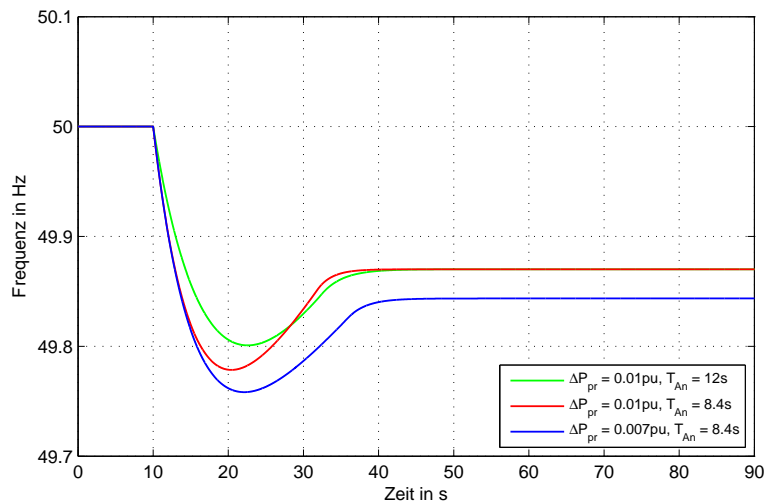


Abb. 5.19: Einfluss des Ersatzes von 30 % Erzeugungsleistung durch RES auf die Netzfrequenz in drei Szenarien im Starklastfall [26] mit Netzselbstregelleffekt ( $k_L = 3\%/Hz$ ), Primärregelung mit  $\Delta P_{pr}$  als Regelleistung und unterschiedlichen Netzanlaufzeitkonstanten  $T_{An}$  nach Kapitel 3.3.1

$t = 10\text{ s}$  eine Störleistung von  $\Delta P_L = 0,01\text{ p.u.}$  auf das Netz geschaltet, was entweder dem Wegfall von Erzeugungsleistung oder der Zuschaltung einer entsprechenden Last bedeutet und dem im Operations Handbook [26] der ENTSO-E vorgegebenen Starklastfall im europäischen Verbundnetz entspricht. Die drei Verläufe zeigen das Frequenzverhalten, das sich lediglich durch den Netzselbstregelleffekt und die Primärregelung ergibt. Der grüne Verlauf beschreibt das Referenzszenario mit  $\Delta P_{pr} = 0,01\text{ p.u.}$  Primärregelreserve und einer Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{An} = 12\text{ s}$ , was nach Kapitel 3.2 der aktuellen Situation des europäischen Verbundnetzes entspricht. In Szenario 2 (rot) werden 30 % Erzeugungsleistung durch RES ersetzt. Die Anlaufzeitkonstante verringert sich entsprechend, die Primärregelreserve  $\Delta P_{pr}$  entspricht unverändert

ihrem Referenzwert. Es ist zu erkennen, dass die Frequenz dynamischer und tiefer einbricht, bevor sie allerdings auf denselben Endwert eingeregelt werden kann. Im dritten Szenario (blaue) wird zudem auch von einer um 30 % geringer verfügbaren Primärregelleistung ausgegangen, so dass die Frequenz noch tiefer einbricht und auf einem geringeren Endwert eingeregelt wird.

Es ist zu erkennen, dass ein steigender Anteil von Windenergieanlagen am Netz einen Einfluss auf die Netzfrequenz hat. Es sinkt die im Netz enthaltene Trägheit, was sich negativ auf das Fehlerverhalten der Netzfrequenz hinsichtlich der Frequenzänderungsrate sowie der Tiefe des Frequenzeinbruchs auswirkt. Aus diesem Grund wird es als sinnvoll erachtet, dass sich WEAn an der dynamischen Frequenzregelung beteiligen.

### 5.3.4.2 Trägheitsemulation durch Nutzen der Rotorträgheit

Die für die Trägheitsemulation benötigte Regelenergie kann bei einer WEA aus der Rotationsenergie des Rotors entnommen werden. In Abbildung 5.20 ist dieser Vorgang dargestellt. Zunächst befindet sich die WEA im optimalen Arbeitspunkt  $A$ , der

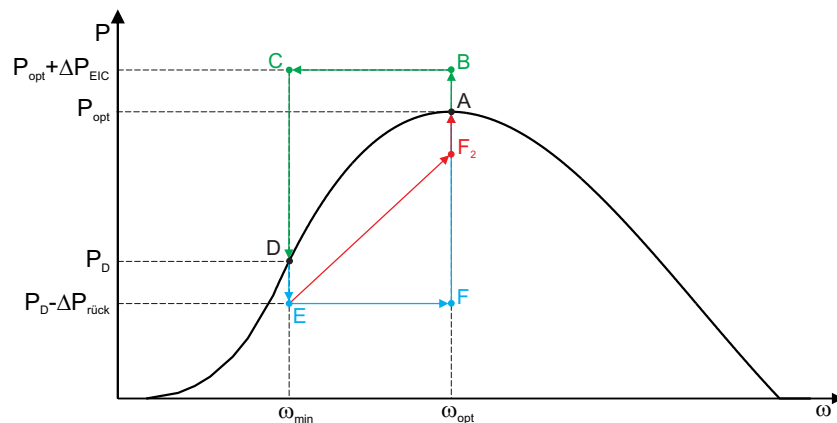


Abb. 5.20: Funktionsprinzip der Entnahme von Rotationsenergie aus dem Rotor einer WEA

dem Maximum der Leistungs-Drehzahlkurve entspricht. Es wird angenommen, dass die Windgeschwindigkeit im gesamten Vorgang konstant bleibt. Soll nun die Wirkleistungseinspeisung von  $P_{\text{opt}}$  um  $\Delta P_{\text{EIC}}$  erhöht werden, wird Arbeitspunkt  $B$  erreicht. Analog zur Bewegungsgleichung des Rotors (s. Kapitel 3.2) übersteigt nun das elektrische Generatormoment das mechanische und die Rotordrehzahl sinkt von  $\omega_{\text{opt}}$  so lange bis auf  $\omega_{\text{min}}$  ab (Arbeitspunkt  $C$ ), bis wieder ein Gleichgewicht des elektrischen und mechanischen Moments hergestellt wird (Arbeitspunkt  $D$ ). Die in diesem Punkt dem Wind entnehmbare Leistung  $P_D$  ist geringer als im Optimalpunkt. Insgesamt kann der WEA auf diese Weise die Energie  $\Delta E_{\text{EIC}}$  entsprechend Gleichung (5.8) entnommen werden [130].

$$\Delta E_{\text{EIC}} = \frac{1}{2} \theta_{\text{WEA}} (\omega_{\text{opt}}^2 - \omega_{\text{min}}^2) = \frac{1}{2} \theta_{\text{WEA}} (\omega_{\text{opt}}^2 - (\omega_{\text{opt}} - \Delta\omega)^2) \quad (5.8)$$

Um nun wieder in den optimalen Arbeitspunkt  $A$  zurückkehren zu können, muss die Wirkleistungsabgabe analog um eine Rückführleistung  $\Delta P_{\text{rück}}$  reduziert werden, so dass sich die Drehzahl wieder auf  $\omega_{\text{opt}}$  erhöhen kann. Die Arbeitspunkte  $F$  und  $F_2$  stellen dabei mögliche Wege des Rückführungskonzepts dar. Da zwischenzeitlich ein Arbeitspunkt niedrigerer Leistungsentnahme aus dem Wind erreicht wurde, stellt dieses Verfahren aus der Sicht des Netzes kein energieneutrales Verfahren dar, wie in Abbildung 5.21 schematisch dargestellt ist. Der Leistungsverlauf der WEA  $P_{\text{EIC,WEA}}$  wird wie

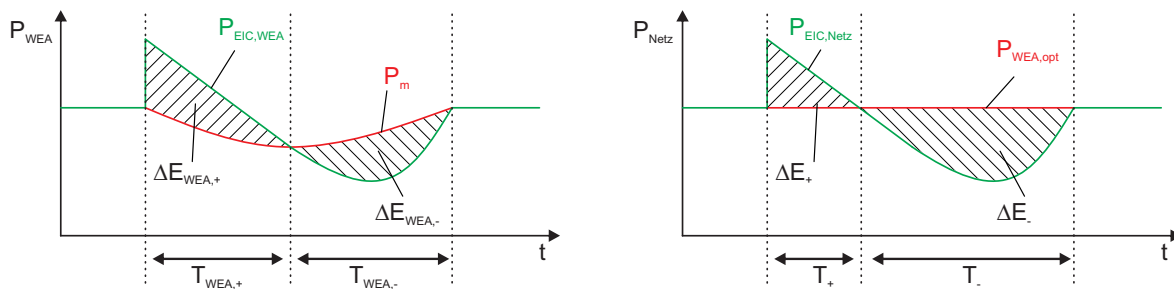


Abb. 5.21: Energiebilanz der EIC: WEA-Sicht (links), Netzsicht (rechts)

oben beschrieben kurzzeitig erhöht und dann reduziert, um den Rotor wieder auf die optimale Drehzahl zu bringen. Die mechanische Leistung des Rotors  $P_m$  reduziert sich im Verlauf des Verfahrens, da der Leistungsbeiwert  $c_P$  durch Verlassen der optimalen Drehzahl reduziert wird. Aus WEA-Sicht wird, abgesehen von den Generatorverlusten, dem Rotor dieselbe Energie wieder zugeführt, wie ihm entnommen wurde (vergl. die gleich großen Flächen  $\Delta E_{\text{WEA,+}}$  und  $\Delta E_{\text{WEA,-}}$  in der Abbildung links). Im Vergleich mit einer konstant bleibenden Einspeisung der WEA im Nichtfehlerfall  $P_{\text{WEA,opt}}$  (s. Abbildung rechts) ist zu erkennen, dass dem Netz durch dieses Verfahren mehr Energie  $\Delta E_-$  entnommen wird, als zusätzlich durch  $\Delta E_+$  eingespeist wird.

Eine Verbesserung des Frequenzverhaltens kann durch die dynamische Einspeisung im Rahmen der EIC erzielt werden. Entsprechende Untersuchungen werden für WEAn beispielsweise in [131] und [132] durchgeführt. Die Form der hierbei erfolgenden Einspeisung kann nahezu frei gewählt werden. So kann eine WEA das Frequenzverhalten eines Synchrongenerators emulieren (vergl. Gleichung (3.24) in Kapitel 3.3.1) oder auch ein anderes Übertragungsverhalten aufweisen, wie zum Beispiel in [133] untersucht wird, um die Frequenz-Fehlerklärung zu optimieren. Durch die Verwendung der Rotationsenergie entstehen dem Gesamtsystem und der WEA allerdings auch Nachteile. Neben der im Vorangegangenen beschriebenen für das Netz ungünstigen Energiebilanz ist zu beachten, dass die Verfügbarkeit einer solchen Reserveleistung von vielen anderen Parametern abhängt. Die Stromtragfähigkeit des Umrichtersystems ist so anzupassen, dass auch eine im Volllastbetrieb arbeitende WEA ihre Leistungsabgabe um die Regelleistung erhöhen kann. Die Höhe der maximal bereitzustellenden Leistungsreserve ist entsprechend Gleichung (5.8) von der Rotordrehzahl abhängig. Da sich diese im MPPT-Betrieb mit steigender Windgeschwindigkeit erhöht, muss der Netzbetreiber mit einer vom Wind abhängigen Reservekapazität planen [134], was seinen Aufwand bezüglich Planung und Überwachung deutlich erhöht. Auch wenn die WEA aufgrund einer Flaute außer Betrieb ist, kann kein Beitrag zur Frequenzregelung erbracht werden. Erfolgt nach einem Frequenzeinbruch direkt ein weiterer und ist die WEA noch

nicht wieder in ihren optimalen Arbeitspunkt zurückgekehrt, steht weniger Regelleistung zur Verfügung. Die durch erneute Reduktion der Drehzahl fortgeführte Reduktion der Einspeisung könnte auf die Netzfrequenz insgesamt fatale Folgen haben. Ein solches Problem könnte durch das Vorhalten einer Leistungsreserve (im Sinne von  $\Delta$ Control) kompensiert werden [134]. Aus den genannten Gründen erscheint die Bereitstellung dieser Funktionalität durch ein ESS sinnvoll, was im Folgenden betrachtet wird.

### 5.3.4.3 Trägheitsemulation mit ESS

Erfolgt die Bereitstellung der dynamischen Regelleistung durch ein ESS, kann die WEA in einem solchen Fall weiter im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden. Entsprechend den Untersuchungen von [58] und [134] kann durch eine Einspeisung aller WEAn im Sinne der EIC mit einer Amplitude von bis zu  $\Delta P_{\text{EIC}} = 0,2$  p.u. bezogen auf  $P_{\text{WEA,N}}$  eine wesentliche Verbesserung der resultierenden Frequenzverläufe erreicht werden. So kann nach [58] in einem Netz mit einem WEA-Anteil von 50 % die maximale Frequenzeinbruchstiefe um knapp 38 % reduziert werden. In [131] wird die Verwendung eines ESS mit DSK bei einer vergleichbaren Leistung untersucht, so dass das System im Falle von Frequenzfehlern stabil gehalten werden kann. In [135] wird die Auslegung eines ESS zum Zwecke der dynamischen Frequenzregelung untersucht und die für die Trägheitsemulation benötigte Energiemenge erweist sich im Vergleich zur Energie für die Primärregelung als vernachlässigbar gering.

Da entsprechende Vorgaben zur EIC seitens der Netzbetreiber in den NAR noch nicht vorliegen, kann eine Auslegung eine ESS nach formulierten Maßstäben nicht erfolgen. Aus den genannten Ergebnissen aktueller Forschung kann allerdings gefolgert werden, dass die Auslegung eines ESS zur EIC mit 0,2 p.u. und einer kapazitiven Auslegung von  $e_{\text{ESS}}$  im Sekundenbereich bis geringen Minutenbereich erfolgen sollte. Der Betrieb der EIC ergibt insbesondere in der Kombination mit der Bereitstellung einer primären Regelreserve Sinn [135].

Der Speicher muss eine Reaktionsfähigkeit im geringen Sekundenbereich gewährleisten können [58]. Da entsprechend des Frequenzverlaufs in Abbildung 3.5 mit vielen kleinen Frequenzabweichungen pro Tag und selten größeren Frequenzfehlern gerechnet werden muss, wird nur eine geringe Zyklenfähigkeit für diese Anwendung benötigt. Da der Großteil der benötigten Reserve nur selten zum Einsatz kommt und entsprechend lange vorgehalten werden muss, sollte ein Speicher mit maximal mittlerer Selbstentladungsrate Anwendung finden. Ein hoher Wirkungsgrad wäre für einen wirtschaftlichen Betrieb sinnvoll, ist aufgrund der geringen Zyklenbelastung technisch allerdings nicht erforderlich. Die genauen Anforderungen müssen stets in Abhängigkeit der Netzsituation (Trägheit, Anteil WEAn und geplanter Ausbau, sonstige Regeleinrichtungen) geprüft und definiert werden. Die hier getroffenen Aussagen beziehen sich auf ein starkes Netz, wie es in dem CE RG vorliegt.

## 5.4 Weitere Anwendungen

### 5.4.1 Glättung der Ausgangsleistung

Die im Wind vorhandenen natürlichen Windschwankungen führen dazu, dass ein WP eine vergleichbar schwankende Leistung in das Netz einspeist. Solche Einspeiseschwankungen können zu Spannungs- und Frequenzschwankungen führen und damit die Netzqualität und -stabilität reduzieren (vergl. Kapitel 3.3.2). Als Maßnahme gegen diese Probleme kann die Leistung geglättet in das Netz abgegeben werden. Ein solcher Betriebsmodus wird als Leistungsglättungsbetrieb (engl. Power Smoothing, kurz: P-smooth) bezeichnet und ist in Abbildung 5.22 schematisch dargestellt. In diesem Bei-

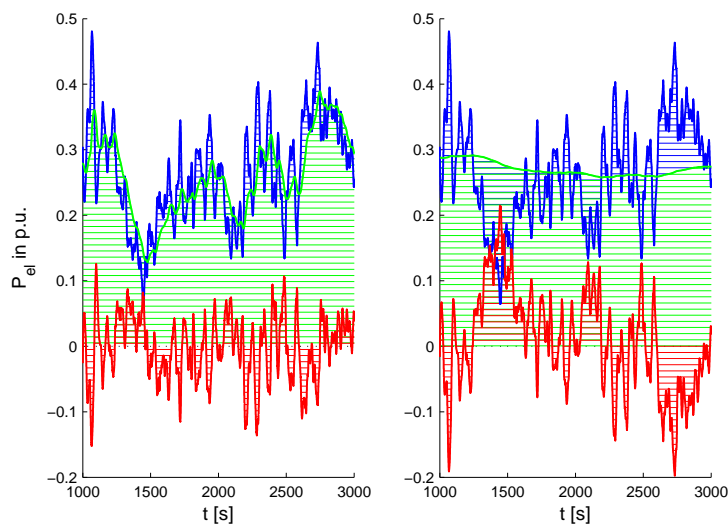


Abb. 5.22: Simulierter Beispiel-Einspeiseverlauf mit Psmooth per TP-Filter mit Zeitkonstante  $T_{\text{smooth}} = 60\text{ s}$  (links) und  $T_{\text{smooth}} = 1.800\text{ s}$  (rechts), jeweils  $P_{\text{WEA}}$  in blau,  $P_{\text{Netz}}$  in grün,  $P_{\text{ESS}}$  in rot

spiel wird ein Tiefpassfilter (kurz: TP) mit variabler Grenzfrequenz genutzt. Je nachdem, wie letztere eingestellt wird, ergibt sich ein entsprechender Glättungsgrad des Ausgangsleistungsverlaufs. In der Abbildung ist links ein mäßig gefilterter Verlauf mit einer Zeitkonstante  $T_{\text{smooth}} = 60\text{ s}$  und rechts ein stark geglätteter Verlauf mit  $T_{\text{smooth}} = 1.800\text{ s}$  dargestellt. Je größer sie gewählt wird, desto stärker werden hochfrequente Anteile des Leistungsverlaufs der WEA herausgefiltert. Eine Idealglättung auf einen konstanten Leistungsausgangswert wird als konstante Leistungsregelung (engl. Constant Power Control) bezeichnet, was in Ansätzen mit dem Betrieb mit einer Filterkonstante  $T_{\text{smooth}} = 1.800\text{ s}$  vergleichbar ist. In Abbildung 5.23 ist die Umsetzung zur Bestimmung des Sollsignals für das ESS im Psmooth-Betrieb dargestellt, wobei durch „Psmooth“ das TP-Filter mit entsprechender Grenzfrequenz realisiert wird. Ist die von der WEA erzeugte Leistung größer als die einzuspeisende Leistung, resultiert eine Leistungsvorgabe kleiner Null für das ESS, was einer Einspeicherung entspricht. Eine hier nicht dargestellte Überwachung des Ladezustands sorgt für die Einhaltung der Ein- und Ausspeicherneutralität, indem das ESS-Sollsignal  $P_{\text{smooth,ESS}}$  bei starker



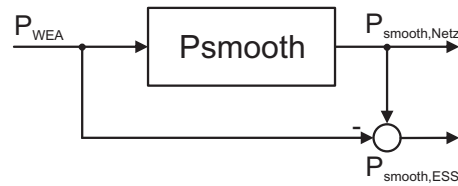


Abb. 5.23: Umsetzung von Psmooth an einer WEA oder einem WP

Abweichung vom  $SoC_0$  mit einem Offset versehen wird, der eine Rückführung in den mittleren Ladezustand ermöglicht.

Für die Umsetzung von Psmooth ist die Verwendung eines ESS nicht zwingend erforderlich. Es kann zum einen eine Kompensationsleistung aus der Trägheit der Rotorblätter entnommen werden, zum anderen kann dafür eine Leistungsreserve im Sinne von  $\Delta$ Control vorgehalten werden. In [136] werden verschiedene Ansätze zur regelungstechnischen Integration von Psmooth über die Ausnutzung der Rotorträgheit in die Regelung einer DASM untersucht. Hiernach ist die grundsätzliche Umsetzung stark von der Güte der Windvorhersage abhängig und keine der gewählten Ansätze kann denselben Energieertrag erbringen, wie der Betrieb im MPPT-Modus. Bei einem gedrosselten Betrieb und gleichzeitiger Ausnutzung der Rotorträgheit wird in [137] die Umsetzung des Verfahrens untersucht. Hiernach steigt das Erzeugungsdefizit mit steigender Filtergüte an. Ein Betrieb mit Constant Power Control ist den Autoren nach mit einem Defizit von ca. 20 % möglich.

#### 5.4.1.1 Anwendung von Psmooth auf einem WEA-System mit ESS

Ein Einspeisedefizit lässt sich durch die Verwendung eines ESS stark reduzieren. Insbesondere die Güte der Windvorhersagemodelle ist für die benötigte ESS-Auslegung kritisch. In [138] wird die optimale Auslegung eines Batterie-ESS für den Einsatz des Constant Power Control unter Berücksichtigung statistischer Ungenauigkeiten der Erzeugungsprognose und einzelner Aspekte zur Batterielebensdauer untersucht. Zur Auslegung einer Batterie am DC-Link wird in [121] eine Kostenfunktion aufgestellt, die allerdings die Zyklenbelastung eines solchen Speichers nicht betrachtet. Ein aus einem DSK und einer Batterie kombiniertes ESS wird für den Anwendungsfall Psmooth häufig untersucht. In [65] wird ein System betrachtet, in dem ein DSK parallel zu den Zwischenkreiskondensatoren betrieben und zudem eine Batterie per Umrichter an den DC-Link angeschlossen wird. Das System wird zur Verwendung eines 60s Average Filters und gleichzeitiger RRL ausgelegt. Sind DSK und Batterie jeweils per Umrichter angeschlossen, sind diese separat steuerbar. Die Vorgabewerte werden in [139] über zwei separate TP-Filter mit unterschiedlichen Grenzfrequenzen erzeugt. Für das Referenzsignal der Batterie wird eine höhere Filterzeitkonstante verwendet, als für den DSK. Letzterer soll dadurch die hochfrequenten Anteile und die Batterie die niederfrequenten Anteile des Leistungssignals herausfiltern. Im Vergleich mit einem System, in dem es nur ein Batterie-ESS gibt, kann die Batterie so bzgl. der Leistung ca. 50 % geringer ausgelegt und mit einer höheren Lebensdauererwartung betrieben werden. Dagegen werden in [140] und [141] ESS mit DSK und SRS, also Speicher mit generell hohen

Zyklenzahlen, für diese Anwendung betrachtet. Mit solchen Speichern ist eine grundsätzlich geringere Kapazität erforderlich, um einen guten Glättungseffekt zu erreichen. Zur Steuerung der Ladezustände werden FUZZY-Regler verwendet.

Die in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen werden durch die Ergebnisse der betrachteten Veröffentlichungen bestätigt. In Abbildung 5.24 ist die kapazitive Auslegung eines ESS der Zyklenkategorie z3 für den Betrieb mit Psmooth dargestellt. Es

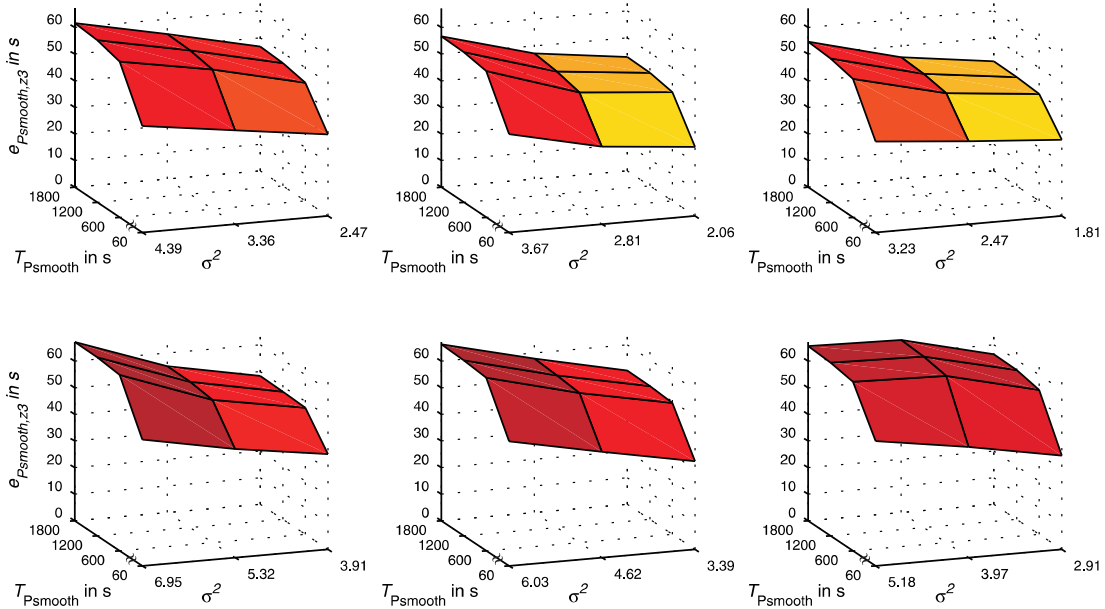


Abb. 5.24: Vergleich der Speicherkapazitätsanforderungen  $e_{P\text{smooth},z3}$  in s in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den Filter-Zeitkonstanten  $T_{P\text{smooth}}$  mit  $v_{\text{Wind}} = v_{\text{avg}}$  (obere Reihe) und  $v_{\text{Wind}} = v_N$  (untere Reihe) bei Psmooth

ist zu erkennen, dass die Auslegungsanforderungen für Betriebsbereiche mit mittleren Windgeschwindigkeiten (obere Reihe) und Nennwindgeschwindigkeiten (untere Reihe) in einem ähnlichen Wertebereich liegen. Das qualitative Verhalten zeigt, dass die Auslegungsanforderungen mit zunehmender Wind-Turbulenzintensität und ebenfalls zunehmender Filterzeitkonstante steigen. Für die betrachteten Werte von  $T_{\text{smooth}} > 60$  s ist hierbei ein geringer Unterschied festzustellen, wobei eine Filterung mit  $T_{\text{smooth}} = 60$  s nur eine auf ca.  $\frac{2}{3}$  reduzierte Kapazität benötigt. Das ist dadurch zu begründen, dass sich die Filtereigenschaften aufgrund der Wahl der Zeitkonstanten unterschiedlich stark voneinander unterscheiden. Die Grenzfrequenzen der drei Filter mit den höheren Zeitkonstanten liegen relativ eng zusammen und die des Filters mit  $T_{\text{smooth}} = 60$  s ist im Verhältnis deutlich größer. Die sich in diesem Betrieb ergebenden Verluste sind in Abbildung 5.25 dargestellt. Die hier dargestellten Werte entsprechen den Verlusten bei jeweils gegebener Windbelastung und sind in äquivalenten Volllaststunden auf ein Jahr hochskaliert dargestellt. In diesem Betrieb sind Verluste von ca. 44 VLS pro Jahr zu erwarten, was bei einer WEA mit einer Produktion von ca. 2.500 VLS pro Jahr einem Einspeiseverlust von ca. 1,8% entspricht. Verglichen mit den im vorigen Kapitel ermittelten Defizitwerten in Höhe von bis zu 20% kann durch die Verwendung eines ESS eine deutliche Reduktion der Defizite erzielt werden.

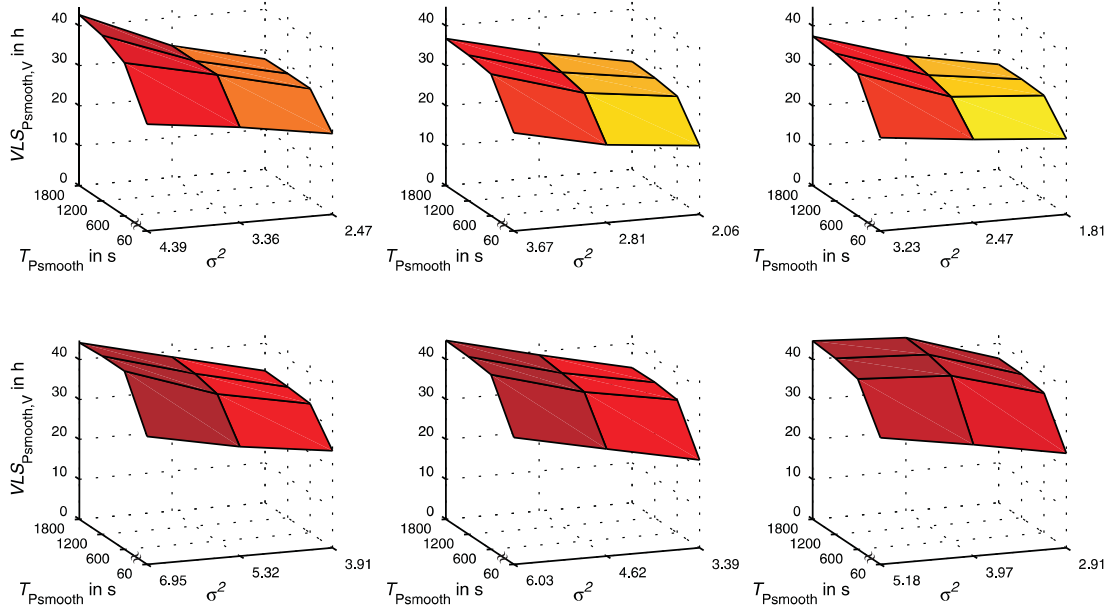


Abb. 5.25: Vergleich der ESS-Verluste  $VLS_{P_{smooth},V}$  in Volllaststunden in Abhängigkeit der IEC-Klassen I bis III (v.l.n.r), den entsprechenden Turbulenzintensitäten und den Filter-Zeitkonstanten  $T_{P_{smooth}}$  mit  $v_{Wind} = v_{avg}$  (obere Reihe) und  $v_{Wind} = v_N$  (untere Reihe) bei Psmooth

### 5.4.1.2 Zusammenfassung und Auswertung zur Dimensionierung des ESS

Die Ergebnisse zur Auslegung eines ESS für den Psmooth-Betrieb sind in Tabelle 5.7 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass insbesondere die umzusetzende Filterkonstante die

Tab. 5.7: Ergebnisse zur Auslegung eines ESS für den Betrieb einer WEA mit Psmooth

IEC-Klasse	$T_{P_{smooth}} = 60 \text{ s}$			$T_{P_{smooth}} = 1.800 \text{ s}$		
	I	II	III	I	II	III
$P_{P_{smooth},min}$	0,33 p.u.	0,35 p.u.	0,29 p.u.	0,5 p.u.	0,49 p.u.	0,45 p.u.
$\frac{d}{dt}P_{P_{smooth},max}$	ca. $0,06 \frac{\text{p.u.}}{\text{s}}$			ca. $0,06 \frac{\text{p.u.}}{\text{s}}$		
$e_{P_{smooth},min}$	28 s	29 s	29 s	168 s	157 s	111 s
$e_{P_{smooth},z1}$	9.834 s	9.685 s	9.709 s	13.930 s	13.740 s	13.610 s
$e_{P_{smooth},z2}$	5.070 s	4.994 s	5.006 s	7.181 s	7.085 s	7.019 s
$e_{P_{smooth},z3}$	48 s	47 s	47 s	(66) 168 s	(67) 157 s	(66) 111 s
$VLS_{P_{smooth},V}$	32 h	32 h	32 h	45 h	45 h	45 h

Auslegung determiniert. Auch erfordern verschiedene Windverhältnisse unterschiedliche Auslegungen. Diese reduzieren sich zum Teil mit größerer IEC-Klasse und steigender Turbulenzintensität. Die Leistungsanforderung kann von Klasse I zu III um ca. 10% reduziert werden. Dagegen ist kein starker Unterschied bzgl. der kapazitiven

Auslegungsanforderung zwischen den IEC-Klassen ausgeprägt. Mit steigender Zeitkonstante  $T_{P_{\text{smooth}}}$  muss das ESS sowohl hinsichtlich der Leistung, als auch kapazitiv größer ausgelegt werden. Aus dem Vergleich der Werte zur kapazitiven Auslegung kann gefolgert werden, dass diese Anwendung eine hohe Zyklenbelastung erfordert. Speicher der Zyklenkategorien z1 und z2 müssten im Verhältnis zu groß ausgelegt werden, als dass sie wirtschaftlich für diesen Betrieb nutzbar wären. Speicher der Zyklenkategorie z3 dagegen eignen sich bei einer Auslegung zwischen  $e_{P_{\text{smooth}},z3} = 47$  s und ca. 170 s sehr gut für diese Anwendung und können aufgrund der geringen Größe relativ kompakt realisiert werden. Zu ähnlichen Ergebnissen der Auslegung kommen auch die Autoren von [138], wonach ein Batterie-ESS mit einer Auslegung von etwa  $e = 3.000$  s geeignet ist, um eine stark geglättete Leistungserzeugung zu erreichen. Unter Berücksichtigung der Zyklen berechnen die Autoren für die Batterie in diesem Betrieb eine Lebensdauer von etwas mehr als 2 Jahren. Hochgerechnet auf die in dieser Arbeit zugrunde gelegten Zyklenkategorien kann eine Übereinstimmung mit diesen Daten in einem ähnlichen Wertebereich festgestellt werden. Auch in [142] wird gefolgert, dass ein ESS auf eine Kapazität von 15 bis 25 % der Energieproduktion ausgelegt werden muss, um ein Batterie-ESS zum Constant Power Control über 1-Stunden-Blöcke zu betreiben. Aus der Minimalauslegung für  $T_{P_{\text{smooth}}} = 60$  s mit  $e_{P_{\text{smooth}},\text{min}}$  von ca. 30 s wird ersichtlich, dass eine alleinige Nutzung der Rotorträgheit für  $P_{\text{smooth}}$  nur schwer realisierbar ist und eine zusätzliche Leistungsreserve benötigt wird. Aufgrund der hohen Zyklenbelastung ergeben sich geringe Anforderungen bezüglich der Ladungshaltung, allerdings hohe an den benötigten Wirkungsgrad.

#### 5.4.2 Unterstützung beim Durchfahren eines Spannungseinbruchs

Im Falle eines Spannungseinbruchs dürfen sich WEAn, wie in Kapitel 2.2.2.2 beschrieben, nur unter bestimmten Bedingungen vom Netz trennen. Generell müssen sie eine LVRT-Fähigkeit besitzen. Zur Stützung der Netzspannung wird die Einspeisung eines Blindstroms in das Netz gefordert [22]. Die Höhe des einzuspeisenden Blindstroms  $\Delta I_B$  ist hierbei abhängig von dem mit dem Netzbetreiber vereinbarten Faktor  $k$ , der beispielsweise in Deutschland Werte zwischen 0 und 10 annehmen kann und nach Gleichung (5.9) entsprechend Abbildung 2.5 (links, auf Seite 17) definiert ist. Des Weiteren besteht eine Abhängigkeit zu dem relevanten Spannungseinbruch  $\Delta U_r$ , der Differenz der Netzspannung zu einem Spannungstotband von  $\pm 10\%$  um den Spannungsnennwert  $U_N$ . Innerhalb des Spannungstotbands ist keine Blindstromeinspeisung vorzunehmen.

$$k = \frac{\Delta I_B / I_N}{\Delta U_r / U_N} \quad (5.9)$$

Bei reduzierter Netzspannung kann aufgrund der begrenzten Stromtragfähigkeit des netzseitigen WEA-Wechselrichters, dem NPSR, nur noch ein Teil der erzeugten Leistung in das Netz gespeist werden. Die Differenz zu der von der WEA erzeugten Leistung  $P_{\text{WEA}}$  kann durch ein ESS am WEA-Zwischenkreis in so einem Fall gespeichert und nach Fehlerklärung wieder in das Netz abgegeben werden. Dieses Vorgehen kann nur bei

Vollumrichteranlagen (Typ-4 Anlagen) umgesetzt werden, da der Stator bei Typ-3 Anlagen durch die fehlende Netzspannung entmagnetisiert wird und keine Leistung mehr erzeugt werden kann. Die in diesem hochdynamischen Prozess anfallende Rotorleistung ist dann schwer regelbar und wird in der Regel aus Sicherheitsgründen per Chopper im Zwischenkreis kontrolliert verbraucht [55]. Um die dafür benötigte Auslegung eines ESS zu berechnen, wird der worst case angenommen. Es wird ein dreiphasiger totaler Spannungseinbruch für 150 ms und eine Fehlerklärung entsprechend des schwarzen Verlaufs in Abbildung 5.26 angenommen. Die WEA darf sich in diesem Fall nicht vom Netz trennen. In [140] und [143] wurden entsprechende Berechnungen zur Auslegung eines ESS ohne die Berücksichtigung des einzuspeisenden Blindstroms gemacht, der nun hier berücksichtigt werden soll. In Abbildung 5.26 sind drei Bereiche definiert:

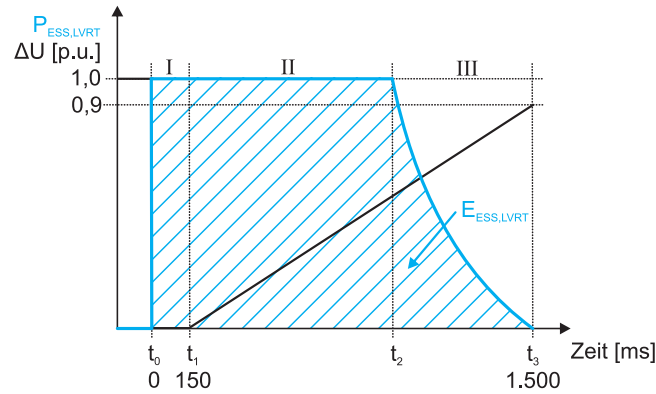


Abb. 5.26: LVRT Anforderung einer WEA nach [22] mit resultierender Leistung  $P_{\text{ESS,LVRT}}$  (blaue Linie) und entsprechender Energie  $E_{\text{ESS,LVRT}}$  (blaue schraffierte Fläche), die im Fehlerfall nicht in das Netz eingespeist werden kann

- Der Bereich *I* reicht von  $t_0$  bis  $t_1$ . In diesem Zeitabschnitt ist der Spannungseinbruch aller Phasen bei 100 % und es kann keine Leistung in das Netz abgegeben werden. Die volle durch die WEA erzeugte Leistung  $P_{\text{WEA}}$  wird im ESS zwischengespeichert.
- Zwischen  $t_1$  und  $t_2$  liegt der Bereich *II*. Die Netzspannung bildet sich linear zurück. In Abhängigkeit des Faktors  $k$  muss bis zum Zeitpunkt  $t_2$  ein Blindstrom von 1 p.u. eingespeist werden. Hierdurch ist in diesem Bereich die Stromtragfähigkeit des netzseitigen Umrichters voll ausgelastet, so dass kein zusätzlicher Wirkstrom eingespeist werden kann und  $P_{\text{WEA}}$  nach wie vor voll vom ESS aufgenommen wird.
- Zwischen  $t_2$  und  $t_3$  ist der Bereich *III* definiert. Hier reduziert sich die Blindstromabgabe linear mit der linear steigenden Netzspannung. Mit steigender Spannung steigt auch die im LVRT einspeisbare Scheinleistung  $S_{\text{NPSR,LVRT}}$  an.

In allen drei Bereichen kann die im LVRT vom ESS aufzunehmende Wirkleistung  $P_{\text{ESS,LVRT}}$  entsprechend Gleichung (5.10) berechnet werden. In den Bereichen *I* und *II* entspricht die im LVRT einspeisbare Scheinleistung  $S_{\text{NPSR,LVRT}}$  der einzuspeisenden

Blindleistung  $Q_{\text{LVRT}}$ .

$$P_{\text{ESS,LVRT}}(t) = P_{\text{WEA}}(t) - \sqrt{S_{\text{NPSR,LVRT}}(t)^2 - Q_{\text{LVRT}}(t)^2} \quad (5.10)$$

Wird  $P_{\text{WEA}} = P_N$  angenommen, können  $E_{\text{ESS,LVRT}}$  und  $e_{\text{LVRT}}$  entsprechend Gleichungen (5.11) - (5.12) berechnet werden.

$$E_{\text{ESS,LVRT}} = \int_{t_0}^{t_3} P_{\text{ESS,LVRT}}(t) dt \quad (5.11)$$

$$e_{\text{LVRT}} = \frac{E_{\text{ESS,LVRT}}}{P_N} \quad (5.12)$$

Die von  $k$  abhängige minimal erforderliche kapazitive ESS-Auslegung  $e_{\text{LVRT}}$  ist in Abbildung 5.27 dargestellt. Eine genaue Herleitung, Berechnung und Beschreibung der

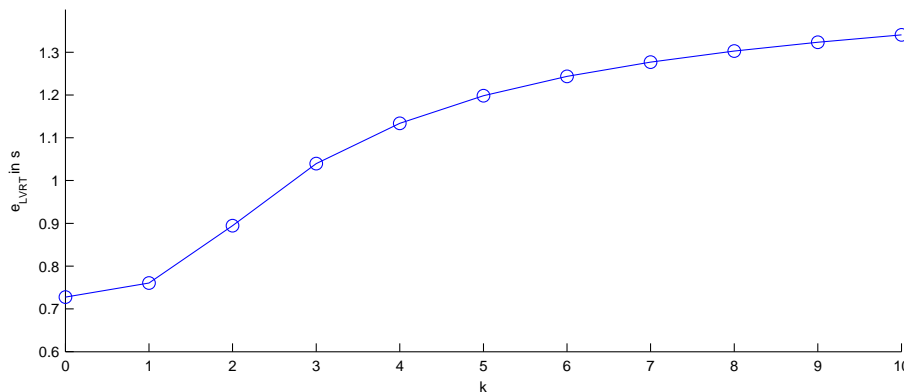


Abb. 5.27: Kapazitive Auslegung  $e_{\text{LVRT}}$  eines ESS für die Zwischenspeicherung der Energie, die im LVRT nicht in das Netz gespeist werden kann, in Abhängigkeit des mit dem Netzbetreiber zu definierenden Faktors  $k$

jeweiligen Größen findet sich im Anhang in Kapitel 10.4 auf Seite 174.

Das ESS muss leistungsmäßig mit  $P_{\text{ESS,LVRT}} = P_N$  auf die Nennleistung der WEA ausgelegt werden und erfordert eine sehr hohe Dynamik. Da solche Fehler nur selten auftreten und die Energie direkt nach Fehlerklärung wieder abgegeben werden kann, sind keine besonderen Anforderungen an Ladungshaltung und Zyklenfähigkeit festzustellen. Eine Unterstützung eines ESS im LVRT kann nur erfolgen, wenn das ESS direkt am DC-Link der WEA angeschlossen ist bzw. sicher gestellt ist, dass stets die volle Leistung zwischen generatorseitigem Umrichter und dem ESS fließen kann.

Da solche extremen Spannungsfehler nur unregelmäßig vorkommen und die kapazitive Auslegung von maximal  $e_{\text{LVRT}} = 1,35\text{ s}$  recht gering ist, erscheint es nicht sinnvoll, ein ESS nur für diesen Betrieb auszulegen. Vielmehr kann ein vorhandenes ESS genutzt werden, um auch in solchen Betriebsfällen das Einspeisedefizit zu reduzieren. Im Vergleich der Anwendungen in Kapitel 6 wird auch deutlich, dass eine Auslegung hinsichtlich der Leistung des ESS von 1 p.u. sehr hoch ist. Da die ermittelten Werte für  $e_{\text{LVRT}}$  deutlich kleiner als typische WEA-Anlaufzeitkonstanten  $T_{\text{AN}}$  sind, wäre

eine Zwischenspeicherung der nicht einspeisbaren Energie in der Drehbewegung des WEA-Rotors grundsätzlich denkbar.

### 5.4.3 Schwarzstartfähigkeit

Ein (Teil)-Netz muss nach einem Spannungsausfall wieder hochgefahren werden. Die für den Betrieb eines WPs oder einer WEA benötigte Energie zur Initialisierung des Betriebs wird im Normalfall aus dem Netz entnommen. Im Falle eines Einbruchs kann das ESS als Leistungsquelle hierfür dienen [71], [75]. Da dazu Energie während des Nicht-Fehlerfalls komplett vorgehalten werden muss, sollte die Selbstentladungsrate sehr gering sein. Da der Schwarzstart unabhängig vom WEA-Normalbetrieb ist und selten zur Anwendung kommt, sind keine besonderen ESS-Anforderungen an die Dynamik, den Wirkungsgrad und die Zyklenfähigkeit festzustellen. Nach [144] muss das ESS im Minuten- bis Stundenbereich ausgelegt sein. Eine Aussage zur Leistungsanforderung erfolgt dort nicht.

### 5.4.4 Beitrag zur Netzspannungsstützung

Im Falle eines Spannungseinbruchs oder Spannungsfehlers im Netz müssen WEAn oder WPs entsprechend den NAR einen Blindstrom einspeisen. Diese Maßnahmen sollen der Stützung der Netzspannung dienen und eine schnelle Fehlerklärung fördern, um zu einem sicheren Betriebspunkt zurückkehren zu können. Doch auch die Performance einer WEA kann durch die gezielte Einspeisung von Blindleistung im Netzfehlerfall erhöht werden, wenn dadurch zum Beispiel Spannungsunsymmetrien ausgeglichen werden können [55]. Ein ESS kann, wenn es direkt per Umrichter an das Netz angeschlossen ist, eben diese Funktionalität eines Flexible-AC-Transmission-Systems (FACTS) übernehmen. Da hier lediglich Blindleistung benötigt wird, ergeben sich keine Anforderungen an die Auslegung des Speichers. Die Möglichkeit zur Umsetzung einer UPS-Funktionalität am Netzanschlusspunkt im Sinne eines Dynamic Voltage Restorers (DVR) (vergl. [145]) ist zudem möglich, wird hier aber nicht betrachtet.

### 5.4.5 Dämpfung von Leistungssoszillationen

Durch geringe Synchronisationsunterschiede zweier Teilnetze oder großer Generatoren kommt es dazwischen zu ausgleichenden Leistungsflüssen, die typischerweise mit einer Frequenz zwischen 0,5 und 1 Hz oszillieren [81]. Diese Leistungssoszillationen beeinflussen die Frequenz und die Netzspannung. Sie treten in den verschiedenen Netzen unterschiedlich stark auf. Durch WEAn und ESS können diese Schwingungen gedämpft werden. Entsprechende Systeme und dazugehörige Regelungen werden in [146] und [147] entwickelt und simulativ untersucht. Es wird festgestellt, dass für diese Anwendung ESS mit einer kapazitiven Auslegung  $e$  im Sekundenbereich und einer hohen Zyklenzahl benötigt werden. Damit ergeben sich hohe Anforderungen an den Wirkungsgrad und geringe Anforderungen an die Ladungshaltung. Aufgrund der Schwingungsfrequenz wird keine hohe Anforderung an die zu erreichende Dynamik gestellt.

### 5.4.6 Bedarfsgerechte und marktorientierte Erzeugung

Während die zuletzt beschriebenen Anwendungsgebiete dem Bereich der Systemdienstleistungen zur technischen Sicherung des Netzbetriebs und Erhöhung der WEA-Performance zuzuordnen sind, beziehen sich die in diesem Kapitel betrachteten Anwendungen auf die Gestaltung und Sicherstellung der Energieversorgung. Im Speziellen werden Anwendungen zur Anpassung der Einspeisung an den Energiebedarf, zur Reduktion von konventionellen Reservekapazitäten und bezüglich marktgetriebener Kriterien betrachtet. Aus der Tabelle 5.1 geht hervor, dass es sich hierbei um Anwendungen handelt, für die eher große Speicherkapazitäten benötigt werden. Daher sollten die Speicher nahezu keine Selbstentladung aufweisen. Da die Bereitstellung der Leistung hier meist planbar und nicht zeitkritisch ist, existieren keine Anforderungen an eine hohe Dynamik. Zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit wäre generell ein hoher Wirkungsgrad erstrebenswert. Da diese Anwendungen allerdings eine Alternative zu konventionellen Kraftwerks-Reservekapazitäten darstellen oder eine Abregelung von WEAn in Starkwindzeiten verhindern, ist der Einsatz eines ESS sinnvoll. Daher wird keiner der betrachteten Speicher aufgrund des Wirkungsgrads von der Analyse ausgeschlossen. Diese Anwendungen stehen nicht im Fokus dieser Arbeit, werden aufgrund der Vollständigkeit dennoch kurz betrachtet.

#### 5.4.6.1 Sicherstellung der Erzeugungsvorhersage

Zur Berechnung der in einem Zeitraum benötigten Erzeugungskapazität konventioneller Kraftwerke benötigt ein Netzbetreiber die für diesen Zeitraum prognostizierte mittlere Einspeiseleistung der übrigen am Netz befindlichen Erzeugungseinheiten, wie WEAn. Eine Prognose der Erzeugung wird auch benötigt, wenn der Betreiber einer WEA seine erzeugte Leistung direkt an der Strombörse vermarktet. In Deutschland hat er dazu bereits die Möglichkeit und es gibt politisch motivierte Bestrebungen, solche Verfahren auszuweiten. In der Regel werden Strafzahlungen bei Nichteinhaltung der Prognose erhoben. Die Sicherstellung zur Einspeisung der prognostizierten Leistung mit Hilfe eines ESS ist in Abbildung 5.28 schematisch dargestellt. Das ESS stellt

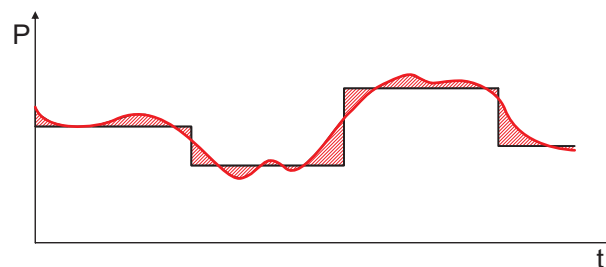


Abb. 5.28: Schematische Darstellung zur Sicherstellung der Prognose der Energieerzeugung einer WEA mit ESS, mittlere Erzeugungsprognose der WEA (schwarz), WEA-Erzeugung (rot) und Ausgleichsenergie des ESS (schraffiert)

hierbei die Energie bereit (schraffiert), um die die tatsächliche Produktion (rot) von



der Prognose (schwarz) abweicht. Typischerweise wird eine Prognose für einen Zeitraum von einer Stunde abgegeben. Die Prognose selbst wird mit Hilfe von Verfahren zur Windvorhersage für die entsprechende WEA berechnet. Diese unterliegt einem statistischen Fehler [148], [122]. Je nachdem ob die WEA die Leistungsprognose als konstante Leistung (Constant Power Control) oder nur dem Mittel entsprechend in das Netz einspeisen soll, resultiert eine unterschiedliche Auslegungsanforderung an das ESS. Im ersten Fall sei auf Kapitel 5.4.1 verwiesen. Für den zweiten Fall lässt sich die bereitzustellende Kapazität aus der maximalen Dauer der Vorhersage und der aus dem maximalen Prognosefehler resultierenden Leistungsabweichung unter Berücksichtigung des ESS-Wirkungsgrads berechnen und ist im Minuten- bis geringen Stundenbereich anzusetzen. Zu beachten sind zudem die für den entsprechenden Aufstellungsstandort typische Windfluktuation und wirtschaftliche Aspekte, wie die Höhe von Strafzahlungen bei Nichteinhaltung der Prognose [149]. Zudem muss beachtet werden, dass diese Leistungsreserve sowohl positiv als auch negativ sein kann, wobei im zweiten Fall die WEA eine zu viel produzierte Energie auch durch Abregelung reduzieren könnte. Die Zyklenanforderung kann aus der statistischen Häufigkeit der Prognoseabweichungen und der vorhandenen Speicherkapazität berechnet werden und wird im mittleren Bereich abgeschätzt. Die Sicherstellung der prognostizierten Energieerzeugung kann auch ohne ESS erfolgen, wenn die WEA entweder mit einer Leistungsreserve betrieben wird ( $\Delta$ Control) oder eine geringere Einspeiseprognose abgegeben wird. In beiden Fällen entspricht die Reserve dem maximal zu erwartenden Prognosefehler. Durch dieses Vorgehen resultiert allerdings ein ständiges Einspeisedefizit.

#### 5.4.6.2 Peak Shaving

Das Prinzip des Peak Shaving ist in Abbildung 5.29 dargestellt. Es werden nur mi-

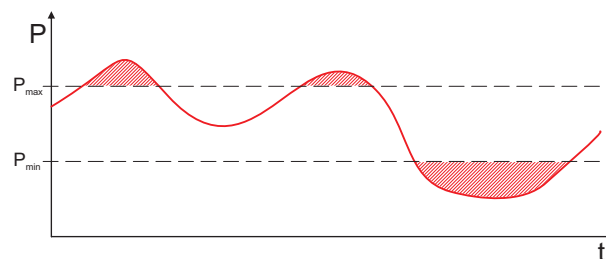


Abb. 5.29: Schematische Darstellung zur Peak Shaving-Anwendung an einem WEA-Einspeiseverlauf (rot) mit minimaler und maximaler Leistungsbegrenzung, die durch ein ESS (schraffiert) realisiert wird

nimale und maximale Leistungswerte zur Einspeisung im Leistungsverlauf der WEA (rot) zugelassen. Überschreitet die WEA-Leistung diese maximale Grenze, wird diese Energie in einem ESS zwischengespeichert (schraffiert), bei einer Unterschreitung entsprechend aus dem ESS in das Netz eingespeist [75]. Das Ziel dieser Anwendungen ist es vor allem, die gesamte Amplitude der durch WEAn eingespeiste Leistung auf ein definiertes Band zu reduzieren, um bei der Kapazitätsplanung konventioneller Kraftwerke die Erzeugungsreserven reduzieren zu können und um Stromleitungen nicht zu

überlasten. Die Auslegung des ESS hängt maßgeblich von den gewählten Leistungsgrenzen, aber auch von den Windverhältnissen am Aufstellungsort der WEA ab. Es ist nicht damit zu rechnen, dass diese Anwendung stets eine Ein- und Ausspeicherneutralität gewährleisten kann. Daher ist für die Auslegung zudem entscheidend, wie lange entsprechende Grenzen gelten. Es wird eine mittlere Zyklenbelastung angenommen. Nach [119] ist dieses Verfahren durch mittel- bis langfristige Speichertechnologien erzielbar, die kapazitiv im Bereich von ca. zwei Stunden ausgelegt werden können. P-Curtailment kann als ein Spezialfall dieser Anwendung gesehen werden, in dem nur die obere Leistungsgrenze Anwendung findet.

### 5.4.6.3 Lastausgleich

Aufgrund der durch die natürlichen Schwankungen über Zeiträume im Stundenbereich verursachte ungleichmäßige Energieerzeugung durch WEAn kann eine bedarfsgerechte Erzeugung ohne eine geeignete Zwischenspeicherung nicht erreicht werden. In Abbildung 5.30 ist das Prinzip des Lastausgleichs dargestellt. Die vom ESS bereitgestellte

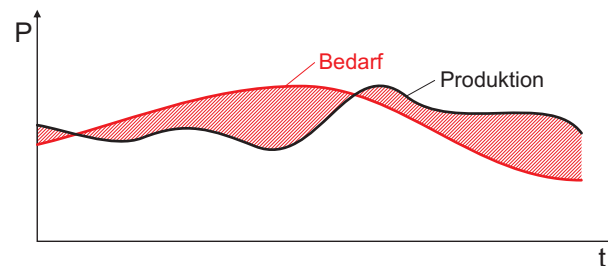


Abb. 5.30: Schematische Darstellung zur Lastausgleich-Anwendung mit von WEAn produziertem Leistungsverlauf (schwarz), dem Leistungsbedarf (rot) im Netz und der durch ein ESS bereitgestellten Reserveenergie (schraffiert)

Reserveenergie (schraffiert) gleicht die Unterschiede zwischen Energiebedarf (rot) und WEA-Energieproduktion (schwarz) aus [118]. In Zeiten geringer Energienachfrage wird die überschüssig erzeugte Energie zwischengespeichert, in Zeiten hohen Bedarfs zum Ausgleich der nicht ausreichenden Produktion in das Netz eingespeist. Das Ziel ist es, den Bedarf für teure Reservekraftwerke zu senken. Regionen können darüber hinaus durch lokale ESS in Zeiten hohen Bedarfs versorgt werden, ohne dass die Transportleitungen in diese Regionen auf diese Leistungsspitzen ausgelegt sein müssen. Nach [118] werden ESS im Bereich zwischen 2 und 4% des RES-Anteils der Erzeugungskapazität für diese Anwendung benötigt, in [82] werden Speicherkapazitäten im Stunden- bis Tagebereich angegeben. Genau muss die Auslegung in Abhängigkeit von dem typischen Lastprofil des Verbrauchs und des für die entsprechenden Regionen vorkommenden Windes erfolgen. Als geeignete Speichertopologien werden stets PHS, CAES und VR-Batterien angegeben, da diese die benötigten hohen Kapazitäten erreichen können. Insbesondere im ersten Fall besteht allerdings eine große geografische Abhängigkeit.

#### 5.4.6.4 Ausgleich von Schwachwindphasen

Analog zum Lastausgleich bezogen auf den Energiebedarf wird in diesem Auslegungsansatz der Lastausgleich bezogen auf die Energieerzeugung betrachtet. Letztere hängt bei WEAn vom Wind ab, der sowohl kurz- als auch langfristigen Schwankungen unterliegt (vergl. Van der Hoven Spektrum in Kapitel 3.4.3, Abbildung 3.10). Die langfristigen Schwankungen sind im monatlichen bis jährlichen Maßstab zu betrachten. Hierunter fallen saisonal bedingte Windphänomene, wie Herbststürme oder tendenziell stärkere Winde im Winter, als im Sommer. Im mittelfristigen Bereich sind die im Wochenmaßstab wechselnden Konstellationen von Hoch- und Tiefdruckgebieten ein Grund für Schwankungen, im kurzfristigen Bereich täglich auftretende Windphänomene, wie der Wechsel von See- und Landwind in den Küstenregionen. Die Auslegung eines ESS zum Ausgleich dieser Schwachwindphasen ist daher zum einen von regional typischen Windverhältnissen, zum anderen von der Möglichkeit der Anpassung einer Erzeugungsgrundlast durch konventionelle Kraftwerke abhängig. Nach [119] kann daher der kapazitive Speicherbedarf im Bereich von bis zu mehreren Wochen liegen.

#### 5.4.6.5 Energiehandel

Beim Handel der Energie an der Strombörse richtet sich der Abnahmepreis einer Energieeinheit nach dessen Angebot und Nachfrage. Tendenziell hat ein solcher daher in Zeiten hoher Energienachfrage und schwachen Winden einen höheren Preis als in Starkwindzeiten. Ein ESS kann verwendet werden, um Energie in Zeiten geringer Preise einzuspeichern und in Zeiten hoher Preise in das Netz einzuspeisen. In [82] und [118] werden Speicher mit einer kapazitiven Auslegung im Stunden- bis Tagebereich für diesen Einsatzzweck angegeben. Aufgrund der hohen Kapazität eignen sich insbesondere PHS.

## 5.5 Abschließender Vergleich und Zusammenfassung

Die in diesem Kapitel identifizierten Anforderungen an ein ESS sind in Tabelle 5.8 dargestellt. Zur Bewertung werden die in Kapitel 5.2 definierten Kriterien angewendet, nach denen auch die Energiespeichertechnologien (siehe Tabelle 4.6) verglichen werden. Insbesondere für die Anforderungen nach aktuellen NAR ( $\Delta$ Control, P-Curtailment, RRL) und P-Smoothing können durch Auswertung von Simulationen und Messwerten die Anforderungen zur Auslegung eines ESS ermittelt werden. Die Ergebnisse der übrigen Anwendungen basieren zum größten Teil auf Literaturrecherchen und darauf basierenden Abschätzungen.

Für die hier betrachteten Anwendungen konnten drei Gruppen mit jeweils geeigneten Speichertechnologien identifiziert werden.

1. In der Gruppe der kurzfristig energieausgleichenden Speicheranwendungen wird das ESS vor allem dazu genutzt, die schwankende Leistungseinspeisung aufgrund fluktuierender Winde auszugleichen. Dazu gehören pnRRL, P-Smoothing und das

Tab. 5.8: Bewertung der betrachteten Anwendungen für ESS durch Zuordnung in Kategorien entsprechend Kapitel 4.1.1

Anwendung	Dyn.- Kat.	Selbstent- ladung-Kat.	$\eta_{ES}$ - Kat.	Zyklus- Kat.	Kapazitäts- Kat.
$\Delta C$ : fixe Regelenergie*	d2	s2	w2	z1-z2	k2
$\Delta C$ : (L)FSM*	d2	s2	w2	z1	k2
pnRRL	d2	s3	w1	z3	k1-k2
P-Curtailment**	d2	s3	w1	z3	k1-k2
EIC	d2	s2	w3	z1	k1
P-Smooth( $T_{smooth} = 1.800$ s)	d2	s3	w1	z3	k1-k2
LVRT-Unterstützung	d1	s3	w2	z1-z3	k1
Black Start	d2	s2	w3	z1-z3	k2
Dämpfung P-Oszillationen	d2	s3	w1	z2-z3	k1-k2
Mittl. Erzeugungsvorhersage	d3	s1	w2	z2	k2
Peak Shaving	d2	s1	w2	z2	k2
Lastenausgleich	d3	s1	w3	z1-z2	k2-k3
Schwachwindphasen	d3	s1	w3	z1-z2	k2-k3
Energiehandel	d3	s1	w2	z2	k2-k3

\*: mit  $f_{tot} = \pm 20$  mHz

\*\*: in Bereichen mit erfüllter Ein- und Ausspeicherneutralität

P-Curtailment (in den Bereichen mit erfüllter Ein- und Ausspeicherneutralität). Für diese dynamischen Anwendungen sind Speicher vor allem mit geringen Reaktionszeiten und hohen Wirkungsgraden notwendig. Die Selbstentladungsrate ist hierbei nicht entscheidend, da die Speicher die Ladung nicht lange halten müssen. Aufgrund der hohen Zyklusbelastung werden Speichertechnologien mit hohen Zykluszahlen benötigt, die dafür aber nur eine relativ geringe Kapazität aufweisen müssen. Aus den betrachteten Speichereigenschaften können DSK, SMES und SRS als besonders gut geeignete Technologien identifiziert werden.

- Die zweite Gruppe vereint die kurz- bis mittelfristig energievorhaltenden Anwendungen, wobei gespeicherte Energie oder freie Kapazität im Minuten- bis Stundenbereich vorgehalten werden muss. Zu dieser Kategorie gehören  $\Delta$ -Control mit Primär- und Sekundärregelung und dynamischer Frequenzregelung, Dämpfung von Netzoszillationen, das Emulieren einer Netzträgheit (EIC), LVRT-Unterstützung und Black-Start-Funktionalität. Für diese Anwendungen sind Speicher vor allem mit geringen Reaktionszeiten, mittleren bis hohen Wirkungsgraden und geringer Selbstentladungsrate notwendig und es werden mittlere bis hohe Zykluszahlen umgesetzt. Im Vergleich der Anforderungen und Speichereigenschaften erweisen sich insbesondere BS, LI und VR Technologien als gut geeignet.
- Langfristig energievorhaltende und -ausgleichende Anwendungen gehören zu der dritten Gruppe, deren Anwendungen der Ausgleich ungenauer und fehlerbehafteter Erzeugungsvorhersagen, die bedarfsorientierte Einspeisung, der Ausgleich von Schwachwindphasen und das Peak Shaving sind. Hierfür sind Speicher vor

allem mit hoher Kapazität, mindestens mittleren Wirkungsgraden und möglichst keiner Selbstentladungsrate notwendig. Reaktionszeiten sind unkritisch und dürfen im geringen Minutenbereich liegen. Aufgrund der hohen Kapazitäten werden über die Lebensdauer verhältnismäßig wenige Vollzyklen gefahren. Es eignen sich hierfür VR, CAES und PHS Technologien.

In Tabelle 5.9 sind die einzelnen Anwendungen den Speichertechnologien gegenübergestellt. Ein „x“ stellt hierbei eine sehr gut geeignete Kombinationsmöglichkeit dar. Im Falle der Abweichung um einen Punkt im Bereich der Selbstentladung oder des Wirkungsgrads markiert ein „(x)“ eine generelle technische Eignung, wobei allerdings Abstriche in der Performance zu erwarten sind. Diese Ergebnisse weisen eine gute Deckung mit denen aus [81] und [82] auf.

Die Speichertechnologien NiCd und ZnBr wären grundsätzlich bzgl. ihrer Eigenschaften für die Anwendungen der Gruppe 2 geeignet, doch ist deren Verwendung bedingt durch den relativ schlechten Wirkungsgrad nicht zu empfehlen. Lediglich für die Anwendung des Black Start können sich diese Technologien aufgrund ihrer im Vergleich geringeren Kosten als wirtschaftlich geeignet herausstellen. Hierbei steht weniger die effiziente Funktionalität, sondern vielmehr die Funktionalität im Fehler- und Notfall im Vordergrund. Ein NaS-Speicher ist ebenfalls aufgrund vieler seiner Eigenschaften für die Verwendung in der Gruppe 2 gut geeignet, wenn er bessere Eigenschaften bezüglich der Ladungshaltung aufweisen würde. Diese ist mit ca. 80 % gering, da der Speicher einen hohen Energieaufwand zur Herstellung der benötigten hohen Betriebstemperatur in den Ruhephasen oder zur Kühlung im Betrieb benötigt.

In jeder der drei Gruppen kann mindestens eine Speichertechnologie identifiziert werden, die für alle Anwendungen einer Gruppe verwendet werden kann. In einem solchen Fall können die verschiedenen Anwendungen miteinander kombiniert auf einem ESS implementiert werden. Hierzu ist eine geeignete Erweiterung der Speicherauslegung und Nutzung einer gemeinsamen Steuerung auf einem ESS zu realisieren, wie im folgenden Kapitel untersucht wird. Eine Kombination zweier Anwendungen aus zwei unterschiedlichen Gruppen wird mit einem hybriden ESS, das zwei verschiedene Speichertechnologien kombiniert, (s. Kapitel 6.1.3) empfohlen. Die Anwendungen der Gruppe 3 sind aufgrund der hohen kapazitiven Auslegung nicht für die in dieser Arbeit kurz- bis mittelfristigen ESS geeignet. Da sich die VR-Speichertechnologie aber zum Teil für Anwendungen sowohl von Gruppe 2 und Gruppe 3 eignet, ist auch hierbei eine Kombination der Anwendungen möglich. Dies wird insbesondere dadurch begünstigt, da sich, wie in Kapitel 4.1.2.5 festgestellt, die Kapazität eines VR-Speichers relativ einfach erweitern lässt.

Tab. 5.9: Geeignete Speichertechnologien für entsprechende Anwendungsgebiete für ESS

Gruppe	Anwendung	BS	LI	NIcD	NaS	VR	ZnBr	DSK	SMES	SRS	CAES	PHS
1	P-Smooth ( $T_{\text{smooth}} = 1.800 \text{ s}$ )							x	(x)	x		
	pnRRL							x	(x)	x		
	P-Curtailment**							x	(x)	x		
2	$\Delta C$ : fixe Regelenergie*	x	x		(x)	x						
	FIC	x	x	x		x	x					
	Black Start	x	x		x		x					
	$\Delta C$ : (L)FSM*	x	(x)			(x)						
	Dämpfung P-Oszillationen	(x)	x		(x)	(x)		x	x	x		
	LVRT-Unterstützung	x	x		x			x	x			
	Peak Shaving		(x)			x						
	Mittl. Erzeugungsvorhersage		(x)			x						
3	Lastenausgleich					x					x	x
	Schwachwindphasen					x					x	x
	Energiehandel					x					x	x

\*: mit  $f_{\text{tot}} = \pm 20 \text{ mHz}$ 

\*\*: in Bereichen mit erfüllter Ein- und Ausspeicherneutralität

## 6 ESS-Integration

Um ein ESS in ein WEA-System zu integrieren, sind verschiedene Anbindungskonzepte denkbar [139]. Es kann jede einzelne WEA oder zentral der WP mit einem Speicher ausgestattet werden. Wenn mehrere verschiedene Anwendungen durch ein ESS realisiert werden sollen, kann es sinnvoll sein, mehrere unterschiedliche Speichertechnologien in einem ESS zu verwenden. Die auf diesen Grundlagen entwickelten Anbindungskonzepte werden im Folgenden beschrieben und analysiert. Es wird ein Vergleich durchgeführt und für die in Kapitel 5 untersuchten Anwendungen bewertet. An einem selbst entwickelten Laborteststand werden zwei der Anbindungskonzepte untersucht und die in der Theorie gewonnenen Erkenntnisse validiert. Als Speicher wird ein selbst entworfener Energiespeicheremulator (ESE) verwendet. In dem Aufbau werden zwei unterschiedliche TSS-Topologien verwendet, deren in Kapitel 4.2 hergeleiteten Eigenschaften und in Kapitel 3.1.1 vorgestellte Modellierung validiert werden.

### 6.1 Anbindungskonzepte für ESS an WEAn

#### 6.1.1 Verteiltes und aggregiertes ESS

In Abbildung 6.1 sind die verschiedenen grundsätzlichen Anbindungsmöglichkeiten eines ESS an eine WEA oder einen WP dargestellt. Im Falle eines „verteilteten ESS“

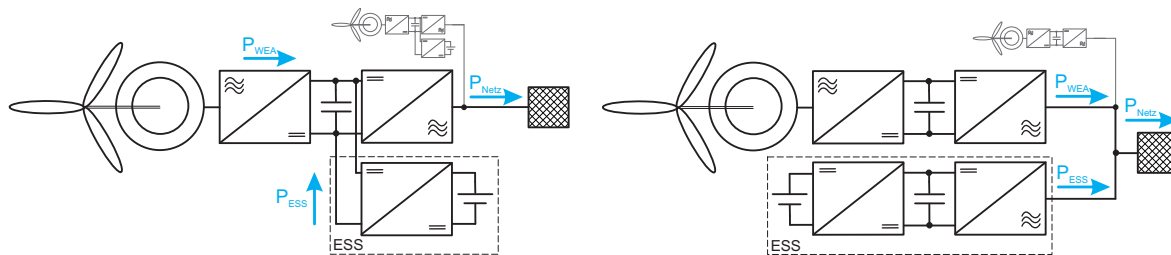


Abb. 6.1: Leistungen an einem WEA-System mit ESS, wobei das ESS an den DC-Link der WEA angeschlossen ist („verteiltetes ESS“, links) und das (Park-)Netz angeschlossen ist („aggregiertes ESS“, rechts)

(siehe Abbildung 6.1 links) wird das ESS direkt an den Zwischenkreis einer WEA angeschlossen. Der Hauptvorteil liegt hierbei in der Verwendung der bereits vorhandenen Netzanbindung durch den NPSR der WEA. Die maximale Auslegung des ESS hinsichtlich der Leistung begrenzt sich dabei auf die der WEA. Zusammen mit den anderen auf die WEAn verteilten ESS eines WPs ergibt sich eine parkweite Gesamtauslegung, die zentral durch ein entsprechendes WP-Management gesteuert wird. Befindet sich

das gesamte Umrichtersystem der WEA in der Gondel, so stellen sich als Hauptnachteil dieser Anbindungsform maximale Platz- und Gewichtsbeschränkungen dar. Einzelne WEA-Hersteller trennen das Umrichtersystem allerdings so auf, dass der NPSR am Fuß des WEA-Turms installiert wird. Die Integration eines am Boden befindlichen ESS in den DC-Link der WEA ist hiermit ohne signifikante Gewichts- und Volumenbeschränkungen realisierbar. Einzelne Anwendungen, wie die Unterstützung im LVRT (vergl. Kapitel 5.4.2), sind nur mit diesem Anschlusskonzept umsetzbar. Ist die Parknetzspannung im Falle eines Spannungsfehlers nicht mehr (vollständig) vorhanden, kann auch ein an das Parknetz angeschlossenes ESS nicht mehr (vollständig) wirken. Der Zwischenkreis einer WEA bleibt im Netzfehler allerdings intakt, so dass der Betrieb mit einem daran angeschlossenen ESS weiterhin möglich ist.

Für das Konzept des verteilten ESS können zwei grundsätzliche Integrationsmöglichkeiten eines Speichers in Betracht gezogen werden. Ein DC-Speicher kann direkt an einen WEA-Zwischenkreis angeschlossen werden, oder es kann ein geeigneter Umrichter zur Anbindung Verwendung finden. Im ersten Fall muss die Zwischenkreisspannung in einem bestimmten Bereich variabel sein, um den von der Spannung abhängigen Ladezustand des Speichers regeln zu können. Um die gesamte Speicherkapazität zu nutzen, muss diese Spannungsvariabilität den gesamten Spannungsbereich des Speichers abdecken. Daher eignen sich in diesem Fall insbesondere Speicher mit einem relativ schmalen Spannungsbereich. Dieser variiert in Abhängigkeit des Ladezustands, der Anoden- und Kathodenmaterialien oder aufgrund des Spannungsabfalls des Batteriestroms über dem inneren Batteriewiderstand. Soll ein ES direkt an den Zwischenkreis einer WEA angeschlossen werden, muss dessen Spannung also in einem von der Speichertechnologie und -auslegung abhängigen Bereich regelbar sein. Daher wird die Bemessungsspannung des Zwischenkreises in einem solchen Fall um den Faktor  $s$  größer ausgelegt und eine Regelbarkeit der Spannung durch den NPSR vorausgesetzt. Für den im Folgenden durchgeführten Vergleich wird entsprechend angenommen, dass die Zwischenkreisspannung einer WEA um  $s = 25\%$  größer ausgelegt werden muss [139]. Wird ein Umrichter zur Anbindung des Speichers verwendet, ist keine Anpassung der Zwischenkreisspannung erforderlich ( $s = 0$ ).

Je nach Anwendung kann es notwendig sein, dass eine Einspeisung durch ein ESS unabhängig vom WEA-Betriebspunkt erfolgen können muss. Dies kann vor allem bei Anwendungen der Fall sein, bei denen eine Leistungsreserve vorgehalten wird. So kann es z.B. dazu kommen, dass Regelleistung im Falle einer Unterfrequenz benötigt wird, auch wenn sich die WEA im Nennbetrieb befindet. Ist das ESS an den Zwischenkreis der WEA angeschlossen, so ist also eine Mehrauslegung hinsichtlich der Leistung des NPSR um den Faktor  $p'$  erforderlich, um diese zusätzliche Wirkleistung einspeisen zu können. Dieser Wert ist abhängig von der Anwendung und entspricht im worst case der ESS-Auslegung, die durch den Faktor  $p$  mit dem Zusammenhang  $P_{\text{ESS}} = p \cdot P_{\text{WEA,N}}$  beschrieben wird.

Ein in einem WP zentral installiertes ESS wird als „aggregiertes ESS“ bezeichnet (siehe Abbildung 6.1 rechts). Solche Systeme sind grundsätzlich im Vergleich platz- und gewichtstechnisch weniger kritisch. Hieraus ist direkt erkennbar, dass sich dieses Anschlusskonzept insbesondere für Anwendungen mit einem hohen kapazitiven Bedarf



eignet. Der Hauptnachteil besteht darin, dass eine separate Netzanbindung des Speichers benötigt wird. Dafür sind der WEA- und der ESS-Betrieb vollständig voneinander entkoppelt und die Auslegung der WEA muss nicht individuell angepasst werden. Ein Beispiel des aggregierten Konzepts wird in [141] untersucht, wobei ein zentral am Netzverknüpfungspunkt installierter SRS mit dem Ziel der Glättung der Parkleistung untersucht wird.

### 6.1.2 Einfaches ESS

Sofern ein ESS verwendet werden soll, in dem nur eine einzige Speichertechnologie genutzt wird, sind vier grundsätzliche Integrationskonzepte denkbar. Diese sind in Abbildung 6.2 dargestellt. Im linken Teil der Abbildung sind verteilte ESS, im rechten Teil

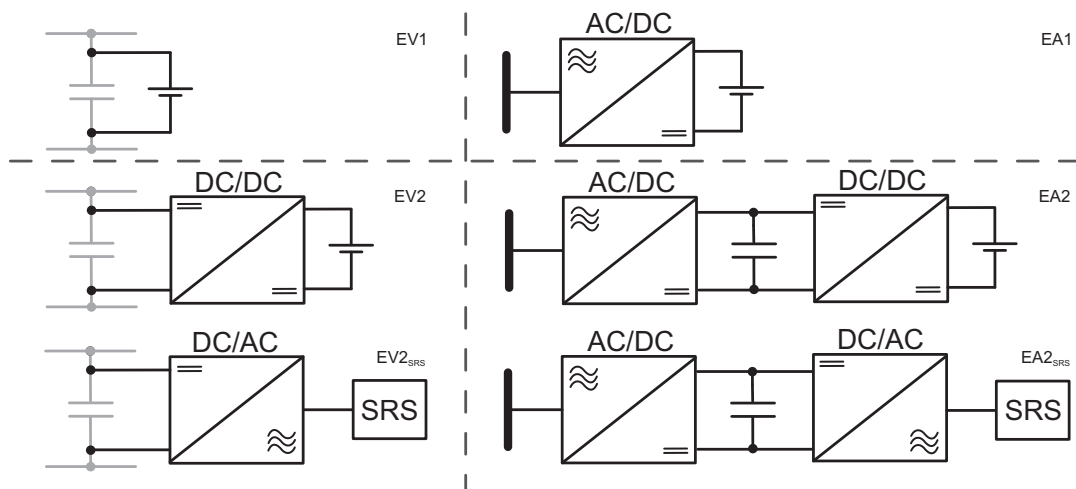


Abb. 6.2: Anbindungskonzepte von einfachen ESS an WEA-Systemen, links am DC-Link einer WEA (verteiltes Konzept), rechts am Netz eines WPs (aggregiertes Konzept)

aggregierte ESS dargestellt. Die obere Reihe zeigt die Systeme, bei denen der (DC-)ES direkt an den Zwischenkreis der WEA oder im aggregierten ESS an den entsprechenden NPSR angeschlossen wird. Die Konzepte im unteren Bereich der Abbildung nutzen zur Entkopplung der vom Ladezustand abhängigen Speicherspannung zum Zwischenkreis einen separaten Umrichter. In diesem Fall kann auch ein AC-Speicher, hier durch ein SRS dargestellt, Anwendung finden.

Die Nomenklatur zur Benennung dieser Konzepte ergibt sich im ersten Buchstaben aus einem „E“ für ein einfaches ESS und im zweiten Buchstaben mit einem „V“ für ein verteiltes bzw. einem „A“ für ein aggregiertes ESS. Die Ziffer ist für die in diesen Kategorien möglichen Ausprägungen fortlaufend gewählt. Wird anstelle eines DC-Speichers ein AC-Speicher verwendet, so ist die Bezeichnung um den Index „SRS“ erweitert.

### 6.1.3 Hybrides ESS

Werden unterschiedliche Speichertechnologien in einem ESS verwendet, so liegt ein „hybrides ESS“ vor. Die jeweiligen Anbindungskonzepte sind in Abbildung 6.3 dargestellt. Die Aufteilung der Abbildung ist entsprechend der aus dem vorangegangenen Kapitel.

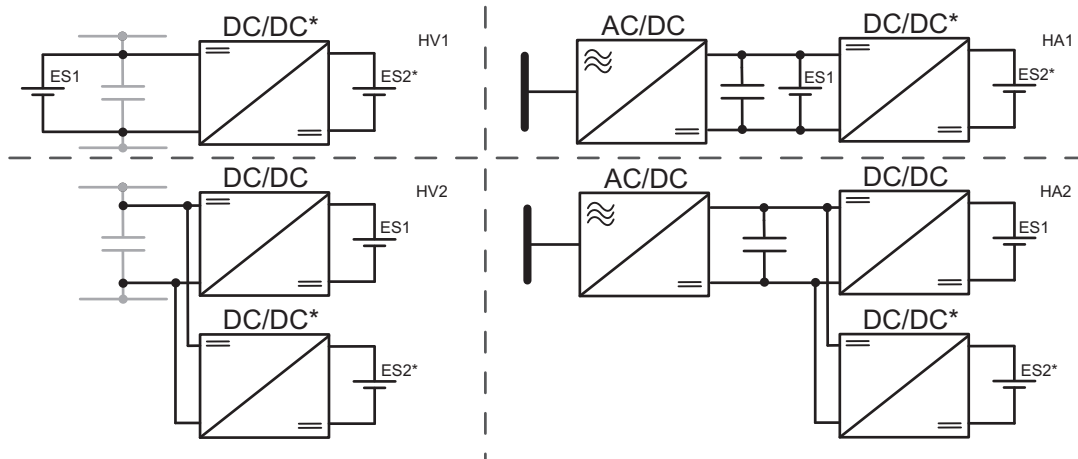


Abb. 6.3: Anbindungskonzepte von hybriden ESS an WEA-Systeme, links am DC-Link einer WEA (verteiltes Konzept), rechts am Netz eines WPs (aggregiertes Konzept), die mit \* gekennzeichneten ESS können auch durch SRS-Systeme bzw. DC/AC-Umrichter dargestellt werden (hier nicht gezeigt)

Die Nomenklatur sieht an erster Stelle ein „H“ zur Kennzeichnung des hybriden ESS vor.

Lässt sich die Gesamtleistung des ESS auf beide Speicher aufteilen und wird die Leistung von ES1 durch  $p_1$ , die von ES2 durch  $p_2$  beschrieben, so gilt Gleichung (6.1). Entsprechend dieser Aufteilung sind auch die jeweiligen Umrichter auszulegen.

$$p = p_1 + p_2 \quad (6.1)$$

Herangehensweisen zur kapazitiven Auslegung der Speicher im Falle eines hybriden ESS sind in Abbildung 6.4 schematisch dargestellt. Hierbei stellt jeder Block eine minimale Kapazität  $e_{\min,x}$  für eine Anwendung (nummeriert mit  $x = 1, 2$  und  $3$ ) dar. Mit  $\text{SoC}_0$  wird der jeweilige mittlere Ladezustand des gesamten ESS angegeben. Die Blöcke unterhalb dieser Grenze stellen demnach das Vorhalten von Energie dar, die im Bedarfsfall in das Netz gespeist werden kann (z.B. Regelenergie), die Blöcke oberhalb von  $\text{SoC}_0$  stellen freie Kapazitäten dar, die Energie im Bedarfsfall aufnehmen können (z.B. im LVRT). Energieausgleichende Anwendungen (wie z.B. P-Smooth oder pnRRL) benötigen sowohl freie Kapazität, als auch vorgehaltene Energie und sind deshalb durch Blöcke dargestellt, die um  $\text{SoC}_0$  herum angeordnet sind. Die Höhe des gesamten Blocks entspricht somit der gesamten minimalen kapazitiven Auslegung eines ESS  $e_{\min}$ . Es sind drei Fälle a.) - c.) aufgeführt, die Herangehensweisen an die kapazitive Gesamtauslegung eines ESS darstellen.

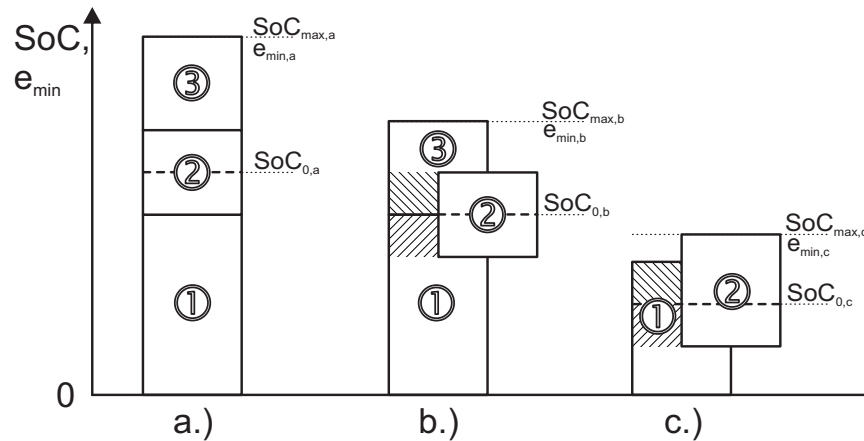


Abb. 6.4: Möglichkeiten zur Anordnung von Kapazitätsblöcken bei der Kombination verschiedener Anwendungen (1, 2 und 3) in einem ESS für drei mögliche Fälle (a, b und c), wobei jeweils  $SoC_{0,[a,b,c]}$  den mittleren Ladezustand und  $e_{\min,[a,b,c]}$  die minimale kapazitive Gesamtauslegung des ESS definiert und geteilte Kapazitäten schraffiert dargestellt werden

- Es sind drei Anwendungen dargestellt, deren minimale kapazitive Auslegungen zur kapazitiven Gesamtauslegung  $e_{\min,a}$  addiert werden. Hierdurch ist sichergestellt, dass jede der Anwendungen in jedem Betriebszustand vollständig ausgeführt werden kann.
- Es wird die Auslegung des Falls a.) so modifiziert, dass sich einzelne Kapazitätsblöcke überlappen. Als deutlicher Vorteil kann zunächst festgestellt werden, dass die kapazitive Gesamtauslegung  $e_{\min,b}$  geringer als im Fall a.) ausfällt, obwohl dieselben Anwendungen im ESS realisiert werden. Es ergibt sich jedoch der Nachteil, dass sich die Anwendungen hinsichtlich ihrer jeweiligen Arbeitspunkte beeinflussen können. Je nach Betriebszustand der Anwendung 2 kann entweder die Planenergie für Anwendung 1 oder die geplante freie Kapazität für Anwendung 3 reduziert ausfallen, wie durch die jeweiligen schraffierten Flächen dargestellt wird. Zudem gilt die Bedingung für eine gemeinsame Nutzung einer Kapazität in der Art, dass die Anwendungen und genutzten Speicher entweder ähnliche Zykleneigenschaften haben oder die kapazitive Auslegungen entsprechend angepasst werden müssen (vergl. Kapitel 5.2.1).
- Die Kombination zweier Anwendungen mit ähnlichen Eigenschaften und Auslegungsanforderungen (z.B. pnRRL und P-Smooth) ist hier dargestellt. Eine gemeinsame übergeordnete Steuerung wird benötigt, um die Anwendungen parallel zu betreiben, zum Beispiel durch die Priorisierung einer solchen.

Bei einem hybriden ESS kann die Umsetzung der Anwendungen durch Verwendung verschiedener Speichertechnologien erfolgen, die unterschiedliche Eigenschaften aufweisen. Vor allem, wenn in einem ESS Anwendungen mit unterschiedlichen Zyklenanforderungen realisiert werden sollen, kann es sich als sinnvoll erweisen, die Auslegung der Anwendungen auf die Teil-ESS nach diesem Kriterium vorzunehmen. Diese muss allerdings für jegliche Kombination von Anwendungen individuell untersucht werden. Die

Entscheidung, ob eine Kapazität jederzeit zwingend verfügbar sein muss oder ob eine Priorisierung einzelner Anwendungen bei gemeinsamer Kapazitätsplanung ausreicht, ist unter anderem von der Art und Menge der umzusetzenden Anwendungen und den Zielen dieser oder Vereinbarungen mit dem Netzbetreiber abhängig.

Hybride ESS-Konzepte werden zur Umsetzung von Netzdienstleistungen in [118] untersucht. Der Vorteil liegt in der Kombination unterschiedlicher Speichereigenschaften. In [102] wird ein DSK für die Pufferung von hochdynamischen und großen Strömen zur Rekuperation in einem EV genutzt, so dass die Hauptbatterie geschont werden kann. Das Gesamtsystem erhält hierdurch sowohl eine hohe Leistungs- als auch Energiedichte.

### 6.1.4 ESS-Management

Wird ein oder werden mehrere ESS in einem WP betrieben, ist es sinnvoll, dessen Betriebssteuerung um die zentrale Steuerung aller ESS zu erweitern. Hierdurch können zum einen die Leistungsflüsse koordiniert, zum anderen die Ladezustände der vorhandenen Speicher so geregelt werden, dass eine gleichmäßige Belastung aller Speicher erfolgt. Wie in [150] gezeigt wird, erfolgt somit eine zentrale Vorgabe der Sollwerte für jeden einzelnen Speicher. So ist am Anschlusspunkt des WPs nicht ersichtlich, ob die jeweilige Speicherenergie aus einem aggregierten ESS stammt oder der Summe aus allen verteilten ESS entspricht. Hierdurch können Leistungsvorgaben vom Netzbetreiber durch den WP einfacher umgesetzt werden, als wenn jede WEA mit ESS autark betrieben wird.

## 6.2 Vergleich der Anbindungskonzepte

Um die verschiedenen Anbindungskonzepte zu vergleichen, werden im Folgenden die jeweiligen Auswirkungen auf den Wirkungsgrad des Gesamtsystems und des ESS (vergl. Kapitel 4.1.1.1), sowie die Bauleistung der benötigten Leistungshalbleiter in den Umrichtern (vergl. Kapitel 4.2.1.3) betrachtet. Diese Kriterien und die Auswirkungen entsprechender Auslegungen werden zunächst analysiert. Darauf werden die Ergebnisse eines allgemeinen Konzeptvergleichs dargestellt und es folgt eine Bewertung geeigneter Anbindungskonzepte auf die in Kapitel 5 maßgeblich untersuchten Anwendungen.

### 6.2.1 Bauleistung Leistungselektronik

Die auf die Leistung bezogene Auslegung eines ESS  $P_{\text{ESS}} = p \cdot P_N$  kann als das  $p$ -Fache der Nennleistung  $P_N$  einer WEA definiert werden. Der Faktor  $p = \frac{P_{\text{Anwendung}}}{P_N}$  ist hierbei abhängig von der jeweils umzusetzenden Anwendung, wie in Kapitel 5 beschrieben und ermittelt wird. Es werden zwei Umrichtertypen betrachtet, mit denen alle untersuchten Anbindungskonzepte beschrieben werden können. Zum einen handelt es sich um den

in Kapitel 4.2.2.2 analysierten 2LTSS zur Anbindung von DC-Speichern an einen Zwischenkreis. Der andere Umrichtertyp ist ein dreiphasiger Zweilevel-AC/DC-Wandler, der entweder als NPSR, als generatorseitiger Umrichter (GSC) oder zur Zwischenkreis-anbindung eines AC-Speichers (z.B. SRS) Anwendung finden kann.

Beim betrachteten DC/DC-Wandler muss jedes Ventil bzgl. seiner Bemessungsgrößen auf die volle Zwischenkreisspannung  $U_{DC}$  und den maximalen ESS-Strom  $p \cdot I_{DC,N}$  ausgelegt sein. Mit zwei Ventilen pro Umrichter ergibt sich die benötigte Bauleistung der Leistungshalbleiter  $P_{BL,DCDC}$  entsprechend Gleichung (6.4).

Am DC/AC-Wandler gibt es bei Vernachlässigung der Verluste eine Leistungsgleichheit der DC- und der AC-Seite entsprechend Gleichung (6.2), wobei  $\tilde{U}_{\text{Stern}}$  den Effektivwert der Sternspannung und  $\tilde{I}_{N,i}$  den des Phasenstroms darstellen. Jedes Ventil wird bzgl. seiner Bemessungsgrößen auf  $U_{DC}$  und  $\tilde{I}_{N,i}$  (s. Gleichung (6.3)) ausgelegt.

$$P_{DC,\max} = U_{DC} \cdot I_{DC,N} = P_{AC,\max} = 3 \cdot \tilde{U}_{\text{Stern}} \cdot \tilde{I}_{N,i} \quad (6.2)$$

$$\tilde{I}_{N,i} = \frac{U_{DC} \cdot I_{DC,N}}{3 \cdot \tilde{U}_{\text{Stern}}} = v \frac{I_{DC,N}}{3} \quad (6.3)$$

Das Auslegungsverhältnis von Zwischenkreisspannung zur Phasensternspannung wird durch  $v$  definiert. Der Spitzenwert der verketteten Ausgangsspannung eines Zweilevel-NPSR kann maximal den Wert der Zwischenkreisspannung erreichen. Um den Spannungsabfall über den Filterinduktivitäten, Kommutierungsspannungen und eine Sicherheitsreserve für Störfälle zu berücksichtigen, wird die Zwischenkreisspannung im Vergleich zur Netzspannung um einen Faktor von ca. 15 – 20 % erhöht [151]. Es lässt sich somit der Faktor  $v$  zwischen der Zwischenkreisspannung und der effektiven Sternspannung mit  $v = \sqrt{2} \cdot \sqrt{3} \cdot 1,2 = 2,94$  berechnen. Pro DC/AC-Wandler sind sechs Ventile verbaut, so dass sich eine Bauleistung  $P_{BL,DCAC}$  entsprechend Gleichung (6.5) ergibt. Ein Vollumrichter an einer WEA besteht aus zwei DC/AC-Wandlern, dessen Bauleistung in Gleichung (6.6) angegeben ist.

$$P_{BL,DCDC} = 2 \cdot U_{DC} \cdot p \cdot I_{DC,N} = 2 \cdot p \cdot P_N \quad (6.4)$$

$$P_{BL,DCAC} = 6 \cdot U_{DC} \cdot \tilde{I}_{N,i} = 2 \cdot v \cdot P_N \quad (6.5)$$

$$P_{BL,WEA} = 2 \cdot P_{BL,DCAC} = 4 \cdot v \cdot P_N \quad (6.6)$$

In der Auswertung wird die Summe der Bauleistungen, die bei der jeweiligen Integrationsart des ESS zusätzlich im Gesamtsystem verbaut werden müssen, im Verhältnis zur Bauleistung eines Vollumrichters einer WEA ohne ESS angegeben. Dieses Verhältnis wird mit  $p_{BL} = \Delta P_{BL,ESS}/P_{BL,WEA}$  bezeichnet und beschreibt den Bauleistungsmehraufwand im Vergleich zu einem einfachen Vollumrichtersystem.

## 6.2.2 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines ESS  $\eta_{ESS}$  wird entsprechend Kapitel 4.1.1.1 definiert. Er hängt vom gesamten Leistungspfad im ESS ab. Da sowohl ein- als auch ausgespeichert wird,

geht der Wirkungsgrad des genutzten Umrichters  $\eta_{\text{Umr,ES}}$  quadratisch in den Gesamtwirkungsgrad des ESS ein. Der Speicherwirkungsgrad  $\eta_{\text{ES}}$  berücksichtigt bereits die Lade- und Entladewirkungsgrade sowie die Selbstentladung.

Wird ein geeigneter ES direkt an den DC-Link einer WEA oder eines NPSRs angeschlossen, so hat die notwendige Erhöhung der Zwischenkreisspannung Konsequenzen auf die Schaltverluste der LHL. Diese steigen nach [152] sowohl bei einem DC/DC-Wandler, als auch bei einem DC/AC-Wandler mit steigender Sperrspannung an. Es wird daher angenommen, dass sich der Wirkungsgrad eines Umrichters bei einer um  $s$  erhöhten Zwischenkreisspannung im Mittel um den Faktor  $\eta_s$  reduziert. Im durchgeführten Vergleich wird hierbei die Wirkungsgradverminderung der WEA bzw. des WPs mit  $\Delta\eta_{\text{WEA}} = 1 - \eta_s^2$  angegeben.

### 6.2.3 Methodik und Annahmen für den Vergleich

Am Beispiel des Anschlusskonzepts EV1 soll die Methodik zur Berechnung der einzelnen Werte gezeigt werden. Es wird ein Batterieenergiespeicher, der direkt an den Zwischenkreis der WEA angeschlossen ist, betrachtet. Um eine Regelbarkeit des Lastflusses herstellen zu können, muss die Zwischenkreisspannung ohne die Verwendung eines separaten Umrichters variabel sein und wird deshalb im Vergleich zu ihrem konventionellen Wert um den Faktor  $s$  vergrößert. Die Sperrspannungen der angeschlossenen WEA-Umrichter werden um diesen Faktor erhöht und es resultiert eine höhere Bauleistung, wie in Gleichung (6.7) für den GSC dargestellt wird. Damit eine Reserveleistung aus dem ESS unabhängig vom Betriebszustand der WEA, insbesondere wenn die WEA mit  $P_N$  im Volllastbetrieb arbeitet, in das Netz eingespeist werden kann, muss der NPSR um diese zusätzliche Leistung  $p' \cdot P_N$  größer bemessen werden. Damit ergibt sich eine Erweiterung der Bauleistung des NPSR entsprechend Gleichung (6.8). Mit  $P_{\text{BL,NPSR}} = P_{\text{BL,GSC}} = 2v \cdot P_N$  (s. Gleichung (6.5)) ergibt sich eine gesamte Erweiterung der LHL-Bauleistung entsprechend Gleichung (6.9)

$$\Delta P_{\text{BL,GSC}} = s \cdot P_{\text{BL,GSC}} \quad (6.7)$$

$$\Delta P_{\text{BL,NPSR}} = s \cdot P_{\text{BL,NPSR}} + p' \cdot P_{\text{BL,NPSR}} \quad (6.8)$$

$$\Delta P_{\text{BL,EV1}} = \Delta P_{\text{BL,GSC}} + \Delta P_{\text{BL,NPSR}} = P_N \cdot 2v(2s + p') \quad (6.9)$$

Da die Umrichter der WEA mit einer höheren Zwischenkreisspannung betrieben werden, reduziert sich deren Wirkungsgrad jeweils um den Faktor  $\eta_s$ . Da sowohl der GSC, als auch der NPSR betroffen sind, geht dieser Wirkungsgradverlust quadratisch in den elektrischen Leistungspfad der WEA ein. Der Wirkungsgradverlust  $\Delta\eta_{\text{WEA}}$  ist im Verhältnis zum WEA-Wirkungsgrad ohne ESS  $\eta_{\text{WEA}}$  in Gleichung (6.10) angegeben. Da kein separater Umrichter für das ESS benötigt wird, ergibt sich der ESS-Wirkungsgrad nach Gleichung (6.11).

$$\Delta\eta_{\text{WEA}} = \eta_{\text{WEA}} - \eta_{\text{WEA}} \cdot \eta_s^2 = \eta_{\text{WEA}}(1 - \eta_s^2) \quad (6.10)$$

$$\eta_{\text{ESS}} = \eta_{\text{ES}} \quad (6.11)$$

Entsprechend der in den vorherigen Abschnitten getroffenen Annahmen werden alle Anschlusskonzepte in analoger Weise betrachtet, wie hier für das Konzept EV1 beispielhaft gezeigt wird. Für den folgenden Vergleich werden drei Fälle unterschieden:

1. Betrachtung der Anwendungen der Gruppe 1 nach Tabelle 5.9 (s. Seite 118), also Psmooth ( $T_{\text{smooth}} = 1.800\text{ s}$ ), pnRRL und P-Curtailment (bei Einhaltung der Ein- und Ausspeicherneutralität). Für diese werden aufgrund der hohen zu erwartenden Zyklenbelastung primär die Verwendung von DSK oder SRS empfohlen. Daher eignen sich die Anbindungskonzepte EV2 und EA2, jeweils mit DC- oder AC-Speicher. Alle drei Anwendungen haben sehr ähnliche Anforderungen an die Auslegung hinsichtlich der Leistung, die im größten Fall  $p = 0,58$  beträgt. Für den gewählten Speicher wird ein Wirkungsgrad von  $\eta_{\text{ES}} = 95\%$  angenommen. Da in keiner dieser Anwendungen eine Regelleistung vorgehalten werden muss, ist es im Falle des WEA-Nennbetriebs auch nicht notwendig, dass mehr als  $P_N$  in das Netz gespeist wird. Eine Mehrauslegung des NPSR erfolgt also nicht ( $p' = 0$ ).
2. Betrachtung von Anwendungen als Beitrag zur Erhöhung der Frequenzstabilität in Gruppe 2 nach Tabelle 5.9, also Primärregelleistung und (L)FSM. Für diese Anwendungen wird die Verwendung von Batteriespeichern empfohlen. Es eignen sich daher die Anbindungskonzepte EV1, EA1, EV2 und EA2. Es wird ein Speicher mit einem Wirkungsgrad von  $\eta_{\text{ES}} = 95\%$  angenommen. Auch in diesem Fall ist die Auslegung hinsichtlich der Leistung aller Anwendungen ähnlich und wird mit  $p = 0,2$  entsprechend Kapitel 5.3.1 festgelegt. Da Regelleistung auch im Nennbetrieb der WEA zur Verfügung stehen muss, gilt hier  $p' = p = 0,2$ .
3. Kombination der Fälle 1 und 2 in der Ausführung eines hybriden ESS. Hierfür eignen sich alle hybriden Konzepte. Als Speicher ES1 wird der Batteriespeicher von Fall 2, als Speicher ES2 der DSK oder SRS aus Fall 1 angenommen. Die gesamte Auslegung hinsichtlich der Leistung beträgt  $p = 0,58$  und wird mit  $p_1 = 0,2$  für ES1 und  $p_1 = 0,38$  für ES2 aufgeteilt. Der NPSR muss in diesem Fall um  $p' = p_1 = 0,2$  erweitert ausgelegt werden.

Als globale, für alle Fälle gleich geltende Parameter werden  $v = 2,94$  (angenommenes Verhältnis von Zwischenkreisspannung zu effektiver Netz-Sternspannung) und  $s = 0,25$  (prozentuale Erhöhung der Zwischenkreisspannung zur Regelung direkt angeschlossener ES am DC-Link) angenommen.

## 6.3 Vergleich

Die Ergebnisse einer allgemeinen Auswertung der verschiedenen Anbindungskonzepte sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst. Die einzelnen Parameter müssen in Abhängigkeit der jeweiligen Anwendung und des verwendeten Speichers bestimmt werden. In Tabelle 6.2 sind die Ergebnisse der im vorigen Kapitel genannten Fallbetrachtungen dargestellt. Für alle Anbindungskonzepte werden die Auswirkungen auf den Wirkungsgrad und den LHL-Bauleistungsmehraufwand berechnet.

Tab. 6.1: Allgemeine Auswertung zum Vergleich von ESS-Integrationskonzepten über Reduktion des WEA-Wirkungsgrads  $\Delta\eta_{WEA}$ , Wirkungsgrad der Speichersysteme  $\eta_{ESS1}$  und  $\eta_{ESS2}$  und dem jeweiligen LHL-Bauleistungs-Mehraufwand  $p_{BL} = \Delta P_{BL,ESS} / P_{BL,WEA}$

Anbindungs- Konzept	$\Delta\eta_{WEA}$	$\eta_{ESS}$		$p_{BL}$
		$\eta_{ESS1}$	$\eta_{ESS2}$	
Einfach- ESS	EVI	$\eta_{WEA}(1 - \eta_s^2)$	$\eta_{ES}$	$(2s + p')/2$
	EAI	0	$(\eta_{NPSR}\eta_s)^2\eta_{ES}$	$p(1 + s)/2$
	EV2	0	$\eta_{Umr,ES}^2\eta_{ES}$	$(p + p' \cdot v)/2v$
	EV2SRS	0	$\eta_{Umr,ES}^2\eta_{ES}$	$(p + p')/2$
	EAI2	0	$(\eta_{NPSR}\eta_{Umr,ES})^2\eta_{ES}$	$p(v + 1)/2v$
EAI2SRS	0	$(\eta_{NPSR}\eta_{Umr,ES})^2\eta_{ES}$	$p$	
Hybrid- ESS	HVI	$\eta_{WEA}(1 - \eta_s^2)$	$\eta_{ES1}$	$(v(p' + 2s) + p_2 + s)/2v$
	HVI_SRS	$\eta_{WEA}(1 - \eta_s^2)$	$\eta_{ES1}$	$(p_2 + p' + 3s)/2$
	HAI	0	$(\eta_{NPSR}\eta_s)^2\eta_{ES1}$	$(v(p + s) + p_2 + s)/2v$
	HAI_SRS	0	$(\eta_{NPSR}\eta_s)^2\eta_{ES1}$	$(p + p_2 + 2s)/2$
	HV2	0	$\eta_{Umr,ES}^2\eta_{ES1}$	$(p + v \cdot p')/2v$
	HV2_SRS	0	$\eta_{Umr,ES}^2\eta_{ES1}$	$(p_1 + v(p_2 + p))/2v$
	HAI2	0	$(\eta_{NPSR}\eta_{Umr,ES})^2\eta_{ES1}$	$p(v + 1)/2v$
	HAI2_SRS	0	$(\eta_{NPSR}\eta_{Umr,ES})^2\eta_{ES1}$	$(p_1 + v(p + p_2))/2v$



Tab. 6.2: Vergleich von ESS-Integrationskonzepten über Reduktion des WEA-Wirkungsgrads  $\Delta\eta_{WEA}$ , Wirkungsgrad der Speichersysteme  $\eta_{ESS1}$  und  $\eta_{ESS2}$  und dem jeweiligen LHL-Bauleistungs-Mehraufwand  $p_{BL} = \Delta P_{BL,ESS}/P_{BL,WEA}$  der betrachteten Fälle 1-3

Anbindungs- Konzept	Fall 1: Psmooth, pnRRL, P-Curt			Fall 2: Beitrag f-Regelung			Fall 3: Kombination Fälle 1 & 2			
	$\Delta\eta_{WEA}$	$\eta_{ESS}$	$p_{BL}$	$\Delta\eta_{WEA}$	$\eta_{ESS}$	$p_{BL}$	$\Delta\eta_{WEA}$	$\eta_{ESS1}^*$	$\eta_{ESS2}^{**}$	$p_{BL}$
Einfach- ESS										
EV1				-	95,00%	0,35				
EA1				0	89,42%	0,13				
EV2	0	91,24%	0,1	0	91,24%	0,13				
EV2 <sub>SRS</sub>	0	91,24%	0,28							
EA2	0	87,62%	0,38	0	87,62%	0,13				
EA2 <sub>SRS</sub>	0	87,62%	0,56							
Hybrid- ESS										
HV1							-	95,00%	89,42%	0,46
HV1 <sub>SRS</sub>							-	95,00%	89,42%	0,67
HA1							0	89,42%	84,17%	0,52
HA1 <sub>SRS</sub>							0	89,42%	84,17%	0,73
HV2							0	91,24%	91,24%	0,2
HV2 <sub>SRS</sub>							0	91,24%	91,24%	0,32
HA2							0	87,62%	87,62%	0,39
HA2 <sub>SRS</sub>							0	87,62%	87,62%	0,51

\*: Langzeitspeicher (z.B. Batterien)

\*\* : Kurzzeitspeicher (z.B. DSK)

Die Höhe der Reduktion des Umrichterwirkungsgrads  $\eta_s$  bei Erhöhung der Zwischenkreisspannung um den Faktor  $s$  wird im Rahmen dieser Arbeit nicht im Detail untersucht. Da sowohl der rotorseitige Umrichter als auch der Netzpulsstromrichter an den Zwischenkreis angeschlossen sind, wirkt der Faktor  $\eta_s$  auf den WEA-Gesamtwirkungsgrad quadratisch ein und ist somit auch als kleiner Wert deutlich spürbar. In der Tabelle 6.2 ist an den entsprechenden Stellen ein Minus und kein konkreter Wert dargestellt. Der WEA-Wirkungsgrad soll durch die Verwendung eines ESS nicht reduziert werden. Zudem weisen diese Konzepte mit die höchsten Bauleistungs-Mehraufwände auf. Daher werden die Konzepte EV1, HV1 und HV1<sub>SRS</sub> zur Integration eines ESS in eine WEA als ungeeignet bewertet.

Für die in Fall 1 betrachteten Anwendungen wird aufgrund der hohen Zyklenzahlen ein möglichst hoher ESS-Wirkungsgrad benötigt. Auch aufgrund des geringeren LHL-Bauleistungsmehraufwands im Vergleich zu anderen Konzepten stellt sich daher das Anbindungskonzept EV2 bzw. EV2<sub>SRS</sub> bei der Verwendung eines AC-Speichers als sehr gut geeignet heraus.

Die Anwendungen in Fall 2 weisen deutlich geringere Anforderungen bezüglich der erwarteten Zyklenanzahl auf und der Wirkungsgrad ist daher nicht so kritisch im Vergleich zu den Anwendungen aus Fall 1 zu bewerten. Ein weiterer wesentlicher Unterschied stellt die hohe zu erwartende kapazitive Anforderung an ein solches System dar. Wenn die Anbindung an den Zwischenkreis nicht über einen am Fuß der WEA befindlichen Speicher möglich ist, ist hier von einer Installation in der WEA-Gondel aufgrund von Raum- und Gewichtsbeschränkungen abzuweichen und es wird das Konzept mit EA1 für Anwendungen dieser Art empfohlen. Ist eine Integration des ESS an den Zwischenkreis der WEA möglich, ist jedoch aufgrund des höheren Wirkungsgrads und gleicher Bauleistung das Konzept EV2 vorzuziehen.

In Fall 3 ist ersichtlich, dass das Anbindungskonzept HA1 den geringsten Wirkungsgrad für den Speicher ES2 vorweist und verglichen mit den anderen Konzepten mit die höchsten LHL-Bauleistungsmehraufwände bedeutet. Dieses Konzept kann daher von den folgenden Betrachtungen ausgeschlossen werden. Die beiden weiteren Konzepte HV2 und HA2 eignen sich dagegen beide, wobei HV2 die höheren Wirkungsgrade und geringeren Bauleistungen aufweist und als Konzept vorzuziehen wäre, wenn die Raum- und Gewichtsbeschränkungen an der WEA vernachlässigbar sind oder die ESS-Integration räumlich am Fuß der WEA möglich ist. Als weitere Lösung kann für den hybriden Fall eine Kombination aus verteiltem ESS mit EV2 entsprechend Fall 1 und aggregiertem ESS mit EA1 entsprechend Fall 2 im WP gewählt werden.

Grundsätzlich lässt sich folgern, dass die verteilten Anbindungskonzepte sowohl aufgrund des höheren Wirkungsgrads, als auch aufgrund einer geringeren Bauleistung den aggregierten Konzepten vorzuziehen sind, wenn die WEAn die räumliche Integration eines ESS ermöglichen.

## 6.4 Wirtschaftlichkeitsrechnung eines ESS

Der Einsatz von ESS ist aufgrund hoher Speicherpreise teuer. Ein wirtschaftlicher Vorteil ist allerdings erzielbar, wenn ein Einspeisedefizit durch den Gebrauch eines ESS abgewendet werden kann. Wie in Kapitel 2 gezeigt wird, ist ein entsprechender Trend zur Verschärfung der NAR einhergehend mit der Zunahme von RES und der damit verbundenen Veränderung der Netzstruktur erkennbar. Zudem ist in den letzten Jahren eine Reduktion der Speicherpreise festzustellen. Deshalb wird an dieser Stelle eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit zum Gebrauch eines ESS zu den in dieser Arbeit beschriebenen und analysierten Bedingungen der im vorangegangenen Abschnitt untersuchten Fälle 1 und 2 durchgeführt.

### 6.4.1 Vergütung der WEA-Einspeisung in Deutschland

In Deutschland ist die Förderung der Einspeisung durch WEAn im Erneuerbare-Energien-Gesetz [2] geregelt. Diese Förderung basiert zum einem auf der Verpflichtung des Netzbetreibers, den Anschluss einer WEA (ab dem Verknüpfungspunkt) an das Netz durchzuführen und die eingespeiste Leistung abzunehmen. Zum anderen ist eine finanzielle Förderung geregelt, bei der Anlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW eine feste Einspeisevergütung und alle anderen Anlagen eine Marktprämie erhalten. Letztere gleicht den Unterschied zwischen dem mittleren Monatswert und dem „Anzulegenden Wert“ des Abnahmepreises aus. Die Berechnung des Anzulegenden Werts wird für WEAn an Land im Gesetz (EEG Abschnitt 4, §49) genau beschrieben. Basierend darauf werden eine WEA mit einer mittleren Jahreseinspeiseleistung von 2.800 Volllaststunden (VLS), sowie WEAn, die hierzu einen Referenzertrag von 90 % und 110 % erreichen, zugrunde gelegt. Im EEG wird der Anzulegende Wert des Abnahmepreises in zwei Stufen festgelegt, wobei jeder WEA zunächst 5 Jahre lang ein erhöhter und danach bis zum 20. Jahr ein reduzierter Abnahmepreis garantiert wird. Die Dauer der ersten Phase wird allerdings in Relation der tatsächlich erreichten Einspeisemenge zu einem Referenzertrag angepasst, so dass sich die anzulegenden Abnahmepreise und -dauern nach Tabelle 6.3 ergeben. Hierbei gibt  $M(x^{\text{Cent/kWh}})$  die Anzahl der Monate an, in denen  $x^{\text{Cent/kWh}}$

Tab. 6.3: Anzulegende Werte des Abnahmepreises und -dauern des Stroms für die zu Grunde gelegten auf Land installierten WEAn entsprechend [2]

WEA	Referenzertrag	erreichte VLS pro Jahr	$M(8,9^{\text{Cent/kWh}})$	$M(4,95^{\text{Cent/kWh}})$
1	90 %	2.520 VLS	191 Monate	49 Monate
2	100 %	2.800 VLS	143 Monate	97 Monate
3	110 %	3.080 VLS	115 Monate	125 Monate

als Abnahmepreis anzulegen sind. Letzterer Preis wird durch  $P_{\text{kWh}}$  angegeben. Auf die von der Fördergesellschaft Windenergie e.V. herausgegebenen Technischen Richtlinien wird im EEG verwiesen. Entsprechende Modelle und Methoden zur Berechnung des Windpotentials [153] und des Referenzertrags [154] werden dort definiert.

### 6.4.2 Berechnung des Einspeisedefizits

In der Analyse der Anwendungen in Kapitel 5 wird jeweils das sich ergebende Einspeisedefizit berechnet, wenn die Erfüllung der entsprechenden Anwendung von einer WEA ohne ESS durch Drosselung der Einspeisung realisiert werden kann. Wird dieses Energiedefizit  $\Delta E_x$  der Anwendung „x“ der entsprechend im MPPT-Modus erreichbaren Energie gegenübergestellt, resultiert ein relatives Defizit  $d_x$ . Das resultierende geldwerte Einspeisedefizit  $TD_x$  kann pro Monat durch Gleichung (6.12) berechnet werden.

$$TD_x = \frac{\text{VLS}}{12} \cdot P_{\text{kWh}} \cdot d_x \quad (6.12)$$

Der Abnahmepreis  $P_{\text{kWh}}$  der eingespeisten Energie wird entsprechend Kapitel 6.4.1 berechnet.  $TD_x$  gibt demnach an, wie viel Euro pro kW Anschlussleistung durch das Defizit nicht vergütet werden.

### 6.4.3 Berechnung der ESS-Kosten

Es sollen die Gesamtkosten eines ESS für eine Nutzungsdauer von mindestens 20 Jahren berechnet werden. Diese „total costs“  $TC_{\text{ESS}}$  ergeben sich entsprechend Gleichung (6.13) und setzen sich aus Anschaffungs-, Reinvestitions-, Betriebskosten und den WEA-Einspeiseminderungen, die sich aus den ESS-Wirkungsgradverlusten berechnen lassen, zusammen. Sie sind in  $\frac{\text{Euro}}{\text{kW}}$  angegeben.

$$TC_{\text{ESS}} = \underbrace{(e_x \cdot C_{\text{ES,kWh}} + C_{\text{ES,kW}}) \cdot p_x \cdot (1 + c_{\text{reinv}})}_{\text{Fixkosten}} + \underbrace{C_{\text{Betrieb}} + C_{\text{V,ESS,x}}}_{\text{kum. var. Kosten}} \quad (6.13)$$

Die Anschaffungskosten eines ESS berechnen sich entsprechend Gleichung (4.5) in Kapitel 4.1.1.6. Da der Faktor  $e_x$  eine Dauer in Sekunden angibt, muss er in Stunden umgerechnet werden. Der Faktor  $p_x$  gibt die für die jeweilige Anwendung benötigte Auslegung hinsichtlich der Leistung als Faktor zwischen 0 und 1 zu  $P_N$  an. Falls eine Reinvestition des Speichers nach Ablauf seiner kalendarischen Lebensdauer erforderlich ist, wird dies durch den Faktor  $c_{\text{reinv}}$  berücksichtigt. In solch einem Fall wird dieser pauschal mit 60 % der ursprünglichen ESS-Kosten angesetzt, da zum einen eine zukünftige Reduktion der Speicherpreise (vergl. [75] und [89]) und zum anderen eine Nutzung der bestehenden Anbindung angenommen werden kann. In Gleichung (6.13) werden diese Kosten als *Fixkosten* bezeichnet.

Zudem werden betriebsbedingte wiederkehrende Kosten berücksichtigt. Mit  $C_{\text{Betrieb}}$  werden Wartungs- und Betriebskosten beschrieben, die jährlich mit 5 % der ESS-Anschaffungskosten angenommen werden (in  $\frac{\text{Euro}}{\text{kW}}$ ). Die Verluste, die bedingt durch den ESS-Wirkungsgrad im Betrieb entstehen und somit die WEA-Einspeisung reduzieren, werden durch  $C_{\text{V,ESS,x}}$  in Form von Volllaststunden pro Monat dargestellt, die mit der Einspeisevergütung analog zu Kapitel 6.4.2 berechnet werden. Die entsprechend anzusetzenden Werte fallen je nach ESS-Anwendung unterschiedlich hoch aus und werden jeweils in Kapitel 5 berechnet. Diese Anteile der Gesamtkosten werden als

auf die Betriebsdauer *kumulierte variable Kosten* in Gleichung (6.13) ebenfalls in  $\frac{\text{Euro}}{\text{kW}}$  angegeben.

#### 6.4.4 Kostenvergleich und Break-Even-Analyse

Das Einspeisedefizit wird nun zu den ESS-Kosten ins Verhältnis gesetzt. Es resultiert eine einheitenlose Größe. Die tatsächliche Anschlussleistung ist daher für diesen Vergleich unerheblich, da sich  $TD_x$  und  $TC_{\text{ESS}}$  auf dieselbe Anschlussleistung beziehen und dieser Wert herausgekürzt wird. Ist  $\frac{TD_x}{TC_{\text{ESS}}}$  größer als 1, so sind die sich bei Nichtnutzung eines ESS ergebenden Einspeisedefizite größer als die ESS-Kosten, die anzusetzen wären, damit die Anlage ohne Defizit im MPPT-Modus betrieben werden und die Einspeiseanforderungen trotzdem erfüllen kann. Um zu identifizieren, nach welcher Betriebsdauer ein Ausgleich der ESS-Kosten und Einspeisedefizit, also ein „Break-Even“, erfolgt ist, wird zudem ab Inbetriebnahme das über die Monate kumulierte Einspeisedefizit den kumulierten Kosten gegenüber gestellt.

#### 6.4.5 Kostenanalyse: ESS zur Glättung der Ausgangsleistung (Fall 1)

Wird vom Netzbetreiber eine Glättung der Einspeiseleistung verlangt, so kann diese zum einen durch eine Reduktion der Einspeiserampen in Form der pnRRL (siehe Kapitel 5.3.2) oder durch eine filterbasierte Glättung (siehe Kapitel 5.4.1) erreicht werden. Durch das Vorhalten einer Leistungsreserve oder der Implementierung einer Glättung nur positiver Rampen kann eine WEA diese Anwendungen in ähnlicher Art und Weise auch ohne ein ESS realisieren. Aus der Analyse dieser Anwendungen ergibt sich, dass sich als Speichertechnologien der DSK, der SRS und der SMES eignen (vergl. Tabelle 5.9). Diese weisen vor allem eine hohe Zyklusfähigkeit und hohe Wirkungsgrade auf. Aufgrund der hohen kalendarischen Lebensdauer ist eine Reinvestition nicht erforderlich ( $c_{\text{reinv}} = 0$ ). In Abbildung 6.5 sind die Ergebnisse der Kostenanalyse für die pnRRL bei Windklasse IA dargestellt. Zu erkennen ist, dass der Quotient  $\frac{TD}{TC}$  in vielen Fällen größer als 1 ist und damit durch die Verwendung eines ESS unter den genannten Bedingungen für diesen Teil der Anforderungen eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Der Einsatz von DSK kann als am besten geeignete Technologie identifiziert werden und amortisiert sich im Falle der unteren Speicherpreise und einem maximal erlaubten Gradienten von  $G_{\text{lim}} = 0,05 \text{ p.u./min}$  bereits nach ca. 1,5 Jahren Betriebsdauer. Mit steigendem maximalen Gradienten sinkt die Amortisationsrate allerdings exponentiellförmig ab. Die betrachteten Speichertechnologien unterscheiden sich maßgeblich in ihren Speicherpreisen und weisen sonst vergleichbare Betriebseigenschaften auf. Der wirtschaftliche Einsatz hängt daher maßgeblich von ersteren ab. Im Falle von SRS und SMES ist dieser nur für sehr kleine maximale Einspeise-Gradienten gegeben.

In einer Sensitivitätsanalyse kann festgestellt werden, dass eine Erhöhung von  $C_{\text{ES,kW}}$  oder  $p_{\text{pnRRL}}$  einen ähnlichen und auch den größten Effekt auf die Amortisationsdauer

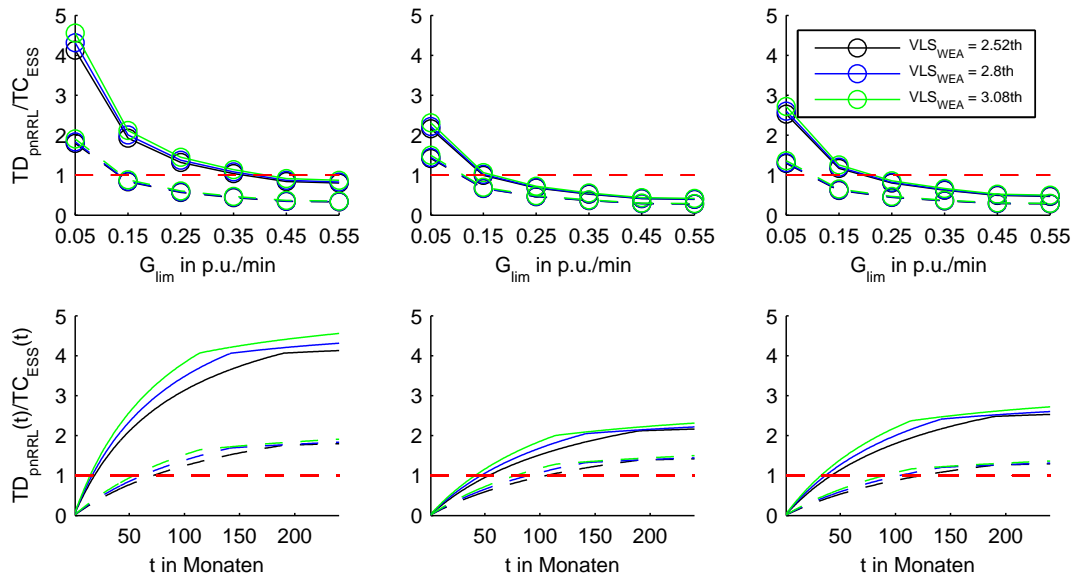


Abb. 6.5: Kostenanalyse von pnRRL (bei Windklasse IA) für unterschiedliche  $G_{\text{lim}}$  nach 20 Jahren (oben) und Amortisation ab Inbetriebnahme über die Monate für  $G_{\text{lim}} = 0.05$  p.u./min (unten) bei unterer (durchgezogen) und oberer (gestrichelt) Speicherpreisgrenze entsprechend Tabelle 10.5 für DSK (links), SRS (Mitte) und SMES (rechts)

und -höhe im Vergleich zu einer Erhöhung der kapazitiven Auslegung oder der Kapazitätskosten haben. So verursacht eine 5%ige Erhöhung von  $p_{\text{pnRRL}}$  eine Reduktion von  $\frac{TD}{TC}$  nach 20 Jahren um ca. 3,2%, wobei eine gleiche Erhöhung von  $e_{\text{pnRRL}}$  diesen nur um ca. 0,2% sinken lässt. Das kann durch die hohe Leistungs- und geringe Kapazitätsanforderung und der daraus resultierenden Nutzung von Speichern mit hoher Zyklenfähigkeit begründet werden. Sehr sensibel reagiert das Verhalten bei einer Änderung des relativen Defizits  $d_{\text{pnRRL}}$ . Je geringer der erlaubte Einspeisegradient ist, desto größer ist das resultierende Einspeisedefizit. Es ist zudem ein mäßiger Einfluss der von der WEA erreichbaren VLS pro Jahr erkennbar. Grundsätzlich gilt, dass an WEAn mit einem größeren Energieertrag die Kosten für ein ESS weniger stark ins Gewicht fallen und eine schnellere und stärkere Amortisation resultiert. Der Einsatz eines ESS ist hierbei sehr kritisch zu beurteilen. Nur für den Fall, dass die Aktivierung einer pnRRL ständig und mit niedrigem maximalen Gradienten gefordert wäre, kann das finanzielle Risiko durch die Verwendung eines ESS signifikant reduziert werden.

Die Ergebnisse zur Kostenanalyse für die Leistungsglättung durch Psmooth sind in Abbildung 6.6 dargestellt. Da für diese Anwendung keine detaillierte Untersuchung des Defizits bei Umsetzung ohne ESS durchgeführt wurde, wird hier in Anlehnung an Kapitel 5.4.1 ein relatives Defizit von 20%, 15%, 10% und 5% jeweils für  $T_{\text{smooth}} = 1.800$  s, 1.200 s, 600 s und 60 s angenommen. Grundsätzlich ist ein ähnliches Verhalten im Vergleich zur pnRRL erkennbar. Der Hauptunterschied ist in der Amortisationsfähigkeit über nahezu alle betrachteten Betriebspunkte hinweg zu erkennen, wobei sich die einzelnen Speichertechnologien unterschiedlich verhalten. Für den Einsatz des DSK kann eine nahezu vollständige Verbesserung für fast alle betrachteten Preise festgestellt werden. Wie auch bei der pnRRL ist hier der Einfluss von  $C_{\text{ES,kW}}$  und  $p_{\text{Psmooth}}$  auf die

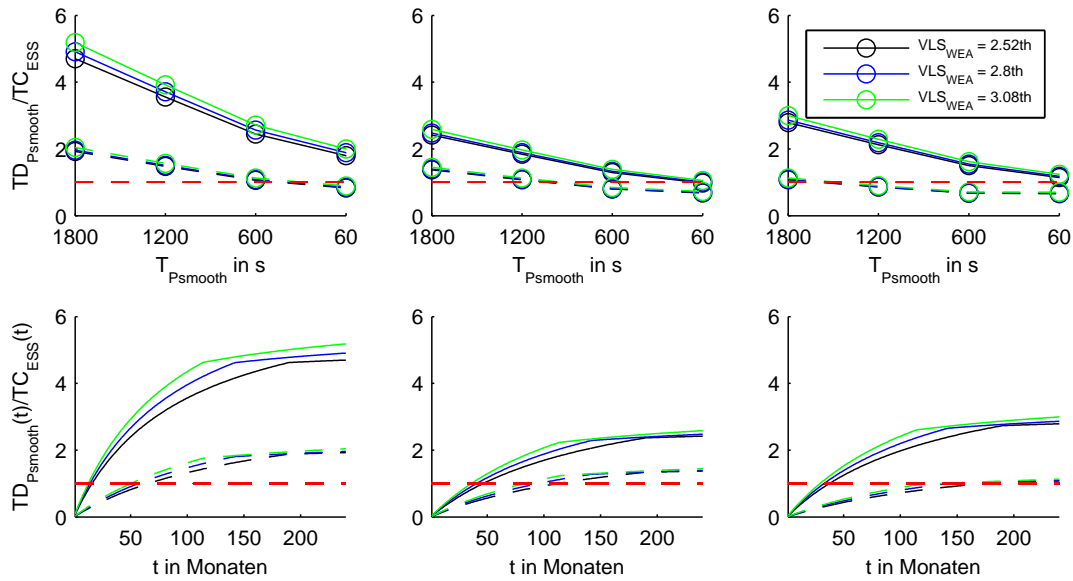


Abb. 6.6: Kostenanalyse von Psmooth für unterschiedliche  $T_{\text{smooth}}$  (bei Windklasse IA) nach 20 Jahren (oben) und Amortisation ab Inbetriebnahme über die Monate für  $T_{\text{smooth}} = 1.800\text{ s}$  (unten) bei unterer (durchgezogen) und oberer (gestrichelt) Speicherpreisgrenze entsprechend Tabelle 10.5 für DSK (links), SRS (Mitte) und SMES (rechts)

Amortisation ähnlich stark. Die bessere Amortisationsfähigkeit kann hier also dadurch begründet werden, dass die Auslegung hinsichtlich der Leistung  $p_{\text{Psmooth}}$  für Betriebspunkte mit geringerer Glättungsqualität geringer ausfällt. Die Kapazitätsanforderungen sind im Vergleich zur pnRRL ähnlich hoch, haben also einen ähnlichen Einfluss auf die Speicherkosten.

#### 6.4.6 Kostenanalyse: ESS zur Unterstützung der Frequenzregelung (Fall 2)

Durch das Vorhalten einer Leistungsreserve können WEAn einen Beitrag zur Frequenzregelung leisten. Die Umsetzung kann, wie in Kapitel 5.3.1 untersucht wird, zum einen dadurch realisiert werden, dass WEAn generell mit  $\Delta\text{Control}$  betrieben werden und eine Leistungsreserve vorhalten. Zum anderen kann diese Regelleistung durch ein ESS erbracht werden.

Es werden zwei Anwendungen untersucht. Im ersten Fall (Vorhalten einer festen Regelreserve im Sinne von  $\Delta\text{Control}$ ) wird diese Leistungsreserve im Falle einer Unterfrequenz anhand einer Statik aus den NAR (vergl. Kapitel 2.2) für maximal 30 Minuten eingespeist und das ESS lädt sich wieder auf, wenn kein Frequenzfehler vorliegt. Die für das Laden benötigte Energie reduziert hierbei als Defizit die eingespeiste Energiemenge. Im zweiten Fall (LFSM) wird das ESS so ausgelegt, dass es sich energetisch selbst trägt. Ein Laden des Speichers findet nur statt, wenn die Leistungseinspeisung der WEA entsprechend der Statik im Falle einer Überfrequenz gedrosselt werden muss.

Dadurch entsteht neben den ESS-Verlusten kein zusätzliches Defizit zum Normalbetrieb. Im Vergleich muss das ESS für den LFSM-Betrieb allerdings größer ausgelegt werden. Entsprechend Tabelle 5.9 eignen sich für diese Betriebsmodi vor allem die Speichertechnologien BS, VR und LI. In den Abbildungen 6.7 und 6.8 sind die Ergebnisse der Kostenanalyse für beide Anwendungen dargestellt. Es kann ein grundsätzlich sehr ähnliches Kostenverhalten für beide Anwendungen festgestellt werden. Es wird jeweils eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit für alle Betriebsfälle unterschiedlicher  $s_{\text{droop}}$  mit den Speichertechnologien BS und VR im gesamten Speicherpreisbereich erzielt. Da die LI-Batterie im Vergleich höhere Leistungskosten  $C_{\text{kW}}$  aufweist, kann hiermit eine Amortisation nur erreicht werden, wenn die untere Grenze der Speicherpreise angenommen werden kann. Eine Sensitivitätsanalyse zur Auswirkung einzelner Parameter zeigt ein ähnliches Verhalten wie im Falle der pnRRL und des Psmooth. Obwohl die kapazitive Auslegung des ESS hier im Vergleich größer ist, ist der Einfluss von  $C_{\text{ES,kWh}}$  auf den Gesamtpreis nur unwesentlich größer. Das liegt vor allem daran, dass der Speicher nur im Minutenbereich ausgelegt ist und damit der Preiseinfluss pro kW-Stunde gering ist. Maßgeblich für den ESS Preis ist wieder  $C_{\text{ES,kW}}$ .

Die kapazitive Auslegung ist bei LFSM bei gleicher Leistungsauslegung um das 5- bis 6-Fache größer als bei dem reinen Vorhalten von 30 min Regelreserve (im Sinne von  $\Delta\text{Control}$ ). Dieser Umstand spiegelt sich in einer geringeren Amortisationsrate von 2 - 6% wider. Daraus kann gefolgert werden, dass die ESS-Mehrkosten beim LFSM die zusätzlich bei  $\Delta\text{Control}$  auftretenden Defizite überragen und nicht ausgleichen können. Die Implementierung der  $\Delta\text{Control}$ -Anwendung ist daher dem LFSM vorzuziehen. Aufgrund der geringeren Kapazität resultiert hier auch ein geringeres Gewicht und Volumen des ESS und erleichtert die physische Integration in die WEA.

## 6.5 Realisierung der Anschlusskonzepte EV2 und EA2 im Labormaßstab

Die Anschlusskonzepte EV2 und EA2 werden an einem selbst entwickelten Laboraufbau untersucht. Durch den darin enthaltenen Energiespeicheremulator (ESE) können die Anwendungen flexibel mit nahezu beliebigen Speicherkonfigurationen im Labor validiert werden. Er ist in Abbildung 6.9 schematisch dargestellt. Der NPSR (links) ist als dreiphasiger Zweilevel-Umrichter realisiert und kann im Falle des verteilten Konzepts dem NPSR einer WEA (EV2) und im Falle eines aggregierten Konzepts dem eines Parkanschlusses (EA2) entsprechen. Er wird näher in Kapitel 6.5.2.1 beschrieben. Zur Anbindung des Speichers an den NPSR wird als DC/DC-Wandler ein 3PiTSS (mittig) verwendet, über den die Lastflüsse geregelt werden können. In Kapitel 6.5.2.2 wird sein Aufbau mit Details zur verwendeten Regelstruktur beschrieben.

Der Energiespeicheremulator (gestrichelter Kasten rechts) kann das Klemmenverhalten verschieden konfigurierbarer Speicher im Rahmen seiner Auslegung umsetzen. Der ESE und der NPSR sind an denselben Netzanschlusspunkt angeschlossen. Um eine galvanische Trennung zu erreichen, wird ein 1 : 1 Transformator vor dem ESE verwendet. Zur Vorgabe der DC-Lastflüsse wurde eine übergeordnete Steuerung implementiert,



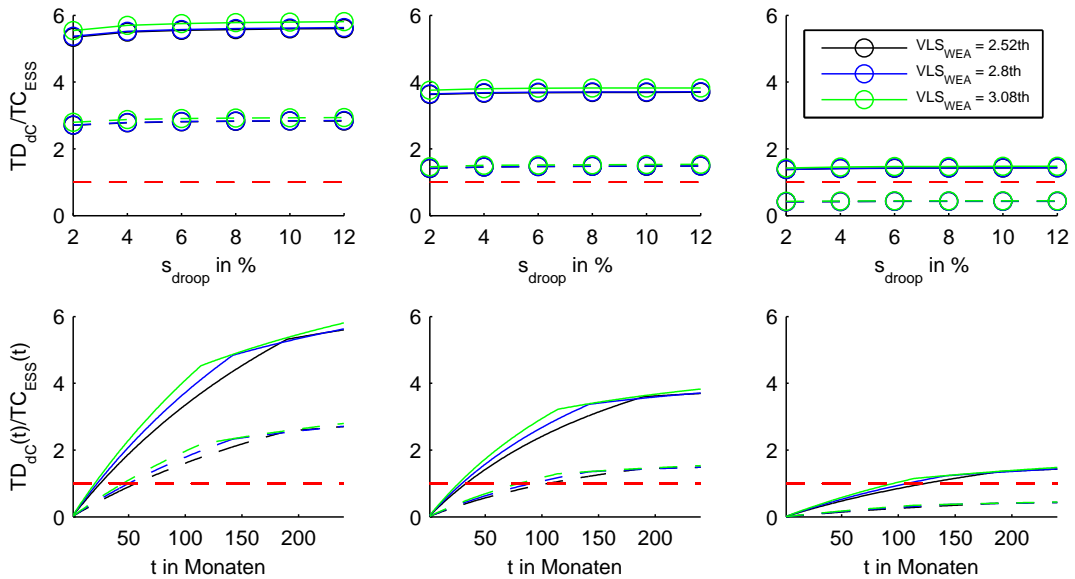


Abb. 6.7: Kostenanalyse für das Verhalten von 30 min Regelreserve ( $\Delta$ Control) für unterschiedliche  $s_{\text{droop}}$  nach 20 Jahren (oben) und Amortisation ab Inbetriebnahme über die Monate für  $s_{\text{droop}} = 12\%$  (unten) bei unterer (durchgezogen) und oberer (gestrichelt) Speicherpreisgrenze entsprechend Tabelle 10.5 für BS (links), VR (Mitte) und LI (rechts)

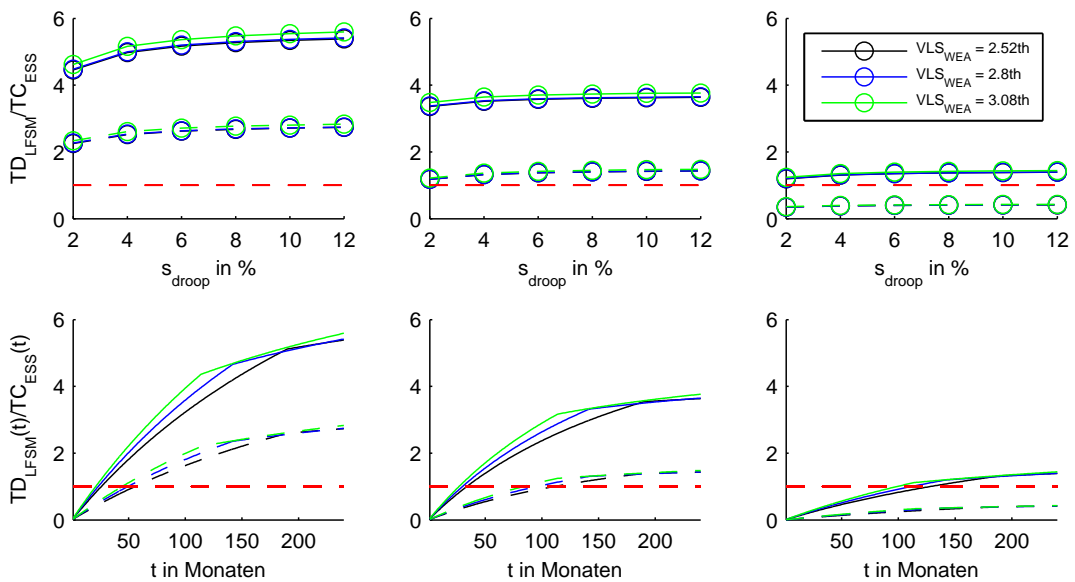


Abb. 6.8: Kostenanalyse von LFSM für unterschiedliche  $s_{\text{droop}}$  nach 20 Jahren (oben) und Amortisation ab Inbetriebnahme über die Monate für  $s_{\text{droop}} = 12\%$  (unten) bei unterer (durchgezogen) und oberer (gestrichelt) Speicherpreisgrenze entsprechend Tabelle 10.5 für BS (links), VR (Mitte) und LI (rechts)

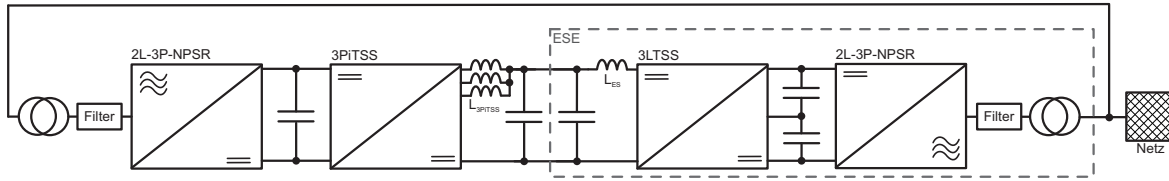


Abb. 6.9: Strukturbild des Laboraufbaus, rechts ESE mit galvanischer Trennung auf der AC-Seite, mittig der 3PiTSS zur Anbindung des ESE an den NPSR (links)

über die auch die aktuellen Speichereigenschaften (wie z.B. SoC) ausgelesen werden können.

### 6.5.1 Motivation und Ziele

Der Laboraufbau dient mehreren grundsätzlichen Zielen. Mit ihm ist es möglich, die Implementierung verschiedener Anwendungen in flexibler Weise im Labormaßstab zu untersuchen. Hierbei kann die Validierung der Auslegung und Wahl unterschiedlicher Speichertechnologien erfolgen. Realisiert werden die Anschlusskonzepte EA2 und EV2, die nach Kapitel 6.3 zu den geeignetsten Integrationskonzepten von ESS an WEAn gehören. Darüber hinaus kann dieser Aufbau in einen vorhandenen Laborteststand eines Antriebsstrangs einer WEA integriert werden, um das Zusammenwirken und die Integration des ESS-Managements mit der Betriebsregelung einer WEA zu untersuchen. Des Weiteren soll eine Realisierung eines Speichers in Form eines Emulators vorgestellt werden. Mit dem ESE ist es möglich, ein variables und reproduzierbares Speicherverhalten umzusetzen. Die genauen Betriebskenndaten sind im Vergleich zu einem realen Speicher, bei dem diese zum Teil geschätzt werden müssen, zu jeder Zeit genau bekannt. Es lassen sich Tests mit genau definierten Startbedingungen realisieren und es kann das Verhalten unterschiedlicher Speichertechnologien verschiedener Auslegungen untersucht werden. Zudem werden in diesem Aufbau zwei der in Kapitel 4.2 untersuchten DC/DC-Wandlertopologien realisiert. Die grundsätzlichen Betriebseigenschaften werden an dieser Stelle durch Messungen validiert. Darüber hinaus wird die Streckenmodellierung verifiziert, indem das dynamische Verhalten der darauf ausgelegten Regelung untersucht wird. Außerdem wird im Anhang in Kapitel 10.5.2.2 das spezielle Problem der Zwischenkreisunsymmetrie bei einem 3LTSS untersucht, das im Rahmen der Inbetriebnahme aufgetreten ist, und ein Verfahren zur Symmetrierung implementiert.

### 6.5.2 Netzanbindung

#### 6.5.2.1 NPSR

Zur Netzanbindung des ESS wird ein bereits am Lehrstuhl vorhandener NPSR eines Laborteststands mit einer 22 kW doppeltgespeisten Asynchronmaschine verwendet, die u.a. in [40] und [55] untersucht wird. Da im Generator ein Übersetzungsverhältnis

Rotor/Stator von 1:1,53 besteht, wird der Umrichter mit einer Zwischenkreisspannung von 360 V betrieben. Zur Anpassung der Netzspannung wird ein Dreiphasentransformator verwendet. Der Umrichter besteht aus einem dreiphasigen Zwei-Level IGBT-Brückenmodul, einem Zwischenkreis mit entsprechender Verplattung und einem L-Netzfilter. Für die Regelung werden die netzseitigen Ströme, die Netzspannungen zur Detektion des Phasenwinkels und die Zwischenkreisspannung gemessen. Die Regelung des NPSR ist per C-Code in einem ds1104 DSpace-System realisiert. Sie arbeitet unabhängig vom restlichen Laboraufbau mit dem Ziel, die Zwischenkreisspannung konstant auf ihren Sollwert zu regeln. Da der Fokus auf dem DC-System liegt, wird die Auslegung der Regelung des NPSR im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

### 6.5.2.2 3PiTSS

Der 3PiTSS dient vor allem dazu, einen definierten Stromfluss zum Laden und Entladen des Speichers zu erzeugen. Die Topologie des nPiTSS wird in Kapitel 4.2.4.3 vorgestellt, wobei in der hier umgesetzten Version  $n = 3$  gilt.

In Abbildung 6.10 sind die gemessenen Stromverläufe in zwei verschiedenen eingeschwungenen Zuständen dargestellt. Die Messungen werden bei unterschiedlichen Spei-

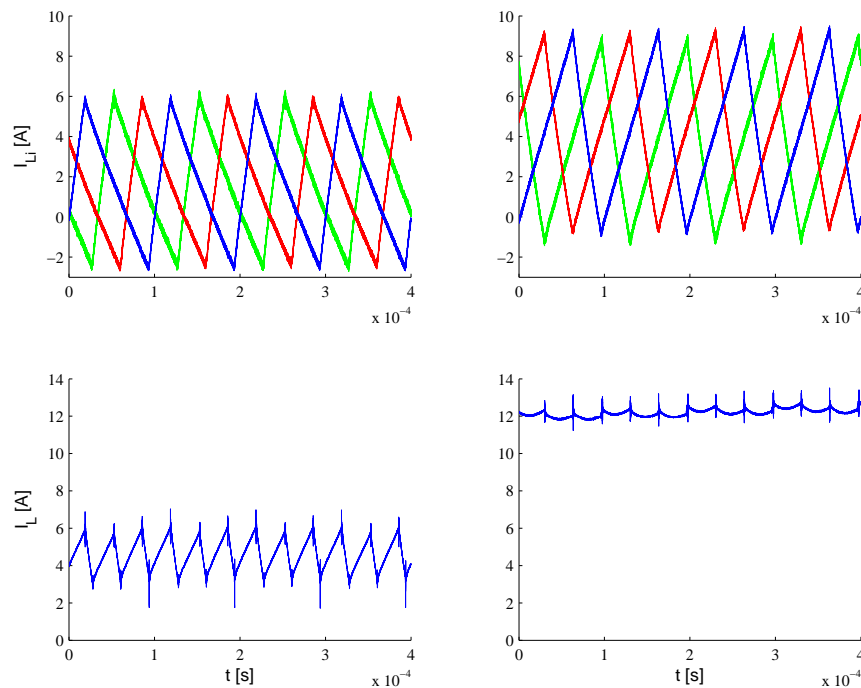


Abb. 6.10: Messung am 3PiTSS, oben: Phasenströme  $I_{L1}$  (grün),  $I_{L2}$  (rot),  $I_{L3}$  (blau), unten: Phasengesamtstrom  $I_L$  (Sollwert links 4.5 A, rechts 12 A), jeweils  $U_{DC} = 360$  V und  $U_{ES} = 90$  V,  $d = 0.25$  (links) und  $U_{ES} = 240$  V,  $d = 2/3$  (rechts), Phaseninduktivitäten  $L_i = 830$   $\mu$ H, Taktfrequenz  $f = 10$  kHz

chenspannungen aufgenommen. Daraus resultieren verschiedene Tastverhältnisse im eingeschwungenen Zustand und entsprechend Gleichung (10.25) (s. Anhang 10.5.1) verschiedene Stromschwankungsbreiten des Drosselstroms. Bei dem im rechten Fall

verwendeten Tastgrad von  $d = 2/3$  müsste die Stromschwankungsbreite idealerweise Null sein. Dieses Verhalten wird auch nahezu erreicht. Aufgrund von nichtideal gleichen Messbedingungen in den unterschiedlichen Phasen (s. verwendete Stromzangen im Anhang 10.5.3) und leichten baulichen Unterschieden der selbst gebauten Phaseninduktivitäten (s. Kapitel 10.5.1 im Anhang), sind kleine Schwankungen im Verlauf erkennbar.

Der Umrichter wird über einen Tricore TC1796 betrieben, in dem die Regelung und Ansteuerung per C-Code implementiert ist. Zur Auslegung der Regelung wird die in Kapitel 3.1.1 hergeleitete Streckenmodellierung verwendet und die in [35] vorgeschlagene Regelstruktur umgesetzt. Es werden die drei einzelnen Phasen separat voneinander geregelt betrieben, wobei ein Drittel des gesamten Stromsollwerts jeder Phase als Sollwert vorgegeben wird. Jede der Phasen verfügt über eine eigene Strommessung.

Basierend auf dem in Gleichung (4.18) hergeleiteten allgemeinen Streckenmodell erfolgt die Reglerauslegung. Die Struktur des verwendeten PI-Reglers  $G_{R,DCDC}(z)$  wird im  $z$ -Bereich entsprechend Gleichung (6.14) angegeben. Da es sich primär- wie sekundärseitig um DC-Spannungen handelt, liegt eine vollständig voneinander entkoppelte Stromdynamik vor, für die Kreisfrequenz des Modells gilt  $\omega_K = 0s^{-1}$ . Demnach können die Ströme und Spannungen im selben Koordinatensystem dargestellt werden und es wird im Folgenden auf den Hochstellindex  $K$  verzichtet.

$$G_{R,DCDC}(z) = \frac{D^*(z)}{\Delta I_{iL}(z)} = K_P \left( 1 + \frac{1}{T_i} \frac{T_S z + 1}{2 z - 1} \right) \quad (6.14)$$

Die Nachstellzeit  $T_i$  entsprechend Gleichung (6.15) wird nach [35] so gewählt, dass die langsamste Zeitkonstante der Regelstrecke kompensiert wird, um ein möglichst hohes dynamisches Regelverhalten zu erzielen. Die Reglerdynamik kann über den Einstellfaktor  $\gamma$  in der Regler-Proportionalverstärkung  $K_P$  entsprechend Gleichung (6.16) bestimmt werden, wobei  $\alpha_0 = e^{-T_S/\tau_L}$  entsprechend Gleichung (3.11) mit  $\omega_K = 0$  gilt.

$$T_i = \frac{T_S}{2} \frac{1 + \alpha_0}{1 - \alpha_0} \quad (6.15)$$

$$K_P = \gamma \frac{1}{2V_L} \frac{1 + \alpha_0}{1 - \alpha_0} \quad (6.16)$$

Zur Bestimmung der Schaltzeiten der IGBTs wird das Soll-Modulationssignal einer jeden Phase mit einem dreieckförmigen Trägersignal verglichen, die um  $T_S/3$  zueinander versetzt sind. Unter Berücksichtigung zusätzlicher Totzeiten und Mindesteinschaltzeiten werden die Ein- und Ausschaltzeitpunkte der IGBTs berechnet, wobei jedes IGBT-Paar reziprok angesteuert wird. Der Umrichter wird kontinuierlich geregelt betrieben.

Zur Bestimmung des dynamischen Verhaltens wurden Sollwertsprünge für verschiedene Einstellfaktoren  $\gamma$  durchgeführt. Die entsprechenden Messungen sind in Abbildung 6.11 dargestellt. Im oberen Teil der Abbildung sind die zeitlichen Verläufe für unterschiedliche Messreihen übereinander dargestellt, im unteren Teil sind die daraus nachträglich mit MATLAB berechneten Phasenmittelwerte pro Taktperiode  $T_S$  dargestellt. Es wurde ein Sollstromsprung von 5 A auf 10 A durchgeführt. An der Ausgangsseite des Umrichters befindet sich ein ohmscher Widerstand mit  $R = 30 \Omega$ , so dass vor dem Sprung

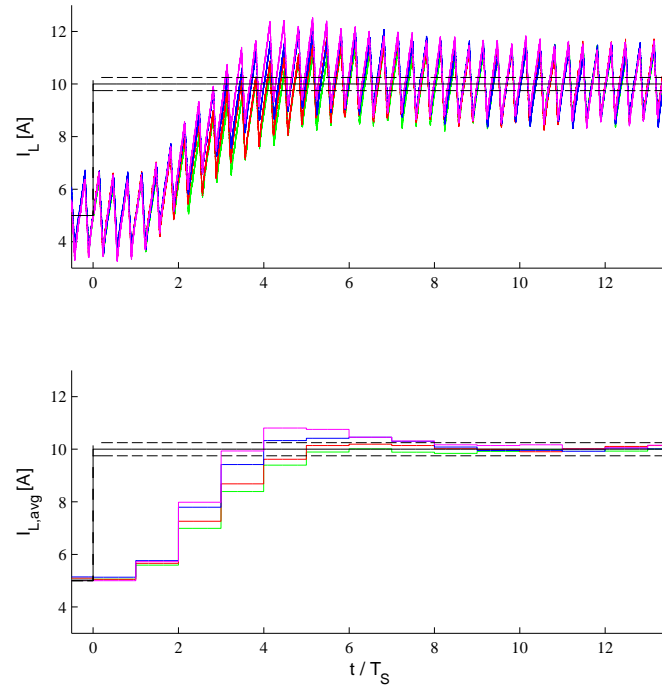


Abb. 6.11: Messung der Regeldynamik des Gesamtstroms  $I_L$  beim 3PiTSS bei verschiedenen Reglereinstellungen ( $\gamma = 0,25$  (grün),  $0,3$  (rot),  $0,35$  (blau),  $0,4$  (magenta)), schwarz: Strom-Sollwert, oben: gemessene Zeitverläufe, unten: daraus errechnete Mittelwertverläufe  $I_{L,avg}$ ,  $L_i = 830 \mu\text{H}$ , Taktfrequenz  $f_S = 10 \text{ kHz}$ ,  $U_{\text{DC}} = 360 \text{ V}$ ,  $d = 0,42$  und ohmscher Last auf der Niederspannungsseite mit  $R = 30 \Omega$

eine Ausgangsspannung von  $150 \text{ V}$  bei einem Tastgrad von  $d = 0,42$  anliegt. Aufgrund der hohen Ausgangskapazität bleibt die Ausgangsspannung über den betrachteten Bereich von ca.  $1 \text{ ms}$  nahezu konstant, so dass der Sprung bei quasistationären Verhältnissen durchgeführt wurde. An der verspäteten Reaktion von einer Periode nach dem Sollsignalsprung ist die Totzeit erkennbar. Das dynamische Regelverhalten wird in Tabelle 6.4 ausgewertet und mit den idealen Werten aus [35] verglichen. Das gemessene Regelverhalten des 3PiTSS steht in guter Übereinstimmung dem theoretischen Verhalten gegenüber. Es ist festzustellen, dass die Idealwerte der Überschwingweite in den meisten Fällen wenige Prozentpunkte geringer als die Messwerte ausfallen. Bei den Einregelzeiten werden die Idealwerte zum Teil genau getroffen und es treten nur geringe Abweichungen von wenigen Schaltperioden in beide Richtungen auf. Gründe für diese Abweichungen lassen sich auf nicht modellierte Parameterunsicherheiten, Messungenauigkeiten und Störungen im Laboraufbau (z.B. EMV) zurückführen.

### 6.5.3 Energiespeicheremulator

Der Aufbau ist zur Durchführung von Untersuchungen konzipiert, die im kurz- bis mittelfristigen Maßstab von einigen Stunden stattfinden können. Effekte der Speicheralterung sind nicht berücksichtigt, da diese erst nach sehr langen Betriebsdauern auftreten. Auch werden keine Auswirkungen von Umweltbedingungen modelliert, wie dem

Tab. 6.4: Erreichte Regeldynamik beim 3PiTSS im Vergleich zum theoretischen Ideal-  
fall (in Klammern) nach [35]

$\gamma$	$OS^* [\%]$	$\frac{T_{rl}^{**}}{T_s}$	$\frac{T_{st}^{***}}{T_s}$
0,25	0 (0)	5 (6)	5 (8)
0,3	3 (1)	5 (4)	5 (6)
0,35	9 (6)	4 (3)	7 (7)
0,4	16 (12)	3 (2)	8 (8)

\*      Überschwingweite: Maximal auftretendes Überschwingen bezogen auf stationären Endwert

\*\*     Anstiegszeit: Zeit bei Sollwertänderung die benötigt wird, um von 5% auf 95% des stationären Endwertes zu gelangen

\*\*\*   Ausregelzeit: Zeit, ab der ein 5% Toleranzband um den stationären Endwertes nicht mehr verlassen wird

Verhalten bei unterschiedlichen Temperaturen. Die Auswahl der Umrichterkomponenten wurde mit einem Fokus auf eine hohe Robustheit getroffen. Das Prinzip und die Funktionsweise des ESE werden in Kapitel 6.5.3.1 beschrieben. Die Modellierung des Speichers wird für einen beliebig skalierbaren LI-Batteriespeicher durchgeführt und ist in Kapitel 6.5.3.2 im Detail beschrieben.

ESE finden häufig in der Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität Anwendung. In [155] wird ein LI-ESE vorgestellt, der hauptsächlich mit dem Ziel zur Senkung der Kosten und Erhöhung der Sicherheit in der Forschung als Ersatz für viele Testbatterien gebaut wurde. Aus ähnlichen Motiven wird in [156] ein Emulator beschrieben, der aus einem 8PiTSS besteht. Es wird das Verhalten eines LA-ES mit niedriger Spannung und einem Maximalstrom von über 1 kA realisiert, wobei der Gleichstromsteller über einen FPGA geregelt und angesteuert wird. In [157] wird ein ESE vorgestellt, dessen DC/DC-Wandler prädiktiv geregelt wird. Die Anwendung liegt ebenfalls im Bereich der Elektromobilität.

### 6.5.3.1 Prinzip und Funktionsweise

Der ESE besteht aus einem dreiphasigen Zweilevel-NPSR und einem 3LTSS. Beide Umrichter sind bidirektional betreibbar und über einen DC-Zwischenkreis miteinander verbunden. Wird ein Ladevorgang dargestellt, speist der NPSR die an den Klemmen des emulierten Speichers in den ESE fließende Leistung in das Stromnetz ein. Im Falle der Entladung wird die benötigte Leistung aus dem Netz entnommen. In jedem Betriebszustand wird der Speicherstrom gemessen und eine entsprechende Klemmenspannung am Ausgang des ESE eingestellt. Dessen Höhe wird anhand des hinterlegten Speichermodells, das den Ladezustand und den Spannungsabfall über dem emulierten Speicher-ESR  $R_i$  berücksichtigt und im folgenden Kapitel beschrieben wird, berechnet. In Abbildung 6.12 ist der Aufbau des ESE mit seiner Regelungsstruktur dargestellt. Die Modellierung zur Reglerauslegung beider Umrichter erfolgt jeweils durch das in

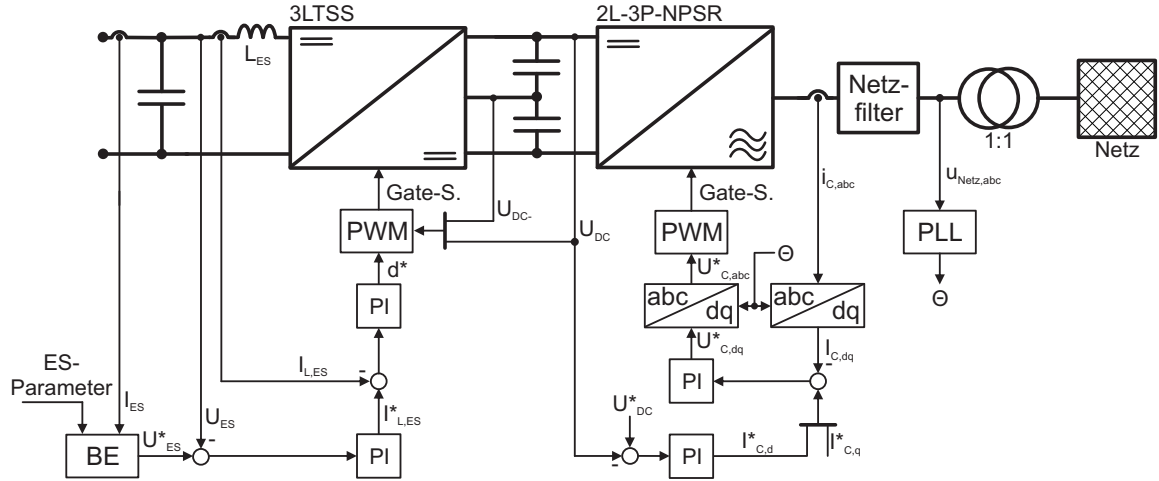


Abb. 6.12: Struktur der Regelung des ESE, links vom 3LTSS, rechts vom NPSR

Kapitel 3.1.1 beschriebene allgemeine Streckenmodell. Die umgesetzte Regelung und Modulation wird im Anhang 10.5.2.1 für den 3LTSS beschrieben. Beide Umrichter werden über einen Tricore TC1796 betrieben. Im Rahmen der Inbetriebnahme wurde eine Unsymmetrie im geteilten Zwischenkreis festgestellt. Im Anhang 10.5.2.2 wird dieses Problem und die implementierte Lösung zur Balancierung beschrieben.

### 6.5.3.2 ESE Speicheremulation

Batteriespeicher weisen trotz wesentlicher Unterschiede der verwendeten Materialien und den damit einhergehenden Eigenschaften generell ein ähnliches Verhalten bezüglich ihrer grundlegenden elektrischen Lade- und Entladeeigenschaften auf. In dem Block „BE“ der Abbildung 6.12 wird die Modellierung eines LI-Speichers umgesetzt, die den Sollwert für die zu regelnde Umrichterausgangsspannung  $U_{ES}^*$  vorgibt und durch Modellierungen anderer Speichertechnologien oder Genauigkeitsstufen entsprechend ersetzt werden kann. In Abbildung 6.13 ist das hierbei implementierte Ersatzschaltbild dargestellt. Der Ladezustand  $\text{SoC}(t)$  berechnet sich entsprechend Gleichung (6.17) in Abhängigkeit des kumulierten in den ESE fließenden Stroms  $I_{ES}(t)$  unter Berücksichtigung der Speicher-Nennkapazität  $K_N$ .

$$\text{SoC}(t) = \text{SoC}_0 + \frac{\int_0^t I_{ES}(t) dt}{K_N} \quad (6.17)$$

Über eine Lookup-Tabelle entsprechend Abbildung 6.14 wird aus dem aktuellen SoC die entsprechende Gleichgewichtsspannung  $U_0(t)$  bestimmt. Die Klemmensollspannung  $U_{ES}^*(t)$  ergibt sich aus ihrer Summe mit dem Spannungsabfall über dem als konstant angenommenen internen Widerstand des Speichers  $R_i$  nach Gleichung (6.18).

$$U_{ES}^*(t) = (U_0(t) + R_i \cdot I_{ES}(t)) \cdot g \quad (6.18)$$

Hierbei stellt  $g$  einen Skalierungsfaktor dar, über den die Zellspannung von  $U_{LI, \text{SoC}=1} = 16,6 \text{ V}$  durch serielles Verschalten der Zellen entsprechend erweitert werden kann. In

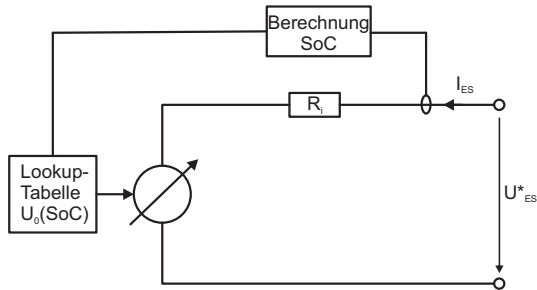


Abb. 6.13: Ersatzschaltbild eines LI-Speichers zur Vorgabe der Sollspannung  $U_{\text{ES}}^*$

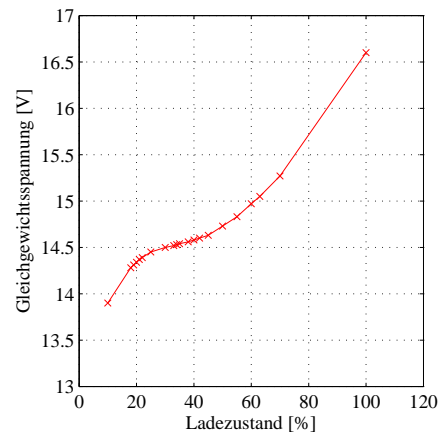


Abb. 6.14: In Lookup-Tabelle hinterlegtes Profil der Gleichgewichtsspannung  $U_0(\text{SoC})$ , nach [93]

Abbildung 6.15 ist die Messung der Emulation eines LI-Speichers mit diesem Modell gezeigt. Der initial zu 98% geladene Speicher wird mit einem konstanten Strom von  $I_{\text{ES}} = 10 \text{ A}$  entladen (obere Reihe). Die resultierende und geregelte Klemmenspannung  $U_{\text{ES}}$  (mittlere Reihe) reduziert sich entsprechend des fallenden SoC (untere Reihe). Der durch den Innenwiderstand resultierende unmittelbare Effekt des Spannungsabfalls ist im Spannungsverlauf klar zu erkennen. Jeweils in schwarz ist der ideale Verlauf aus der Simulation mit demselben Speichermodell überlagert. Es ist eine gute Übereinstimmung der Verläufe feststellbar. Zu erkennen ist allerdings, dass die Dynamik der Spannungsregelung bei einer starken sprunghaften Änderung des modellierten Speicherstroms begrenzt ist und nicht ideal dem Sollwert folgt. Dieser Umstand kann durch die Ausgangskapazität des Umrichters erklärt werden, dessen Reduktion eine spürbar höhere Dynamik erlauben würde, wie für Zwischenkreiskapazitäten in [103] gezeigt wird. Zur besseren Darstellung wurde der Speicher mit einer sehr kleinen Speicherkapazität modelliert, so dass der komplette Entladevorgang nach ca. 21 s bereits beendet ist. Die maximale Entladetiefe wurde auf  $\text{SoC}_{\text{end}} = 10\%$  begrenzt, da die danach einsetzende Tiefenentladung keinen realistischen Betriebsfall einer Batterie darstellt. Der ESE gibt bei Erreichen dieser (frei einstellbaren) Grenze einen entsprechenden Status aus und vermindert die Klemmenspannung nicht weiter.

## 6.6 Zusammenfassung des Kapitels

In diesem Kapitel wird die Integration von ESS in ein WEA-System untersucht. Es wird hierbei zwischen einem verteilten und einem aggregierten Integrationskonzept unterschieden. Im ersten Fall wird jede WEA um ein ESS ausgestattet, das zur Netzanbindung den NPSR der WEA nutzt. Bei einem aggregierten Speicher muss ein zusätzlicher NPSR zur Anbindung an das Parknetz vorgesehen werden, wodurch allerdings ein von der WEA unabhängiger Betrieb ermöglicht wird. Die Anbindung des Speichers an den Zwischenkreis eines NPSRs kann sowohl ohne, als auch mit zusätzlichem Umrichter



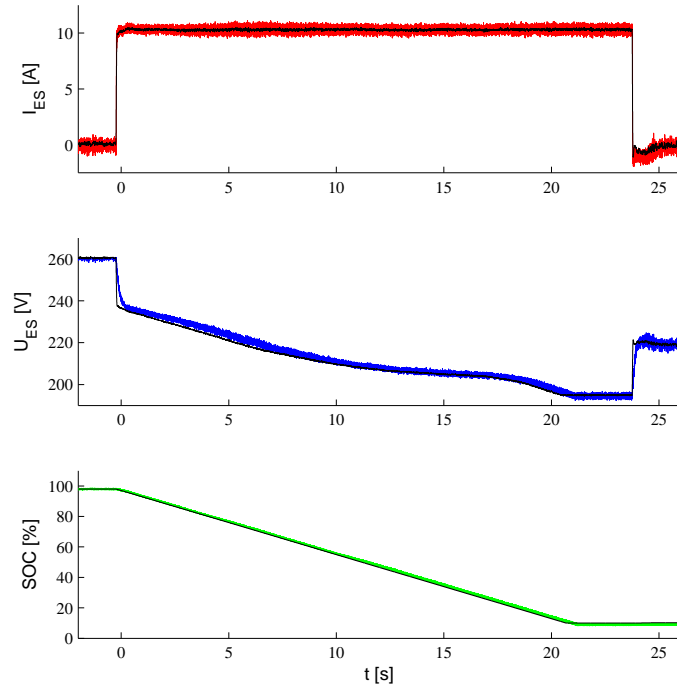


Abb. 6.15: Messung Entladevorgang einer emulierten LiIon-Batterie:  $\text{SoC}_{\text{init}} = 98\%$ ,  $K_N = 244.8 \text{ As}$ ,  $R_i = 0.145 \Omega$ ,  $g = 15.7$ , oben: Batteriestrom  $I_{\text{ES}}$ , Mitte: Batteriespannung  $U_{\text{ES}}$ , unten: SoC, jeweils schwarz: Simulation überlagert

erfolgen. Zudem können auch mehrere unterschiedliche Speicher in einem ESS kombiniert werden. Hieraus ergeben sich 14 verschiedene Anbindungskonzepte. Diese werden hinsichtlich ihres LHL-Bauteilaufwands, des ESS-Wirkungsgrads und Auswirkungen auf den WEA-Betrieb untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6.1 dargestellt. Bei einem hybriden ESS können die Speicher hinsichtlich ihrer leistungstechnischen und kapazitiven Auslegung kombiniert werden. Die dafür vorauszusetzenden Bedingungen werden formuliert.

In einem Vergleich der Integrationskonzepte wird zwischen drei Fällen unterschieden. Es werden Anwendungen der definierten Anwendungsgruppen 1 und 2 und eine Kombination beider (vergl. Tabelle 5.9 auf S. 118) mit geeigneten Speichern betrachtet. Es kann ein jeweils optimales Integrationskonzept identifiziert werden, das die Verwendung von zusätzlichen Umrichtern zur Zwischenkreisanbindung vorsieht (EV2 bzw. HV2). Falls ein Speicher nicht an den Zwischenkreis einer WEA angebunden werden kann, empfiehlt sich die Verwendung eines einzelnen NPSRs mit variabler Zwischenkreisspannung für den Parkanschluss (EA1 bzw. HA2).

Auf Basis der in Kapitel 5 erzielten Ergebnisse zur Auslegung der ESS wird für die Anwendungen pnRRL, Psmooth, Primärregelreserve und LFSM eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Es werden den ESS-Kosten die Einspeisedefizite gegenüber gestellt, die sich bei einer Umsetzung der Anwendungen ohne ESS in suboptimalen WEA-Betriebspunkten ohne sonstige Vergütung ergeben würden und die Amortisationszeiten abgeschätzt. Es wird gefolgert, dass in jedem Fall durch die Wahl eines geeigneten ES der wirtschaftliche Betrieb gesteigert werden kann.

Die Integrationskonzepte EV2 und EA1 werden zudem an einem selbst entwickelten Laboraufbau untersucht. Kern dieses Aufbaus stellt ein selbst entwickelter ESE dar, der das Verhalten unterschiedlicher Speicher in verschiedenen Auslegungen realisieren kann und flexible Analysen diesbezüglich ermöglicht. Darauf wird die Emulation eines LI-Speichers untersucht und das Verhalten durch Messergebnisse validiert.

# 7 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

## 7.1 Zusammenfassung und Fazit

Das Ziel dieser Arbeit bestand darin, ein um ein ESS erweitertes WEA-System im Allgemeinen und bezüglich der dadurch entstehenden Möglichkeiten einer kontrollierten Wirkleistungseinspeisung zur Verbesserung der WEA-Netzintegration zu untersuchen. Dieses Ziel wurde auf fünf Teilziele untergliedert, wonach der Fokus auf Anwendungen liegen sollte, die zur Umsetzung ein Kurzzeit-ESS benötigen und maßgeblich dazu eingesetzt werden, den zuverlässigen Betrieb, die Stabilität und Qualität des Stromnetzes zu erhöhen. Sie sollten vor allem aus den NAR und ihrer Entwicklung identifiziert werden. Die Analyse der Anwendungen sollte die minimalen Anforderungen hinsichtlich der Auslegung eines ESS identifizieren und aufzeigen, welche Einspeisedefizite bei Umsetzung der Anwendungen ohne ESS entstehen würden. Bezüglich der ESS sollte ein genereller Überblick über Speichertechnologien und deren leistungselektronische Anbindung an ein WEA-System gegeben und hinsichtlich ihrer Eignung zur Umsetzung der genannten Anwendungen untersucht und bewertet werden. Die Bewertung sollte auch eine Wirtschaftlichkeitsanalyse enthalten. Diese Ziele konnten in dieser Arbeit erreicht werden. Die entsprechenden Inhalte werden im Folgenden zusammengefasst und die wichtigsten Ergebnisse werden dargelegt.

Nach einer Einleitung, Hinführung zum Thema und Definition der Ziele dieser Arbeit in Kapitel 1 wurde in Kapitel 2 die Motivation zur Untersuchung der Thematik ausgeführt, indem die Zunahme der Windenergieeinspeisung, der damit verbundenen Veränderung des Stromnetzes und Entwicklung der NAR gegenübergestellt wurde. Die Analyse der NAR erfolgte für repräsentative Regionen mit einem hohen Anteil an Windenergie und es konnten die darin definierten unterschiedlichen Anforderungen, die eine Beschränkung der Wirkleistungseinspeisung bedeuten, identifiziert und herausgearbeitet werden. Obwohl die NAR der einzelnen betrachteten Regionen oft nicht alle Anforderungen beinhalteten, waren im RfG der ENTSO-E alle hier betrachteten Anforderungen aufgeführt. Werden diese europaweit verpflichtend umgesetzt, ist mit einer Verschärfung der Einspeiseanforderungen in vielen Regionen zu rechnen.

In Kapitel 3 wurden die grundlegenden Modelle beschrieben, die für die folgenden Untersuchungen notwendig waren. Diese beinhalteten die Streckenmodellierung der betrachteten Umrichtersysteme, die vor allem zur Reglerauslegung auf den Laboraufbauten benötigt wurde. Zudem wurde die Modellierung des Stromnetzes in Bezug auf das Frequenzverhalten bei Wirkleistungseinspeisung und die Definition der Systemstabilität und -qualität angegeben. Das für die simulativen Untersuchungen genutzte Modell eines WEA-Systems, das die erforderlichen mechanischen und elektrischen

Komponenten, deren Regelung und die umfassende WEA-Betriebsführung beinhaltet, wurde erläutert. Zudem wurde die verwendete Windmodellierung beschrieben.

Die allgemeine Definition eines ESS als Einheit aus Speicher, Anbindungselektronik sowie Steuer- und Überwachungssystem wurde zunächst in Kapitel 4 eingeführt, worauf eine detaillierte Untersuchung dieser Komponenten erfolgte. Es wurden die für die Auslegung der ESS wichtigen Speichereigenschaften herausgearbeitet. Im Fokus standen Speicherwirkungsgrad, Lebensdauer und Zyklenbelastung, erreichbare Dynamik, Selbstentladung, typischerweise realisierbare Speicherdauern und ESS-Kosten. Nach einer literaturbasierten Kurzcharakterisierung der betrachteten Speichertechnologien wurden diese anhand von definierten Kategorien bewertet und verglichen. Es konnten zwei Gruppen identifiziert werden, die jeweils maßgeblich durch ihre typischen Entladezeiten geprägt wurden. In die erste Gruppe fielen vor allem feldbasierte Speichertechnologien wie der DSK und SMES, sowie der SRS, die eine hohe Leistungs-, aber eine geringe Energiedichte, typischerweise hohe Zyklenzahlen bei hohem Wirkungsgrad und geringer Ladungshaltung aufwiesen. Die zweite Gruppe beinhaltete hauptsächlich Batteriespeicher, die sich durch eine im Vergleich höhere Energiedichte, weniger Vollzyklen und geringere Selbstentladung auszeichneten. In der darauffolgenden Untersuchung von Umrichtertopologien zur Anbindung der Speicher an ein WEA-System standen vor allem TSS-Topologien im Fokus. Nach einer Analyse allgemeiner Eigenschaften erfolgte eine Funktionsbeschreibung und eine theoretische Untersuchung von sechs verschiedenen TSS, die sich maßgeblich in ihrer Bauform unterschieden. Für einen Vergleich der Topologien mit der Bedingung gleicher Betriebsbedingungen für die angeschlossenen Energiespeicher, wurden die mathematischen Zusammenhänge hinsichtlich des Bauaufwands der Induktivitäten und LHL hergeleitet und verglichen. Es stellte sich heraus, dass das mit der Bauleistung einhergehende Umrichtervolumen und -gewicht bei allen Topologien im Vergleich zum Standard 2LTSS (zum Teil sehr deutlich) reduziert werden kann, was sich für die Unterbringung des ESS in der Gondel einer WEA als sehr positiv herausstellte. Insbesondere konnte dieser Umstand bei den Multileveltopologien und interleaved betriebenen Umrichtern festgestellt werden. In diesem Fall war allerdings zu beachten, dass durch die Zunahme der LHL-Anzahl auch eine Zunahme der Ansteuerung, Komplexität und damit einhergehenden Kosten zu rechnen ist.

Die Anwendungen für ESS an WEAn wurden in Kapitel 5 untersucht und bewertet. Dazu erfolgte über diese zunächst ein grober Überblick und es wurde ein Verfahren zur Bewertung der Anwendungen und Ermittlung von Auslegungsanforderungen an ein ESS entwickelt. Dieses wurde so ausgelegt, dass insbesondere die Zyklen- und Wirkungsgrad-eigenschaften zur Bestimmung der Speicheranforderungen hinsichtlich Anschlussleistung und Kapazität berücksichtigt werden konnten. Es folgte eine Analyse der Anwendungen, wobei insbesondere  $\Delta$ Control und (L)FSM zur Frequenzregelung und Erhöhung der Netzstabilität, Ramp-Rate-Limitation und Power Smoothing zur Leistungs-glättung und Erhöhung der Netzqualität sowie Power Curtailment zur Vermeidung von Netzüberlastungen simuliert und im Detail ausgewertet wurden. Es erfolgte in diesem Rahmen auch die Bestimmung von Einspeisedefiziten bei Realisierung der Anwendungen ohne ESS, wobei die WEAn stets nicht in ihren optimalen Arbeitspunkten betrieben wurden und dem Wind daher weniger Leistung als möglich entnehmen konnten. Als weiterer Parameter zur Analyse wurden verschiedene IEC-Windverhältnisse

betrachtet, nach denen WEAn ausgelegt werden. So konnte festgestellt werden, dass ESS-Minimalauslegungen in Abhängigkeit dieser Klassen nur geringe Unterschiede aufwiesen, dafür aber zum Teil sensibel bzgl. Windturbulenzen ausfallen. Es folgte ein kurzer Überblick über weitere Anwendungen zur Erhöhung der WEA-Performance und zur Sicherstellung der Energieversorgung auf maßgeblicher Basis von Literaturangaben. Darauf wurde ein Vergleich der Anwendungen durchgeführt, in dem die Eigenschaften und Ergebnisse der Untersuchungen nach denselben Kriterien, die auch im Vergleich der Speichertechnologien Anwendung fanden, bewertet wurden. Es konnten drei Anwendungsgruppen herausgearbeitet werden. Die erste Gruppe umfasste die kurzfristig energieausgleichenden Anwendungen, die Anforderungen an hohe Zyklenzahlen, einen hohen Wirkungsgrad und dafür nur eine geringe Kapazität und Ladungshaltung aufwies. In der zweiten Gruppe waren die Anwendungen enthalten, für die maßgeblich eine Kapazität im kurz- bis mittelfristigen Zeitbereich vorhanden sein musste. Die hierfür erforderlichen Eigenschaften basierten auf niedrigen bis mittleren Zyklenzahlen, einem mindestens mittleren Wirkungsgrad und einer mittleren Kapazität sowie einer geringen Selbstentladungsrate. Die langfristig energievorhaltenden Anwendungen bildeten die dritte Gruppe, die eine hohe Kapazität und möglichst keine Selbstentladung erforderte. In einer Gegenüberstellung der Anwendungen und Speichertechnologien in Tabelle 5.9 konnten entsprechende Kombinationsmöglichkeiten ermittelt werden. Es stellte sich heraus, dass der DSK und der SRS für die erste Anwendungsgruppe, die BS-, LI- und VR-Speicher insbesondere für die zweite Gruppe und CAES und PHS für die dritte Gruppe gut geeignet waren. Einzelne Speichertechnologien, wie NiCd, NaS und ZnBr konnten maßgeblich aufgrund schlechter Wirkungsgrade oder geringer Ladungshaltung nur bedingt zur Anwendung im ESS empfohlen werden. Für jede der Gruppen konnten auch Speichertechnologien identifiziert werden, mit denen alle in der Gruppe befindlichen Anwendungen bedient werden konnten.

Die Integration eines ESS in ein WEA-System wurde in Kapitel 6 untersucht. Für die hierfür möglichen Integrationskonzepte konnte maßgeblich zwischen aggregierten und verteilten ESS in jeweils einfachen und hybriden Ausführungen unterschieden werden. Auf diese Weise wurden 14 verschiedene Konzepte identifiziert. Die Anforderungen zur leistungstechnischen und kapazitiven Auslegung bei einem hybriden ESS wurden definiert und die einzelnen Konzepte wurden hinsichtlich der LHL-Bauleistung und dem ESS-Wirkungsgrad untersucht und in Tabelle 6.1 verglichen. Je nach Anwendung konnten sich die Auslegungen eines jeden Konzepts unterscheiden. Die Anwendungen Psmooth, pnRRL und PCurtailment (aus Anwendungsgruppe 1) und  $\Delta$ Control zum Vorhalten einer Leistungsreserve und (L)FSM für die Frequenzregelung (aus Anwendungsgruppe 2) wiesen jeweils vergleichbare Auslegungseigenschaften auf. Die Konzepte wurden für diese und eine Kombination aus beiden basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Kapitel ausgewertet. Es konnten jeweils optimal geeignete Integrationsarten bestimmt werden, die jeweils eine Anbindung des Speichers per Umrichter an den Zwischenkreis einer WEA (Konzepte EV2 bzw. HV2) im verteilten Fall oder die Verwendung eines NPSRs mit variabler Zwischenkreisspannung (Konzepte EA1 bzw. HA2) im aggregierten Fall vorsahen. Wenn die räumlichen Integrationsmöglichkeiten dies erlaubten, sollte ein verteiltes Konzept dem aggregierten aus Sicht eines höheren Wirkungsgrads und einer geringeren Bauleistung vorgezogen werden. Diese Anwendungen wurden auch in Bezug auf einen wirtschaftlichen Betrieb untersucht.

Es konnte ermittelt werden, dass die Wirtschaftlichkeit eines WEA-Systems ohne Vergütung der Einspeisedefizite bei Umsetzung von Einspeisebeschränkungen ohne ESS durch die Verwendung eines ESS gesteigert werden konnte, da die zu erwartenden Einspeisedefizite die Kosten eines ESS bei entsprechender Auslegung auf bis das Sechsfache überragen konnten. Die als am wichtigsten identifizierten Anbindungskonzepte wurden an einem Laboraufbau untersucht, an dem die Analyse von ESS-Anwendungen mit flexiblen Speicherauslegungen erfolgen kann. An diesem konnte das analytisch hergeleitete Verhalten des 3PiTSS und des 3LTSS validiert werden. Ein Kernelement des Aufbaus stellte ein selbst entwickelter ESE dar, der das elektrische Verhalten verschiedener Speichertechnologien emulieren kann. Die Emulation eines LI-Speichers wurde erfolgreich validiert.

Zusammenfassend kann als Fazit gezogen werden, dass die in Kapitel 1.2 formulierten Ziele in dieser Arbeit erreicht werden konnten. Es wurde ein genereller Überblick über die Thematik zur Verbesserung der Netzintegration von WEAn mit einem Kurzzeit-ESS gegeben, wobei einzelne Themengebiete, wie der Vergleich geeigneter TSS-Topologien, die auslegungstechnische Analyse und Bewertung der betrachteten Anwendungsverfahren und die Bewertung der Integrationsmöglichkeiten von ESS in WEA-Systeme vertieft dargestellt wurden. Die Auswahl und Auslegung technischer Systeme basiert sehr oft auf Kompromissen, so dass zumeist eine Abwägung zwischen sich ausschließenden technischen Eigenschaften und/oder den Kosten zu treffen ist. In dieser Arbeit konnten für die genannten Themenfelder Vor- und Nachteile technischer Lösungen für ESS-Systeme, sowie auch zum Teil konkrete Empfehlungen zur Auslegung, Komponenten- oder Konzeptwahl für Kurzzeit-ESS an WEAn gegeben werden.

## 7.2 Ausblick

WEAn können einen Teil der Leistung, die aufgrund von möglichen Einspeisevorschriften nicht eingespeist werden darf, selbst in der rotatorischen Energie ihrer Rotorblätter und des Generators zwischenspeichern. So kann die Drehzahl des Rotorsystems im Rahmen der zulässigen Betriebsgrenzen erhöht und reduziert werden, wenn Energie ein- und ausgespeichert werden soll. Zu untersuchen wäre hier, inwiefern die Auslegung eines ESS optimiert werden könnte, wenn ein solcher Betrieb angewendet wird und hierdurch hochfrequente Zyklenanteile vom Speicher abgewendet werden können. Zu beachten sei hierbei, dass zum einen erhöhte mechanische Belastungen und zum anderen eine Reduktion der optimalen Energieproduktion durch Verlassen der optimalen Schnelllaufzahlen zu erwarten sein könnten. Solche Analysen könnten an einem mechanischen Antriebsstrang mit WEA-Funktionalität, der um einen wie in Kapitel 6.5 vorgestellten Laboraufbau erweitert wird, im Labormaßstab durchgeführt werden.

Die Implementierung einer EIC durch ein ESS kann so erfolgen, dass ein Synchrongeneratorverhalten emuliert wird und entsprechend Leistungsabgaben in das Netz bei einer Frequenzabweichung erfolgen. Es kann untersucht werden, inwiefern auch ein modifiziertes Übertragungsverhalten geeignet sei, z.B. die Frequenzeinbruchstiefe oder -änderungsrate zu reduzieren, und ob damit in veränderter Art und Weise die Frequenzstabilität erhöht werden kann. Ziele jeweiliger Untersuchungen könnten zudem

---

sein, eine optimale Auslegung für entsprechende ESS an einer WEA zu finden und das netzstabilisierende Zusammenwirken einer sehr großen Anzahl solcher Einheiten im Netz zu realisieren.

Zur weiteren Detaillierung der in dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen kann das Windmodell verfeinert werden, z.B. durch die Berücksichtigung von vertikalen Windgeschwindigkeiten oder durch die Simulation bei weiteren Windgeschwindigkeiten, die für einen Windstandort entsprechend geeigneter Verteilungsfunktionen, wie der Rayleigh-Verteilung, zu erwarten seien. Hierdurch kann eine auf das Jahr bezogene genauere Abschätzung der zu erwartenden Defizite pro Anwendung erzielt und die Wirtschaftlichkeitsanalyse verfeinert werden. Auch wäre die Nutzung von gemessenen Windverläufen interessant, wobei beachtet werden muss, dass lokale Besonderheiten eine allgemeine Bewertung verfälschen könnten.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen von ESS-Anwendungen und die daraus resultierenden Auslegungsanforderungen an ein ESS sind bewusst allgemein gehalten, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen. Die tiefer gehende Untersuchung einzelner Anwendungen wäre daher erforderlich, um die Auslegung, Anbindung und Betriebsführung eines jeweils konkreten ESS an einem WEA-System analysieren zu können. Hierfür wird zur Validierung der theoretischen Erkenntnisse die Verwendung eines Laborteststands mit ESE empfohlen.





## 8 Literaturverzeichnis

- [1] S. M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata, and J. Tamura, "Integration of an Energy Capacitor System With a Variable-Speed Wind Generator," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, no. 3, pp. 740–749, 2009.
- [2] BMJ, Bundesministerium der Justiz, "Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2014)," July 2014. [Online]. Available: [http://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/](http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/)
- [3] GWEC, "Global Wind Report - Annual Market Update 2015," 2015. [Online]. Available: [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report\\_April-2016\\_22\\_04.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf)
- [4] ENTSO-E, "ENTSO-E statistical database: Net Generating Capacity," Online. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity>
- [5] Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union, "Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Text von Bedeutung für den EWR)," Online, April 2009. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>
- [6] The European Wind Energy Association (EWEA), "Wind in power 2010 European statistics," Online, February 2011. [Online]. Available: [https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA\\_Annual\\_Statistics\\_2010.pdf](https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2010.pdf)
- [7] —, "Wind in power 2015 European statistics," Online, February 2016. [Online]. Available: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>
- [8] W. Kruschel, J. da Costa, B. Sahan, T. Bülo, and B. Engel, "Dezentrale Spannungsregelung in intelligenten Niederspannungsnetzen - Leistungselektronische Komponenten zur Erhöhung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Erzeugungseinheiten," in *Proceedings of Internationaler ETG-Kongress 2011 in Würzburg*, 2011.
- [9] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, "Monitoringbericht 2015," Online, November 2015. [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4)

- 
- [10] N. W. Miller and K. Clark, "Advanced Controls Enable Wind Plants to Provide Ancillary Services," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [11] S. Martin-Martinez, E. Gomez-Lazaro, A. Viguera-Rodriguez, J. A. Fuentes-Moreno, and A. Molina-Garcia, "Analysis of positive ramp limitation control strategies for reducing wind power fluctuations," *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 6, pp. 593–602, Nov 2013.
- [12] M. Altin, O. Goeksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B.-B. Jensen, and L. Helle, "Overview of Recent Grid Codes for Wind Power Integration," in *Proc. 12th Int Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) Conf*, 2010, pp. 1152–1160.
- [13] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, no. 3, pp. 308–332, 2009.
- [14] B. Singh and S. Singh, "Wind Power Interconnection into the Power System: A Review of Grid Code Requirements," *The Electricity Journal*, vol. 22, no. 5, pp. 54 – 63, 2009.
- [15] T. Ackermann, A. Ellis, J. Fortmann, J. Matevosyan, E. Muljadi, R. Piwko, P. Pourbeik, E. Quitmann, P. Sorensen, H. Urdal, and B. Zavadil, "Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, no. 6, pp. 72–82, Nov 2013.
- [16] P. E. Sutherland, "Ensuring Stable Operation with Grid Codes: A Look at Canadian Wind Farm Interconnections," *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 22, no. 1, pp. 60–67, Jan 2016.
- [17] H. Zheng and Y. Tang, "Comparison of Interconnection Standards of Renewable Energy Generation," in *2012 10th International Power Energy Conference (IPEC)*, Dec 2012, pp. 145–149.
- [18] VDN, Verband Deutscher Netzbetreiber e.V., "TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1," August 2007. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_NetzCodes-und-Richtlinien](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_NetzCodes-und-Richtlinien)
- [19] BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz," June 2008. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_NetzCodes-und-Richtlinien](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_NetzCodes-und-Richtlinien)
- [20] Energinet.dk, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output above 11 kW, Rev. 2," June 2015. [Online]. Available: <http://www.energinet.dk/EN/El/Forskrifter/Technical-regulations/Sider/Forskrifter-for-nettilslutning.aspx#3.2.5>

- 
- [21] EirGrid, “EirGrid Grid Code Version 6.0,” July 2015. [Online]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/GridCodeVersion6.pdf>
- [22] BMJ, Bundesministerium der Justiz, “Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV),” July 2009. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/sdlwindv/>
- [23] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., “Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz ,” January 2013. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_NetzCodes-und-Richtlinien](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_NetzCodes-und-Richtlinien)
- [24] Ministerium für Energie, Forschung und Klima in Dänemark, “Vindmøller slog rekord i 2014,” Online, Januar 2017. [Online]. Available: <http://energinet.dk/DA/El/Nyheder/Sider/Vindmoeller-slog-rekord-i-2014.aspx>
- [25] European Commission, “Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (Text with EEA relevance),” April 2016. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj>
- [26] ENTSO-E, “UCTE Operation Handbook,” Online, March 2009. [Online]. Available: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf)
- [27] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon, and S. Rossignol, “A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part I: Technical Features,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 350–357, Feb 2007.
- [28] Y. Gong, Q. Jiang, and R. Baldick, “Ramp Event Forecast Based Wind Power Ramp Control With Energy Storage System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 1831–1844, May 2016.
- [29] S. D. Rijcke, J. Meyers, and J. Driesen, “Reducing power gradients in large-scale wind farms by optimal active power control,” in *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*, June 2013, pp. 1–6.
- [30] ENERCON GmbH, “Die wichtigsten elektrischen Eigenschaften einer ENERCON Windenergieanlage,” April 2017. [Online]. Available: <http://www.enercon.de/technologie/netztechnologie/>
- [31] M. Liserre, G. Buticchi, M. Andresen, G. D. Carne, L. F. Costa, and Z. X. Zou, “The Smart Transformer: Impact on the Electric Grid and Technology Challenges,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 10, no. 2, pp. 46–58, Summer 2016.
- [32] ENTSO-E, “10-Year Network Development Plan 2014,” October 2014. [Online]. Available: [https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014\\_FINAL.pdf](https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf)

- 
- [33] —, “10-Year Network Development Plan 2012,” July 2012. [Online]. Available: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/SDC/TYNBP/2012/TYNBP\\_2012\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNBP/2012/TYNBP_2012_report.pdf)
- [34] N. Hoffmann, F. Fuchs, and J. Dannehl, “Models and Effects of Different Updating and Sampling Concepts to the Control of Grid-Connected PWM Converters - A Study Based on Discrete Time Domain Analysis,” in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, Aug 2011, pp. 1–10.
- [35] N. Hoffmann, “Netzadaptive Regelung und Aktiv-Filter Funktionalität von Netzpulsstromrichtern in der regenerativen Energieerzeugung,” Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2015.
- [36] I. Bronštejn, G. Musiol, and K. Semendjaev, *Taschenbuch der Mathematik*. Deutsch, 2008.
- [37] D. Schröder, *Elektrische Antriebe - Regelung von Antriebssystemen*, 3rd ed. Springer, 2015.
- [38] X. Yuan and Y. Li, “Control of variable pitch and variable speed direct-drive wind turbines in weak grid systems with active power balance,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 8, no. 2, pp. 119–131, March 2014.
- [39] I. Erlich, J. Kretschmann, J. Fortmann, S. Mueller-Engelhardt, and H. Wrede, “Modeling of Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Generators for Power System Stability Studies,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 3, pp. 909–919, Aug 2007.
- [40] K. Rothenhagen, “Fehlertolerante Regelung der doppeltgespeisten Asynchronmaschine bei Sensorfehlern,” Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2011.
- [41] T. Weißbach, “Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen,” Ph.D. dissertation, Universität Stuttgart, 2009.
- [42] J. Machowsky, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed. Wiley, 2008.
- [43] D.-I. T. Gobmaier, “Netzfrequenzmessung,” Online, Mai 2016. [Online]. Available: <http://www.netzfrequenzmessung.de/>
- [44] P. Moseley and J. Garche, *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Elsevier Science, 2014.
- [45] A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1259–1266, Aug 2007.

- 
- [46] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 3, pp. 1387 – 1401, aug. 2004.
- [47] T. Senjyu, R. Sakamoto, N. Urasaki, T. Funabashi, H. Fujita, and H. Sekine, "Output power leveling of wind turbine generator for all operating regions by pitch angle control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 2, pp. 467–475, June 2006.
- [48] Y. Liu, W. Du, L. Xiao, H. Wang, and J. Cao, "A Method for Sizing Energy Storage System to Increase Wind Penetration as Limited by Grid Frequency Deviations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 729–737, Jan 2016.
- [49] N. Strachan and D. Jovicic, "Stability of a Variable-Speed Permanent Magnet Wind Generator With Weak AC Grids," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 4, pp. 2779–2788, 2010.
- [50] S. Grunau and F. Fuchs, "Effect of Wind-Energy Power Injection into Weak Grids," in *EWEA - European Wind Energy Association Conference 2012, Copenhagen, Denmark*, 2012.
- [51] V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies," *Proceedings of the IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740–788, May 2015.
- [52] F. Blaabjerg and K. Ma, "Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, no. 3, pp. 139–152, Sept 2013.
- [53] M. Böttcher, "Fehlertolerante Frequenzumrichter auf Basis der dreistufigen NPC-Topologie für den Einsatz in Windenergieanlagen," Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2016.
- [54] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 1st ed. Wiley, 2005.
- [55] C. Wessels, "Durchfahren von Netzfehlern bei Windenergieanlagen mit FACTS," Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2012.
- [56] Fördergesellschaft Windenergie e.V., "Technische Richtlinien, Teil 2: Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen," Mai 2008, Revision 15.
- [57] P. Sørensen, A. D. Hansen, and P. A. C. Rosas, "Wind models for simulation of power fluctuations from wind farms," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 90, no. 12-15, pp. 1381–1402, 2002, fifth Asia-Pacific Conference on Wind Engineering.

- 
- [58] I. D. Margaritis, S. A. Papathanassiou, N. D. Hatziargyriou, A. D. Hansen, and P. Sorensen, "Frequency Control in Autonomous Power Systems With High Wind Power Penetration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 2, pp. 189–199, April 2012.
- [59] M. Wang-Hansen, R. Josefsson, and H. Mehmedovic, "Frequency Controlling Wind Power Modeling of Control Strategies," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 954–959, 2013.
- [60] I. V. der Hoven, "Power Spectrum of Horizontal Wind Speed in the Frequency Range from 0.0007 to 900 Cycles Per Hour," *Journal of Meteorology*, vol. 14, no. 2, pp. 160–164, 1957.
- [61] J. Manwell and J. McGowan, *Wind Energy Explained*, 2nd ed. Wiley, 2009.
- [62] C. Nichita, D. Luca, B. Dakyo, and E. Ceanga, "Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp. 523–529, Dec 2002.
- [63] DKE, "IEC 61400-1:2005 + A1:2010," VDE Verlag, Aug 2011.
- [64] F. D. Bianchi, H. de Battista, and R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems - Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*, 1st ed. Springer-Verlag London, 2007.
- [65] A. Esmaili, B. Novakovic, A. Nasiri, and O. Abdel-Baqi, "A Hybrid System of Li-Ion Capacitors and Flow Battery for Dynamic Wind Energy Support," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 49, no. 4, pp. 1649–1657, 2013.
- [66] J. G. Slootweg and W. L. Kling, "Aggregated Modelling of Wind Parks in Power System Dynamics Simulations," in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 3, June 2003, p. 6 pp. Vol.3.
- [67] F. W. Koch, "Simulation und Analyse der dynamischen Wechselwirkung von Windenergieanlagen mit dem Elektroenergiesystem," Ph.D. dissertation, Universität Duisburg-Essen, 2005.
- [68] J. Conroy and R. Watson, "Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies," *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, no. 1, pp. 39–52, March 2009.
- [69] W. Li, "An Embedded Energy Storage System for Attenuation of Wind Power Fluctuations," Ph.D. dissertation, McGill University Montreal, Canada, 2010.
- [70] I. Aharon and A. Kuperman, "Topological Overview of Powertrains for Battery-Powered Vehicles With Range Extenders," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 868–876, 2011.
- [71] K. Divya and J. Oestergaard, "Battery energy storage technology for power systems - An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511 – 520, 2009.

- 
- [72] C. D. Parker, "Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks," *Journal of Power Sources*, vol. 100, no. 1-2, pp. 18–28, 2001, journal of Power Sources Volume 100.
- [73] M. Bragard, N. Soltau, S. Thomas, and R. De Doncker, "The Balance of Renewable Sources and User Demands in Grids: Power Electronics for Modular Battery Energy Storage Systems," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 25, no. 12, pp. 3049–3056, 2010.
- [74] D.-I. Stroe, A.-I. Stan, R. Diosi, R. Teodorescu, and S. Andreasen, "Short Term Energy Storage for Grid Support in Wind Power Applications," in *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2012 13th International Conference on*, may 2012, pp. 1012 –1021.
- [75] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291 – 312, 2009.
- [76] H. T. Le, S. Santoso, and T. Q. Nguyen, "Augmenting Wind Power Penetration and Grid Voltage Stability Limits Using ESS: Application Design, Sizing, and a Case Study," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 27, no. 1, pp. 161–171, 2012.
- [77] J. Groot, "State-of-Health Estimation of Li-ion Batteries: Cycle Life Test Methods," Ph.D. dissertation, Chalmers University of Technology Göteborg Sweden, 2012.
- [78] P. Keil and A. Jossen, "Charging protocols for lithium-ion batteries and their impact on cycle life - An experimental study with different 18650 high-power cells," *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 125 – 141, 2016.
- [79] Y. Du, X. Zhou, S. Bai, S. Lukic, and A. Huang, "Review of Non-isolated Bidirectional DC-DC Converters for Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charge Station Application at Municipal Parking Decks," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2010 Twenty-Fifth Annual IEEE*, 2010, pp. 1145–1151.
- [80] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, and W. Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review," *Energy for Sustainable Development*, vol. 14, no. 4, pp. 302 – 314, 2010.
- [81] F. Diaz-Gonzalez, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafafila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications ," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 4, pp. 2154 – 2171, 2012.
- [82] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, and C. N. Rasmussen, "Review of energy storage system for wind power integration support ," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 545 – 553, 2015.
- [83] B. P. Hayes, A. Wilson, R. Webster, and S. Z. Djokic, "Comparison of two energy storage options for optimum balancing of wind farm power outputs," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 832–839, 2016.

- 
- [84] C. Zhou, K. Qian, M. Allan, and W. Zhou, "Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, pp. 1041–1050, Dec 2011.
- [85] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, "Energy storage systems - Characteristics and comparisons," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1221 – 1250, 2008.
- [86] X. Han, M. Ouyang, L. Lu, and J. Li, "Cycle Life of Commercial Lithium-Ion Batteries with Lithium Titanium Oxide Anodes in Electric Vehicles," *Energies*, vol. 7, no. 8, pp. 4895–4909, Jul 2014.
- [87] J. Leadbetter and L. G. Swan, "Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity," *Journal of Power Sources*, vol. 216, no. 0, pp. 376 – 386, 2012.
- [88] S. Sundararagavan and E. Baker, "Evaluating energy storage technologies for wind power integration," *Solar Energy*, vol. 86, no. 9, pp. 2707 – 2717, 2012.
- [89] EPRI, "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits," EPRI, EPRI, Palo Alto, California, White Paper 1020676, December 2010. [Online]. Available: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001020676>
- [90] L. Lu, X. Han, J. Li, J. Hua, and M. Ouyang, "A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles," *Journal of Power Sources*, vol. 226, pp. 272 – 288, 2013.
- [91] F. Quantmeyer, J. Kießling, and X. Liu-Henke, "Modellbildung und Identifikation der Energiespeicher für Elektrofahrzeuge," in *Tagungsband zum ASIM/GI-Fachgruppentreffen STS/GMMS, Düsseldorf*, 2013.
- [92] H. He, R. Xiong, and J. Fan, "Evaluation of Lithium-Ion Battery Equivalent Circuit Models for State of Charge Estimation by an Experimental Approach," *Energies*, vol. 4, no. 4, pp. 582–598, 2011.
- [93] J. Li, M. Mazzola, J. Gafford, and N. Younan, "A New Parameter Estimation Algorithm for an Electrical Analogue Battery Model," in *2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, Feb 2012, pp. 427–433.
- [94] J. Myrzik, "Topologische Untersuchungen zur Anwendung von tief-/hochsetzenden Stellern für Wechselrichter," Ph.D. dissertation, Universität Gesamthochschule Kassel, 2000.
- [95] G. Walker and P. Sernia, "Cascaded DC-DC Converter Connection of Photovoltaic Modules," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 4, pp. 1130–1139, July 2004.
- [96] M. Mohr, "Stromrichtersysteme zur Netzeinspeisung elektrischer Energie aus Brennstoffzellen," Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2011.



- 
- [97] J. Zhang, “Bidirectional DC-DC Power Converter Design Optimization, Modeling and Control,” Ph.D. dissertation, Virginia Polytechnic Institute and State University, 2008.
- [98] H. R. Karshenas, H. Daneshpajoo, A. Safaee, P. Jain, and A. Bakhshai, *Energy Storage in the Emerging Era of Smart Grids*, P. R. Carbone, Ed. InTech, 2011.
- [99] M. Kabalo, B. Blunier, D. Bouquain, and A. Miraoui, “State-of-the-Art of DC-DC Converters for Fuel Cell Vehicles,” in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE*, Sept 2010, pp. 1–6.
- [100] G. Butti and J. Biela, “Novel High Efficiency Multilevel DC-DC Boost Converter Topologies and Modulation Strategies,” in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, Aug 2011, pp. 1–10.
- [101] A. Bento, E. da Silva, and E. dos Santos Jr., “Reducing Inductor Size and Current Ripple in an AC-AC Converter by Interleaved Switching Strategy,” in *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, June 2006, pp. 1–7.
- [102] J. C. Schröder, “Batterie-Stützung mit DC/DC-Wandler und Doppelschichtkondensatoren für elektrische Fahrantriebe,” Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2014.
- [103] J. Dannehl, “Regelung von Netzpulsstromrichtern mit LCL-Filter für Antriebe mit kleiner Kapazität im Zwischenkreis,” Ph.D. dissertation, Christian-Albrechts-Universität Kiel, 2012.
- [104] B. Eckardt, A. Hofmann, S. Zeltner, and M. Maerz, “Automotive Powertrain DC/DC Converter with 25kW/dm<sup>3</sup> by using SiC Diodes,” in *Integrated Power Systems (CIPS), 2006 4th International Conference on*, June 2006, pp. 1–6.
- [105] G. Zinoviev and N. Lopatkin, “Evolution of Multilevel Voltage Source Inverters,” in *Electronic Instrument Engineering, 2008. APEIE 2008. 9th International Conference on Actual Problems of*, vol. 01, Sept 2008, pp. 125–136.
- [106] J. Rodriguez, J.-S. Lai, and F. Z. Peng, “Multilevel Inverters: A Survey of Topologies, Controls, and Applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 49, no. 4, pp. 724–738, Aug 2002.
- [107] A. Nami, J. Liang, F. Dijkhuizen, and G. Demetriades, “Modular Multilevel Converters for HVDC Applications: Review on Converter Cells and Functionalities,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 30, no. 1, pp. 18–36, Jan 2015.
- [108] P. Grbović, P. Delarue, P. Le Moigne, and P. Bartholomeus, “A Bidirectional Three-Level DC-DC Converter for the Ultracapacitor Applications,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, no. 10, pp. 3415–3430, 2010.
- [109] L. Ferreira Costa, S. Mussa, and I. Barbi, “Multilevel Buck/Boost-Type DC-DC Converter for High-Power and High-Voltage Application,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 50, no. 6, pp. 3931–3942, Nov 2014.

- 
- [110] F. Zhang, F. Peng, and Z. Qian, "Study of the Multilevel Converters in DC-DC Applications," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, vol. 2, June 2004, pp. 1702–1706 Vol.2.
- [111] F. H. Khan, "Modular DC-DC Converters," Ph.D. dissertation, The University of Tennessee, Knoxville, 2007.
- [112] F. Khan and L. Tolbert, "A Multilevel Modular Capacitor-Clamped DC-DC Converter," in *Industry Applications Conference, 2006. 41st IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2006 IEEE*, vol. 2, Oct 2006, pp. 966–973.
- [113] A. Parastar, A. Gandomkar, and J. Seok, "High-Efficiency Multilevel Flying-Capacitor DC/DC Converter for Distributed Renewable Energy Systems," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 62, no. 12, pp. 7620–7630, Dec 2015.
- [114] W. Li, G. Joos, and C. Abbey, "A Parallel Bidirectional DC/DC Converter Topology for Energy Storage Systems in Wind Applications," in *Proc. 42nd IAS Annual Meeting Industry Applications Conf. Conf. Record of the 2007 IEEE*, 2007, pp. 179–185.
- [115] C. L. Nguyen and H. H. Lee, "A Novel Dual-Battery Energy Storage System for Wind Power Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, no. 10, pp. 6136–6147, Oct 2016.
- [116] K. Yalamanchili and M. Ferdowsi, "Review of Multiple Input DC-DC Converters for Electric and Hybrid vehicles," in *Vehicle Power and Propulsion, 2005 IEEE Conference*, Sept 2005, pp. 160–163.
- [117] M. Massot-Campos, D. Montesinos-Miracle, S. Galceran-Arellano, and A. Rufer, "Multilevel two quadrant DC/DC converter for regenerative braking in mobile applications," in *Power Electronics and Applications (EPE 2011), Proceedings of the 2011-14th European Conference on*, Aug 2011, pp. 1–10.
- [118] S. Vazquez, S. Lukic, E. Galvan, L. Franquelo, and J. Carrasco, "Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, dec. 2010.
- [119] J. Barton and D. Infield, "Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, no. 2, pp. 441–448, June 2004.
- [120] S. Grunau, M. Fox, and F. Fuchs, "Comparison of a Three and Four Phase Interleaved Bidirectional DC/DC-Converter for the Operation in an Energy Storage System in Wind Turbines," in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2012 15th International*, 2012, pp. DS3d.6–1–DS3d.6–8.
- [121] X. Y. Wang, D. M. Vilathgamuwa, and S. S. Choi, "Determination of Battery Storage Capacity in Energy Buffer for Wind Farm," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 3, pp. 868–878, Sept 2008.

- 
- [122] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, “Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 114–124, Feb 2009.
- [123] G. Ramtharan, J. B. Ekanayake, and N. Jenkins, “Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines,” *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, no. 1, pp. 3–9, 2007.
- [124] J. R. Kristoffersen, “The Horns Rev Wind Farm and the Operational Experience with the Wind Farm Main Controller,” in *Copenhagen Offshore Wind 2005, 26-28 October 2005*, 2005.
- [125] Y. Gu and L. Xie, “Fast Sensitivity Analysis Approach to Assessing Congestion Induced Wind Curtailment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 101–110, Jan 2014.
- [126] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, sowie Bundeskartellamt, “Monitoringbericht 2015,” Online, November 2015. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3)
- [127] L. S. Vargas, G. Bustos-Turu, and F. Larrain, “Wind Power Curtailment and Energy Storage in Transmission Congestion Management Considering Power Plants Ramp Rates,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2498–2506, Sept 2015.
- [128] D. J. Burke and M. J. O’Malley, “Factors Influencing Wind Energy Curtailment,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 185–193, April 2011.
- [129] J. Li, J. Fang, I. Wen, Y. Pan, and Q. Ding, “Optimal Trade-Off Between Regulation and Wind Curtailment in the Economic Dispatch Problem,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 1, no. 4, pp. 37–45, Dec 2015.
- [130] J. M. G. Xu, L. Xu, “Assessment and Implementation of Inertial Response from Variable Speed Wind Turbines,” in *Proceedings of the 11th International Workshop Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, 13-15 November 2012, Lisbon, Portugal*, 2012.
- [131] G. Delille, B. Francois, and G. Malarange, “Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System’s Inertia,” *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, 2012.
- [132] J. Morren, S. W. H. de Haan, W. L. Kling, and J. A. Ferreira, “Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 433–434, Feb 2006.
- [133] M. Wilch, “Aspekte der Netzanbindung von Windenergieanlagen,” Ph.D. dissertation, Universität Duisburg-Essen, 2014.

- [134] L. Rutledge, J. O'Sullivan, N. Miller, and D. Flynn, "Frequency Response of Power Systems With Variable Speed Wind Turbines," in *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2013, pp. 1–1.
- [135] V. Knap, S. K. Chaudhary, D. I. Stroe, M. Swierczynski, B. I. Craciun, and R. Teodorescu, "Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3447–3456, Sept 2016.
- [136] C. Luo, H. Banakar, B. Shen, and B. T. Ooi, "Strategies to Smooth Wind Power Fluctuations of Wind Turbine Generator," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no. 2, pp. 341–349, June 2007.
- [137] A. Abedini, G. Mandic, and A. Nasiri, "Wind Power Smoothing Using Rotor Inertia Aimed at Reducing Grid Susceptibility," in *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, Nov 2008, pp. 1445–1451.
- [138] Q. Li, S. S. Choi, Y. Yuan, and D. L. Yao, "On the Determination of Battery Energy Storage Capacity and Short-Term Power Dispatch of a Wind Farm," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 2, pp. 148–158, 2011.
- [139] W. Li and G. Joos, "A Power Electronic Interface for a Battery Supercapacitor Hybrid Energy Storage System for Wind Applications," in *Proc. IEEE Power Electronics Specialists Conf. PESC 2008*, 2008, pp. 1762–1768.
- [140] C. Abbey and G. Joos, "Supercapacitor Energy Storage for Wind Energy Applications," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 43, no. 3, pp. 769–776, 2007.
- [141] G. Suvire and P. Mercado, "Active power control of a flywheel energy storage system for wind energy applications," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 6, no. 1, pp. 9–16, January 2012.
- [142] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya, and A. Q. Huang, "Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 787–794, Sept 2010.
- [143] T. Nguyen and D.-C. Lee, "Ride-Through Technique for PMSG Wind Turbines using Energy Storage Systems," *Journal of Power Electronics*, vol. 10, pp. 733–728, 2010.
- [144] IEC, "Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage," Online, Oktober 2012. [Online]. Available: <http://www.iec.ch/whitepaper/gridintegration/>
- [145] C. Wessels, F. Gebhardt, and F. W. Fuchs, "Fault Ride-Through of a DFIG Wind Turbine Using a Dynamic Voltage Restorer During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, no. 3, pp. 807–815, March 2011.

- 
- [146] L. Shi, K. Y. Lee, and F. Wu, “Robust ESS-Based Stabilizer Design for Damping Inter-Area Oscillations in Multimachine Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1395–1406, March 2016.
- [147] G. Xu, L. Xu, and J. Morrow, “Power oscillation damping using wind turbines with energy storage systems,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 5, pp. 449–457, Sept 2013.
- [148] T. K. A. Brekken, A. Yokochi, A. von Jouanne, Z. Z. Yen, H. M. Hapke, and D. A. Halamay, “Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 69–77, Jan 2011.
- [149] EPRI, “Energy Storage for Grid Connected Wind Generation Applications,” EPRI, EPRI, Palo Alto, California, Technical Results 1008703, December 2004. [Online]. Available: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001008703>
- [150] L. Qu and W. Qiao, “Constant Power Control of DFIG Wind Turbines With Supercapacitor Energy Storage,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 47, no. 1, pp. 359–367, 2011.
- [151] B. Backlund, M. Rahimo, S. Klaka, and J. Siefken, “Topologies, voltage ratings and state of the art high power semiconductor devices for medium voltage wind energy conversion,” in *2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, June 2009, pp. 1–6.
- [152] A. Wintrich, U. Nicolai, W. Tursky, and T. Reimann, *Applikationshandbuch Leistungshalbleiter*, 2nd ed. SEMIKRON International GmbH, 2015.
- [153] Fördergesellschaft Windenergie e.V., “Technische Richtlinien, Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieeträgen,” September 2007, Revision 7.
- [154] —, “Technische Richtlinien, Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrags,” Juni 2008, Revision 4.
- [155] T. Mesbahi, N. Rizoug, P. Bartholomeus, and P. L. Moigne, “Li-Ion Battery Emulator for Electric Vehicle Applications,” in *2013 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, Oct 2013, pp. 1–8.
- [156] T. Baumöfer, W. Waag, and D. U. Sauer, “Specialized Battery Emulator for Automotive Electrical Systems,” in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, Sept 2010, pp. 1–4.
- [157] O. König, G. Gregorcic, and S. Jakubek, “Model predictive control of a DC-DC converter for battery emulation,” *Control Engineering Practice*, vol. 21, no. 4, pp. 428 – 440, 2013.
- [158] H. T. Ma and B. H. Chowdhury, “Working towards frequency regulation with wind plants: combined control approaches,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, no. 4, pp. 308–316, 2010.

- [159] W.-M. Lin and C.-M. Hong, "Intelligent approach to maximum power point tracking control strategy for variable-speed wind turbine generation system," *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2440 – 2447, 2010, 7th International Conference on Sustainable Energy Technologies.
- [160] H. Shi, K. Wang, X. Xiao, and K. Sun, "Capacitor Voltage Balancing of a Three-Level Bi-Directional Buck-Boost Converter for Battery Energy Storage System," in *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2014 17th International Conference on*. IEEE, 2014, pp. 325–329.
- [161] P. Rodriguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. Timbus, M. Liserre, and F. Blaabjerg, "New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions," in *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, June 2006, pp. 1–7.

## 9 Eigene Veröffentlichungen

- [SG1] C. Wessels, S. Grunau, and F. W. Fuchs, “Current Injection Targets for a Stat-Com under Unbalanced Grid Voltage Condition and the Impact on the PCC Voltage,” in *EPE Joint Wind Energy and T&D Chapters Seminar 2011, Trondheim, Norway*, 2011.
- [SG2] S. Grunau and F. W. Fuchs, “Effect of Wind-Energy Power Injection into Weak Grids,” in *EWEA - European Wind Energy Association Conference 2012, Copenhagen, Denmark*, 2012.
- [SG3] F. W. Fuchs, N. Hoffmann, J. Reese, C. Wessels, R. Lohde, S. Grunau, and F. Gebhardt, “Research Laboratory for Grid-integration of Distributed Renewable Energy Resources - Integration Analysis of DERs -,” in *EPE-PEMC 2012 ECCE Europe, Novi Sad, Serbia*, 2012.
- [SG4] S. Grunau, M. Fox, and F. W. Fuchs, “Comparison of a Three and Four Phase Interleaved Bidirectional DC/DC-Converter for the Operation in an Energy Storage System in Wind Turbines,” in *EPE-PEMC 2012 ECCE Europe, Novi Sad, Serbia*, 2012.
- [SG5] S. Grunau, F. Gaertner, and F. W. Fuchs, “Quantification of Losses Regarding Active Power Injection due to New Grid Code Requirements,” in *Wind Integration Workshop 2013, London, UK*, 2013.
- [SG6] S. Grunau, J. Reese, L. Jessen, and F. W. Fuchs, “Aspects of Grid Integration of Renewable Energy Sources in Weak Power Systems,” in *ETG-Kongress 2013, Berlin, Deutschland*, 2013.





## 10 Anhang

### 10.1 Überführung der allgemeinen Schwingungsgleichung in das Netzmodell

In Kapitel 3.2 wird die Schwingungsgleichung hergeleitet. Basierend darauf wird im Rahmen dieser Arbeit die Drehzahlregelung einer WEA ausgelegt und das Frequenzverhalten im Stromnetz modelliert. Die Überführung der allgemeinen Schwingungsgleichung zum Netzfrequenz-Modell wird hier im Detail gezeigt.

Ausgehend von der Grundschiebungsgleichung in Gleichung (10.1), der Definition der Trägheitskonstante  $H$  in Gleichung (10.2) und des Zusammenhangs  $M = \frac{P}{\omega}$  kann Gleichung (10.3) gebildet werden.

$$M_1 - M_2 = \Theta \frac{d\omega_{\text{mech}}}{dt} \quad (10.1)$$

$$H = \frac{\Theta \cdot \omega_N^2}{2 \cdot P_N} \quad (10.2)$$

$$\frac{2 \cdot H \cdot P_N}{\omega_N^2} \cdot \frac{d\omega_N}{dt} = \frac{P_1}{\omega_{\text{mech}}} - \frac{P_2}{\omega_{\text{mech}}} \quad (10.3)$$

Hierbei stellen  $M_{1,2}$  die am Netzgenerator anliegenden Momente dar, zum einen das primäre antreibende Moment, das z.B. durch eine Turbine erzeugt wird, zum anderen das „elektrische Moment“, das sekundärseitig die Energieentnahme und Einspeisung in das Stromnetz darstellt. Es liegt hierbei jeweils die gleiche Frequenz  $\omega_{\text{mech}}$  vor, wenn kein Getriebe verwendet wird.  $P_N$  stellt die Nennleistung des Generators und  $\omega_N$  dessen Nennfrequenz dar. Unter der Annahme, dass nur kleine Abweichungen der Frequenz betrachtet werden, also  $\omega_{\text{mech}} \approx \omega_N$  gilt, ergibt sich nach Division mit  $P_N$  und Multiplikation mit  $\omega_{\text{mech}}$  der Zusammenhang in Gleichung (10.4).

$$2 \cdot H \cdot \frac{d\omega_{\text{mech,p.u.}}}{dt} = P_{1,\text{p.u.}} - P_{2,\text{p.u.}} = \Delta P_{\text{p.u.}} \quad (10.4)$$

Durch  $\Delta P_{\text{p.u.}}$  wird die Differenz aus der den Generator antreibenden und der in das Netz abgegebenen Wirkleistung dargestellt. Wie in Gleichung (3.21) auf Seite 25 gezeigt wird, entspricht die normierte Drehfrequenz der normierten Netzfrequenz bei fester Kopplung des Generators mit dem Netz bei beliebiger Polpaarzahl. Also ergibt sich Gleichung (10.5).

$$\frac{df_{\text{Netz,p.u.}}}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H} \cdot \Delta P_{\text{p.u.}} \quad (10.5)$$

## 10.2 Weiterführende Angaben zum WEA-Simulationsmodell

Die Simulationen werden mit den Programmen MATLAB (Version R2013a, 8.1.0.604) und den Toolboxen Simulink (Version 8.1) und PLECS (Version 3.7.4) durchgeführt. PLECS wird hierbei als Blockset in Simulink eingebunden, wenn das Schaltverhalten von Umrichtern untersucht wird (z.B. bei der Auslegung einer Umrichterregelung). Die Umsetzung der Anwendungen und Regelungen erfolgt in der Programmiersprache *C*. Die Modelle werden in Simulink durch Blöcke mit s-Funktionen realisiert. Wo es möglich ist, werden die Werte in p.u.-Größen verwendet. Dies ist vor allem bei Leistungs- und Drehzahlangaben der Fall, die sich jeweils auf die Nennwerte des betrachteten WEA-Systems beziehen. Da bei dem in Kapitel 3.4 vorgestellten Modell jede Parametervariation in jeder Windklasse und -turbulenz simuliert wird, ergibt sich ein sehr hoher Simulationsaufwand bei gegebener Simulationshardware von knapp einer Woche pro Anwendung. Die Simulation ist daher so ausgelegt, dass sie mit entsprechenden Parametersätzen reproduzierbar und automatisiert erfolgen kann. Die Simulationen werden mit einer Regelfrequenz von  $f_S = \frac{1}{T_S} = 1 \text{ kHz}$  durchgeführt. Innere geschlossene Regelstrecken der WEA-Regelung werden durch VZ1-Glieder mit  $T_{VZ} = 10 \cdot T_S$  approximiert.

### 10.2.1 Parameter der modellierten WEAn

In Tabelle 10.1 sind die Parameter für die Simulationsmodelle der Vollumrichteranlagen angegeben. Diese Daten resultieren aus einer Analyse der Herstellerangaben von am Markt befindlichen WEAn. Es ist hierbei ersichtlich, dass insbesondere die Größe

Tab. 10.1: Parameter der modellierten WEAn

IEC-Klasse	I	II	III
$P_N$	3,6 MW	3,6 MW	3,6 MW
$H_{\text{Turb}}$	5 s	5,7 s	6,4 s
$\omega_N$	21 U/min	16,1 U/min	13,7 U/min
$\eta_{\text{Gen}}$	95 %	95 %	95 %
$R_{\text{Rotor}}$	40 m	47 m	54,5 m

des Rotors mit höherer IEC-Klasse zunimmt. Analog steigt hierbei bei gleichbleibender Anschlussleistung auch die Trägheit an, da sich die Rotormasse entsprechend vergrößert. Je größer der Rotordurchmesser ist, desto geringer ist die Nenn Drehzahl. Dieser Umstand ist durch die resultierende höhere Geschwindigkeit der Rotorblattspitze zu erklären, die im optimalen Betriebspunkt ein Verhältnis zur Windgeschwindigkeit, der Schnelllaufzahl  $\lambda$ , im Bereich typischerweise zwischen 8 und 9 aufweist [54]. In Abbildung 10.1 sind die verwendeten Betriebskennlinien der drei WEAn dargestellt, die im Simulationsmodell entsprechend hinterlegt wurden. Es sind die optimale mechanische

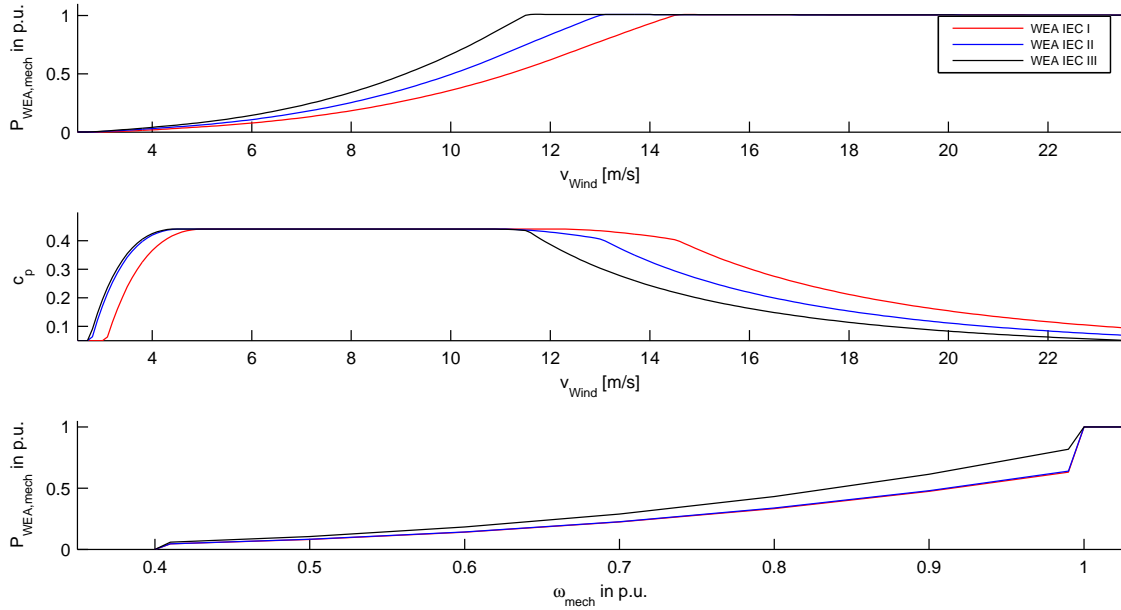


Abb. 10.1: Modellierung des WEA Verhaltens für die unterschiedlichen IEC-Klassen, mechanische Leistung (oben) und Leistungsfaktor (Mitte) jeweils über der Windgeschwindigkeit, sowie mechanische Leistung über der Drehzahl (unten)

WEA-Wirkleistung  $P_{\text{WEA,mech}}$  (oben) und der optimal mögliche Leistungskoeffizient  $c_p$  (Mitte) für jede Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  gezeigt. Die mechanische Leistungskurve  $P_{\text{WEA,mech}}$  über der Drehzahl  $\omega_{\text{mech}}$  (unten) ist nahe der Minimaldrehzahl (jeweils 0,4 p.u.) und der Nenndrehzahl (jeweils 1 p.u.) abgeflacht und nicht sprunghaft, wie es sich in einem idealen Modell ergeben würde. Da diese Kurve zur Vorgabe der Sollwerte der Drehzahlregelung genutzt wird, würde eine kleine Änderung in diesen Drehzahlregionen eine große Änderung der entsprechender Leistungsgröße zur Folge haben. Daher weicht die Steuerkennlinie, wie hier dargestellt, von der Idealkennlinie entsprechend ab [54]. Diese Kennlinien werden für jede WEA genutzt, um aus der Windgeschwindigkeit die Drehzahlvorgabe für das MPPT zu generieren. Es wird hierbei angenommen, dass die WEA jederzeit über eine entsprechende Kenntnis der genauen Windgeschwindigkeit verfügt.

### 10.2.2 Modellierung $c_p$

Die Modellierung des Leistungskoeffizienten  $c_p$  erfolgt nach [54] für eine drehzahlvariable WEA mit den Gleichungen (10.6) und (10.7).

$$c_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} \cdot c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) \exp \left( \frac{-c_7}{\lambda_i} \right) \quad (10.6)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\left( \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left( \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right)} \quad (10.7)$$

Die zugehörigen Parameter  $c_i$  sind in Tabelle 10.2 angegeben. Diese Form der Model-

Tab. 10.2: Werte für die Faktoren  $c_i$  zur Berechnung des Leistungskoeffizienten nach [54]

$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

lierung ist in der Literatur mit diesen Werten häufig zu finden, z.B. in [158].

### 10.2.3 Auslegung der WEA-Drehzahlregelung

Die Drehzahlregelung der WEA wird nach dem Symmetrischen Optimum nach [37] ausgelegt. Die zu regelnde Strecke in Gleichung (3.27) weist  $IT_1$ -Verhalten auf und es wird daher ein PI-Regler entsprechend Gleichung (10.8) verwendet. Die Reglerverstärkung  $K_{n,R}$  und die Nachstellzeit  $T_{n,R}$  in den Gleichungen (10.9) und (10.10) werden durch die Streckenparameter (s. Kapitel 3.4.2) und einen wählbaren Skalierungsfaktor  $a_n$  gebildet, für den der Wert 2 gewählt wird.

$$G_{n,R}(s) = K_{n,R} \cdot \frac{1 + s \cdot T_{n,R}}{s \cdot T_{n,R}} \quad (10.8)$$

$$K_{n,R} = \frac{T_{n,Rot}}{a_n \cdot V_{n,Rot} \cdot T_{n,VZ}} \quad (10.9)$$

$$T_{n,R} = a_n^2 \cdot T_{n,VZ} \quad (10.10)$$

### 10.2.4 Modellierung der Rotorblattverstellung und Pitch-Regelung

Durch die Pitch-Regelung soll die Drehzahl auf ihren Maximalwert begrenzt werden. Es wird hierzu die Modellierung aus [159] verwendet, welche in vielen Untersuchungen Anwendung findet [38]. Die Strecke ist in Gleichung (10.11) angegeben.

$$G_{Pitch,S}(s) = \frac{\beta(s)}{\beta^*(s)} = \frac{\Omega^2}{s^2 + 2\Omega\zeta s + \Omega^2} \quad (10.11)$$

Es werden analog zu [159] die Werte  $\Omega = 4 \cdot \omega_N$  und  $\zeta = 0.7$  genutzt. Die Änderungsrate  $d\beta/dt$  wird auf  $10^\circ$  pro Sekunde und die maximale Verstellung auf  $\beta_{\max} = 40^\circ$  begrenzt. Als Regler wird nach [38] ein PI-Regler mit derselben Struktur wie in Gleichung (10.8) und einer Reglerverstärkung  $K_{Pitch,R} = 15$  sowie einer Nachstellzeit von  $T_{Pitch,R} = 2$  verwendet.

### 10.2.5 Parameter der IEC-Windklassen

Die in Kapitel 3.4.3 dargestellte Modellierung der Windverläufe basiert auf den in der IEC 61400-1 [63] definierten Windklassen I, II und III. Diese repräsentieren verschiedene Windstandorte, die entsprechend Tabelle 10.3 durch typische Nenn- und Durchschnitts- Windgeschwindigkeiten (nach [63] entsprechend Gleichung (10.13)) charakterisiert werden. Darüber hinaus sind darin drei Turbulenzintensitäten  $I_{\text{ref}}$  definiert,

Tab. 10.3: Parameter der IEC-Windklassen

IEC-Klasse	I	II	III
$v_{\text{Wind,N}}$	14,5 m/s	13 m/s	11,5 m/s
$v_{\text{Wind,avg}}$	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s
$V_{\text{ref}}$	50 m/s	42,5 m/s	37,5 m/s
$I_{\text{ref,A}}$		0,16	
$I_{\text{ref,B}}$		0,14	
$I_{\text{ref,C}}$		0,12	

aus denen für jede Klasse nach [63] entsprechend Gleichung (10.12) drei statistische Varianzen zur Charakterisierung der turbulenten Anteile des Windverlaufs berechnet werden können, wobei  $V_{\text{hub}}$  die Windgeschwindigkeit auf der Narbenhöhe, die hier der Bezugshöhe der Windgeschwindigkeiten entspricht, darstellt. Hierbei steht A für eine hohe und C für eine niedrige Turbulenz. Es resultieren also neun verschiedene Windprofile bei Nennwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind,N}}$  und neun bei mittlerer Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind,avg}}$ , für die die ESS-Anwendungen an den WEAn untersucht werden.

$$\sigma_1 = I_{\text{ref}}(0,75 \cdot V_{\text{hub}} + 5,6 \text{ m/s}) \quad (10.12)$$

$$v_{\text{Wind,avg}} = 0,2 \cdot V_{\text{ref}} \quad (10.13)$$

Die WEAn werden nach den in dieser Norm definierten Parametern ausgelegt und für den Betrieb in den entsprechenden IEC-Gebieten optimiert. Neben der Windklasse und Turbulenz existieren noch weitere Auslegeparameter, wie zu erwartende Extremwindsituationen, die eine WEA überstehen können muss. Ein WEA-Hersteller hat zudem die Möglichkeit, seine WEA nach speziellen Bedingungen individuell auszulegen. Diese Klasse wird mit „S“ bezeichnet, hier aber aufgrund der Individualität nicht weiter betrachtet. In den Datenblättern der WEAn ist die entsprechende Zuordnung angegeben. Eine Zusammenfassung der wichtigsten in dieser Norm definierten Parameter und Auslegungsvorschriften wird in [61] gegeben.

## 10.3 Zusammenfassung und Vergleich der Eigenschaften von ES-Technologien

In Kapitel 4.1 wird für die Energiespeichertechnologien, die grundsätzlich für den ESS-Einsatz an WEAn geeignet sind, eine Literaturrecherche durchgeführt. Die Ergebnisse dieser sind in den Tabellen 10.4 und 10.5 dargestellt. Die Literaturangaben weichen zum Teil voneinander ab. Gründe dafür können unterschiedliches Alter der Daten, unterschiedliche Grundbedingungen bei der Datenerhebung oder im Detail unterschiedliche ES-Technologien, die unter der gleichen Bezeichnung aufgeführt werden, sein. So gibt es zum Beispiel nicht „die eine“ Lithium-Ionen Batterie, je nach Verwendung von Materialien z.B. der Anode oder Kathode weichen einzelne Eigenschaften stark voneinander ab. Im Falle von Unstimmigkeiten wurden die Daten verwendet, die in den meisten Veröffentlichungen gleich waren. Hierbei wurden zudem die Daten aktueller und im Journal oder Fachzeitschriften publizierten Veröffentlichungen denen älteren Datums oder auf Konferenzen vorgestellten vorgezogen. Auf Basis dieser Daten erfolgt die Bewertung und Einteilung der Speicherkategorien entsprechend Tabelle 4.6 und die Berechnung der Speicherpreise in Kapitel 6.4.

Tab. 10.4: Charakteristika der betrachteten Speichertechnologien Teil 1, nach [80], [81], [75], [82] und [83]

Speicher- technologie	Energie- dichte in $\frac{Wh}{kg}$	Leistungs- dichte in $\frac{W}{kg}$	Wirkungsgrad in % $\eta_{ES}$	Lebensdauer in Jahren Vollzyklen $z_N$	
BS	30 - 50	75 - 300	70 - 90	5 - 15	1.200 - 1.800
LI	75 - 200	150 - 500	90 - 98	5 - 15	3.000 - 3.500
NiCd	50 - 80	100 - 300	60 - 80	10 - 20	2.000 - 3.500
NaS	100 - 240	90 - 230	75 - 85	10 - 20	2.500 - 4.500
VR	10 - 35	80 - 160	75 - 85	10 - 20	>12.000
ZnBr	30 - 90	70 - 90	70 - 80	8 - 10	2.500
DSK	1 - 30	800 - 20.000	90 - 98	10 - 20	>500.000
SMES	0,5 - 5	500 - 2.000	90 - 98	20 - 30	>100.000
SRS	10 - 30	400 - 10.000	90 - 95	15 - 20	>500.000
CAES	10 - 60	-	70 - 85	30 - 40	>20.000
PHS	0,5 - 1,5	-	70 - 85	40 - 60	>20.000

## 10.4 Weiterführende Angaben zur Unterstützung beim Durchfahren eines Spannungseinbruchs

Im Falle eines Spannungseinbruchs wird von einigen NAR (s. Kapitel 2.2.2.2) gefordert, einen dynamischen Blindstrom einzuspeisen, der die Netzspannung stützen soll.

Tab. 10.5: Charakteristika der betrachteten Speichertechnologien Teil 2, nach [80], [81], [75], [82] und [83]

Technologie	Reaktionszeiten	Selbstentladung pro Tag in %	Entladezeiten	Energiekosten* in €/kWh	Leistungskosten* in €/kW
BS	ms	0,1 - 0,2	s - h	180 - 360	270 - 540
LI	ms	0,3	min - h	540 - 2.250	1.080 - 3.600
NiCd	ms	0,2	s - h	720 - 1.350	450 - 1.350
NaS	ms	<20	s - h	270 - 450	900 - 2.700
VR	<s	-	s - h	135 - 900	540 - 1.350
ZnBr	<s	-	s - h	135 - 900	630 - 2.250
DSK	ms	20 - 40	ms - h	270 - 1.800	90 - 270
SMES	ms	10 - 15	ms - s	900 - 9.000	180 - 270
SRS	ms	100	ms - min	900 - 4.500	225 - 315
CAES	s-min	-	h - d	1,8 - 45	360 - 7.200
PHS	s-min	-	h - d	4,5 - 90	540 - 1.800

\* nach [75] mit einem Wechselkurs von 0,9 EUR/USD

Die Höhe des einzuspeisenden Blindstroms  $\Delta I_B$  wird nach [22] in Deutschland in Abhängigkeit des festzulegenden Parameters  $k \in [0; 10]$  und der relevanten Spannungsabweichung  $\Delta U_r$ , die die Spannungsdifferenz vom Toleranzbereich ( $\pm 0,1 \cdot U_N$ ) bezeichnet, durch Gleichung (10.14) definiert.

$$\frac{\Delta I_B}{I_N} = k \cdot \frac{\Delta U_r}{U_N} \quad (10.14)$$

$$= k \cdot u_r \quad (10.15)$$

Die relative relevante Spannungsabweichung soll entsprechend Gleichung (10.15) mit  $u_r$  bezeichnet werden. Bezüglich eines NPSR einer Typ-4-WEA gelten besondere Anforderungen an den Betrieb, die einen Einfluss auf seine Auslegung haben. So soll der volle Betrieb innerhalb des Spannungsbandes  $\pm 10\%$  um  $U_N$  jederzeit möglich sein, so dass seine auszulegende Leistung um  $x_u = \frac{1}{0,9}$  in Bezug zu seiner Nennleistung erhöht werden muss. Zudem soll eine WEA jederzeit einen festzulegenden Blindstrom einspeisen können, so dass in Deutschland für Anlagen im MS-Netz nach [19] eine Mehrauslegung des NPSR um  $x_q = \frac{1}{\cos(\phi)} = \frac{1}{0,95}$  erforderlich ist, wobei  $\cos(\phi)$  den geforderten Leistungsfaktor im Normalbetrieb darstellt. Zusammenfassend wird hier angenommen, dass der NPSR bezogen auf seine Nennscheinleistung  $S_N = U_{\text{Netz},N} \cdot I_N$  nach Gleichung (10.16) auf die Bemessungsscheinleistung  $S_{\text{NPSR},B}$  ausgelegt werden muss, um die oben genannten Betriebsbereiche jederzeit realisieren zu können.

$$S_{\text{NPSR},B} = S_N \cdot x_u \cdot x_q \quad (10.16)$$

Im Falle eines Spannungseinbruchs ist es dem NPSR also möglich, maximal die Scheinleistung  $S_{\text{NPSR},\text{LVRT}}(t)$  nach Gleichung (10.17) in Abhängigkeit zum Verlauf der rele-

vanten Spannungsabweichung  $u_r(t)$  einzuspeisen.

$$S_{\text{NPSR,LVRT}}(t) = S_{\text{NPSR,B}} \cdot \left(1 - \frac{u_r(t)}{0,9}\right) \quad (10.17)$$

Durch den Faktor  $\frac{1}{0,9}$  wird die Größe  $u_r$ , die nur Werte zwischen 0 und 0,9 für Spannungsbrüche annehmen kann, auf den Bereich 0 bis 1 skaliert. Die sich von der vorhandenen Netzspannung  $U_{\text{Netz}}(t)$  und dem im LVRT eingespeisten Blindstrom  $\Delta I_B(t)$  ergebende Blindleistungseinspeisung  $Q_{\text{LVRT}}(t)$  ist in Gleichung (10.18) dargestellt. Wird  $\Delta I_B(t)$  durch Gleichung (10.14) ersetzt und die aktuelle Netzspannung durch  $u_r(t)$  dargestellt, resultiert Gleichung (10.19). Unter Vernachlässigung der Umrichterverluste stellt  $P_{\text{Netz,LVRT}}(t)$  in Gleichung (10.20) die Wirkleistung dar, die im Verlauf des LVRT bei Priorisierung der Blindstromeinspeisung in das Netz eingespeist werden kann.

$$Q_{\text{LVRT}}(t) = \Delta I_B(t) \cdot U_{\text{Netz}}(t) \quad (10.18)$$

$$= k \cdot u_r(t) \cdot (0,9 - u_r(t)) \cdot S_N \quad (10.19)$$

$$P_{\text{Netz,LVRT}}(t) = \sqrt{S_{\text{NPSR,LVRT}}(t)^2 - Q_{\text{LVRT}}(t)^2} \quad (10.20)$$

Ein ESS am Zwischenkreis einer WEA kann nun so ausgelegt werden, dass dieses die nichteinspeisbare Wirkleistung  $P_{\text{ESS,LVRT}}(t)$  nach Gleichung (10.21) während des LVRTs aufnehmen kann.

$$P_{\text{ESS,LVRT}}(t) = P_{\text{WEA}}(t) - P_{\text{Netz,LVRT}}(t) \quad (10.21)$$

Um die für ein ESS benötigte Auslegung zu berechnen, wird der worst case angenommen. Es wird ein dreiphasiger totaler Spannungseinbruch für 150 ms und einer Fehlerklärung entsprechend des schwarzen Verlaufs in Abbildung 10.2 betrachtet. Die WEA darf sich in diesem Fall nicht vom Netz trennen. In Abbildung 10.2 sind drei

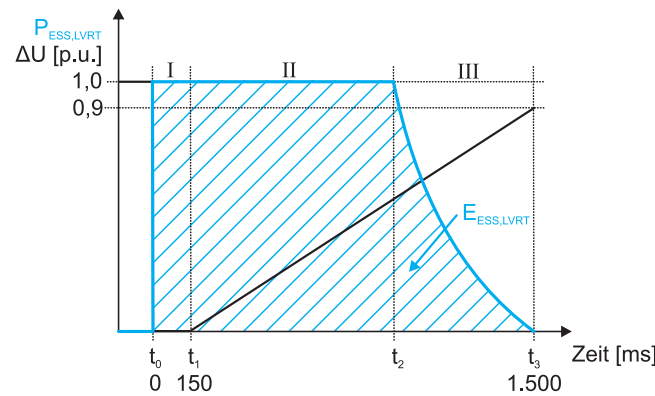


Abb. 10.2: LVRT-Anforderung einer WEA nach [22] mit resultierender Leistung  $P_{\text{ESS,LVRT}}$  (blaue Linie) und entsprechender Energie  $E_{\text{ESS,LVRT}}$  (blaue schraffierte Fläche), die im Fehlerfall nicht in das Netz eingespeist werden kann

Bereiche definiert:

- Der Bereich I reicht von  $t_0$  bis  $t_1$ . In diesem Zeitabschnitt ist der Spannungseinbruch aller Phasen bei 100 % und es kann keine Leistung in das Netz abgegeben



werden. Die volle durch die WEA erzeugte Leistung  $P_{\text{WEA}}$  wird im ESS zwischengespeichert.

- Zwischen  $t_1$  und  $t_2$  liegt der Bereich *II*. Die Netzspannung bildet sich linear zurück. In Abhängigkeit des Faktors  $k$  muss bis zum Zeitpunkt  $t_2$  ein Blindstrom von 1 p.u. eingespeist werden. Hierdurch ist in diesem Bereich die Stromtragfähigkeit des netzseitigen Umrichters voll ausgelastet, so dass kein zusätzlicher Wirkstrom eingespeist werden kann und  $P_{\text{WEA}}$  nach wie vor voll vom ESS aufgenommen wird.
- Zwischen  $t_2$  und  $t_3$  ist der Bereich *III* definiert. Hier reduziert sich die Blindstromabgabe linear mit der linear steigenden Netzspannung entsprechend Gleichung (10.14). Mit steigender Spannung steigt auch die einspeisbare Scheinleistung  $S_{\text{NPST,LVRT}}$  an.

Der Zeitpunkt  $t_2$  liegt vor, wenn nach Gleichung (10.22) die Bedingung erfüllt ist, dass die von der Spannungseinbruchtiefe abhängige vom NPSR einspeisbare Scheinleistung (linker Teil der Gleichung (10.22)) der von der Spannungseinbruchtiefe abhängigen vollen geforderten dynamischen Blindstromeinspeisung entsprechend Gleichung (10.19) (rechter Teil der Gleichung (10.22)) entspricht.

$$S_{\text{NPSR,B}} \cdot \left(1 - \frac{u_r(t_2)}{0,9}\right) \stackrel{!}{=} k \cdot u_r(t_2) \cdot (0,9 - u_r(t_2)) \cdot S_N \quad (10.22)$$

Wird Gleichung (10.22) nach  $u_r(t_2)$  aufgelöst, kann die von  $k$  abhängige relevante Spannungseinbruchtiefe, bei der die Bedingung in Gleichung (10.22) erfüllt ist, in Gleichung (10.23) gefunden werden.

$$u_r(t_2) = \frac{x_q x_u}{2 \cdot k \cdot 0,9} + \frac{0,9}{2} - \sqrt{\left(\frac{x_q x_u}{2 \cdot k \cdot 0,9}\right)^2 - \frac{x_q x_u}{2 \cdot k} + \left(\frac{0,9}{2}\right)^2} \quad (10.23)$$

Es ist ersichtlich, dass Gleichung (10.23) nur für  $k > 0$  gelten kann. Anhand Gleichung (10.22) wird deutlich, dass die Lösung für  $k = 0$  trivial ist und die Lösung  $u_r(t_2)|_{k=0} = 0,9$  hat. Der Zeitpunkt  $t_2$  kann nun über den Zusammenhang in Gleichung (10.24) berechnet werden.

$$t_2 = \frac{0,9 - u_r(t_2)}{0,9} (t_3 - t_1) + t_1 \quad (10.24)$$

In Abbildung 10.3 sind die sich ergebenden Zeitverläufe für den relativen relevanten Spannungseinbruch  $u_r(t)$ , die in das Netz einzuspeisende dynamische Blindleistung  $Q_{\text{LVRT}}(t)$  und die nicht in das Netz einspeisbare und vom ESS zwischenspeichernde Wirkleistung  $P_{\text{ESS,LVRT}}(t)$  in p.u.-Größen im LVRT dargestellt. Zur Bestimmung der benötigten kapazitiven Auslegung eines ESS wird  $P_{\text{ESS,LVRT}}(t)$  über der Zeit integriert. Wird die sich ergebende aufzunehmende Energie  $E_{\text{ESS,LVRT}}$  durch  $P_N$  geteilt, so ergibt sich die Dauer  $e_{\text{LVRT}}$  in Sekunden, die das ESS die WEA-Nennleistung  $P_N$  aufnehmen und abgeben können muss. Die von  $k$  abhängigen Auslegungswerte sind in Abbildung 10.4 dargestellt.

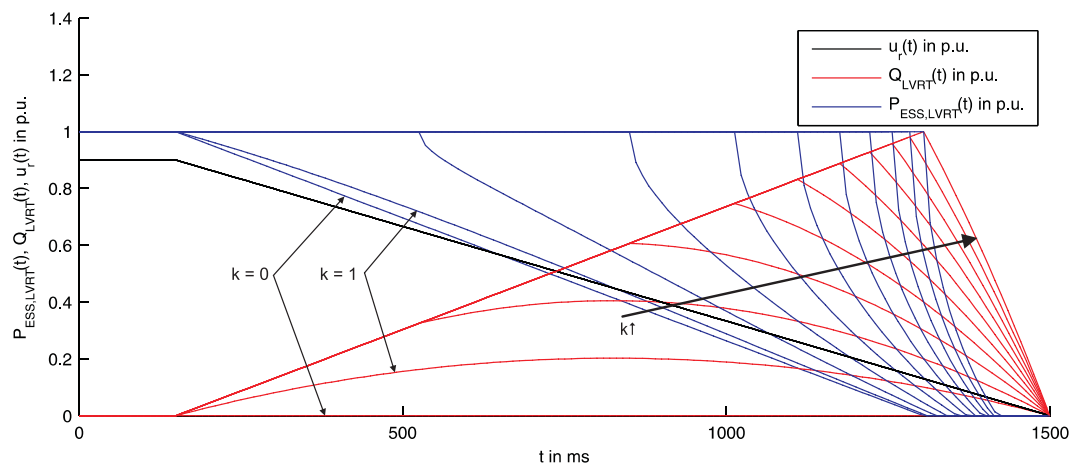


Abb. 10.3: Zeitverläufe der relativen relevanten Spannung  $u_r(t)$  (schwarz), der in das Netz einzuspeisenden dynamischen Blindleistung  $Q_{LVRT}(t)$  (rot) und der nicht in das Netz einspeisbaren und vom ESS zwischenspeichernden Wirkleistung  $P_{ESS,LVRT}(t)$  (blau) in p.u.-Größen für verschiedene  $k$

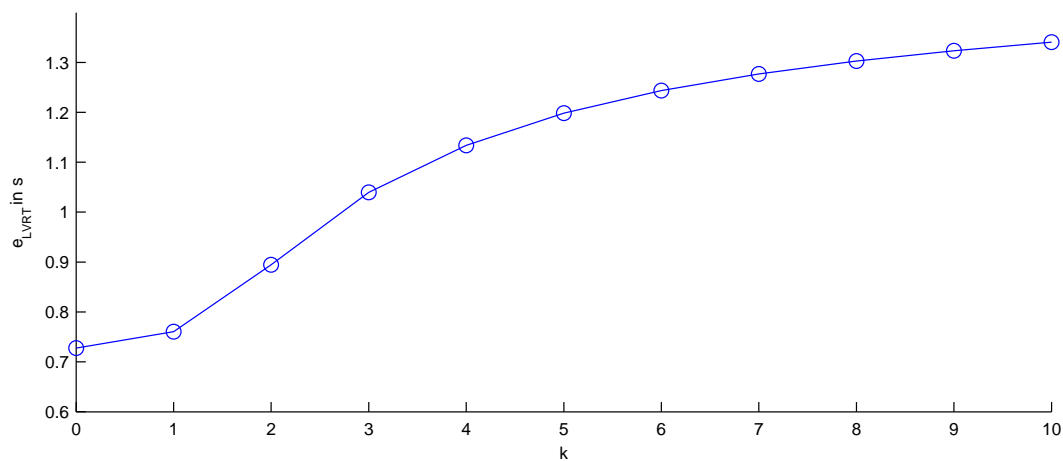


Abb. 10.4: Kapazitive Auslegung  $e_{LVRT}$  eines ESS für die Zwischenspeicherung der Energie, die im LVRT nicht in das Netz gespeist werden kann, in Abhängigkeit des mit dem Netzbetreiber zu definierenden Faktors  $k$

## 10.5 Weiterführende Angaben zum Laboraufbau

In Kapitel 6.5 wird die Umsetzung zweier Integrationskonzepte eines ESS in ein WEA-System untersucht. Der dafür entwickelte Laboraufbau wird entsprechend vorgestellt. Weitere Details zu seinen Komponenten, Reglerauslegung und dem Symmetrierungsproblem der DC-Link-Spannungen am 3LTSS werden in den folgenden Kapiteln ausgeführt.

### 10.5.1 3PiTSS

Der im Labor aufgebaute 3PiTSS wird bezüglich einzelner Betriebseigenschaften mit dem analytischen Verhalten verglichen. Die Ziele dieses Vergleichs sind die Verifikation der analytischen Gleichungen und der Modellparameter, auf Basis derer die Regelung ausgelegt wird. Die Stromschwankungsbreite eines nPiTSS berechnet sich nach Gleichung (10.25) [102].

$$\Delta I_{L,n\text{PiTSS}} = \frac{U_{\text{DC}} \cdot \left(d - \frac{i-1}{n}\right) \cdot (i - d \cdot n)}{L \cdot f_s} \quad (10.25)$$

Hierbei kennzeichnet  $i$  den aktuellen Sektor, von denen es  $n$  Stück gibt. Die Sektorgrenzen liegen bei einem Vielfachen von  $d/n$ . Soll also bei einem 3-phasigen Interleaved-Wandler die Stromschwankungsbreite bei  $d = 0,5$  berechnet werden, so muss  $i = 2$  verwendet werden, da  $d$  entsprechend  $d/n < 0,5 < 2d/n$  im zweiten Sektor liegt.

In Abbildung 10.5 ist ein Vergleich der Messwerte zu den theoretischen Werten dargestellt. Es ist eine gute Übereinstimmung erkennbar. Die auftretenden Abweichun-

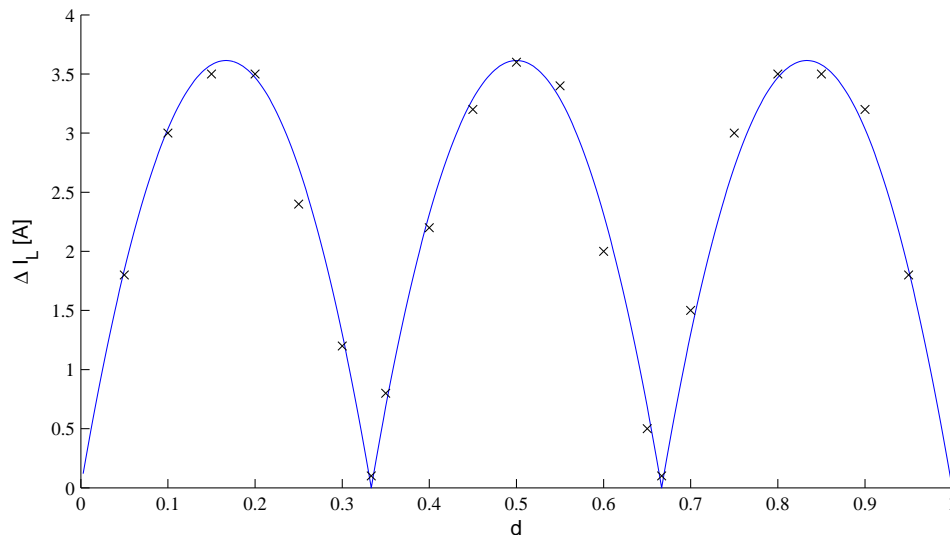


Abb. 10.5: Messung der Stromschwankungsbreite  $\Delta I_L$  am 3PiTSS bei verschiedenen Ausgangsspannungen (Messpunkte) und Vergleich mit dem idealen Verlauf,  $U_{\text{DC}} = 360 \text{ V}$ , Phaseninduktivitäten  $L_i = 830 \text{ }\mu\text{H}$ , Taktfrequenz  $f_S = 10 \text{ kHz}$ ,  $n = 3$

gen sind auf Messungenauigkeiten zurückzuführen. Durch diese Übereinstimmung kann auch die Auslegung der Induktivität von  $L = 830 \mu\text{H}$  bestätigt werden. Zwei Einzelmessungen zur Ermittlung der Stromschwankungsbreiten sind in Abbildung 10.6 dargestellt. Die selbst ausgelegten und gebauten Phaseninduktivitäten bestehen jeweils aus

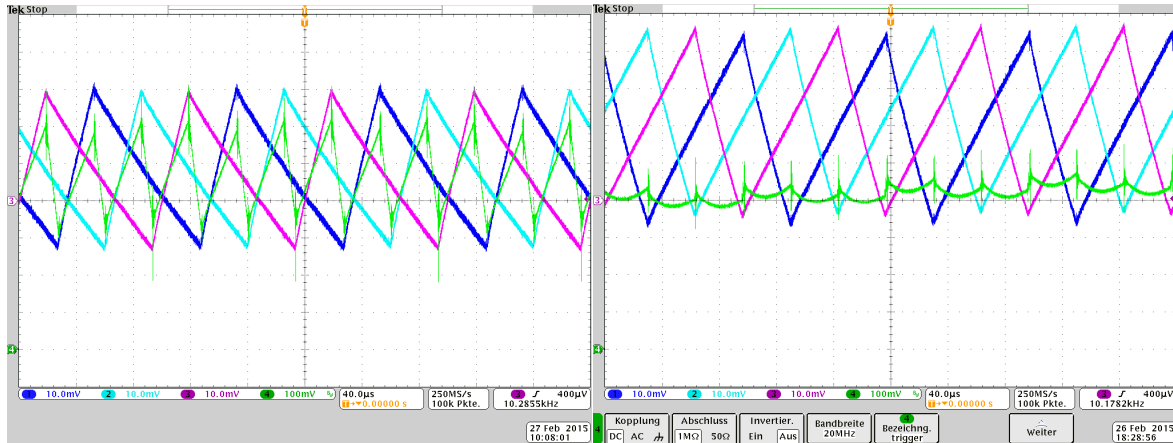


Abb. 10.6: Einzelmessungen Phasenströme am 3PiTSS in CH1-3: 2A/Dek, und Gesamtstrom  $I_L$  in CH4: 1A/Dek und Offset 8A (links:  $d = 1/4$ , rechts:  $d = 2/3$ ),  $U_{\text{DC}} = 360 \text{ V}$ , Phaseninduktivitäten  $L_i = 830 \mu\text{H}$ , Taktfrequenz  $f_S = 10 \text{ kHz}$

dem Ringkern „T520-34“ (Permeanz  $A_L = 65 \text{ nH/N}^2$ ) von *Micrometals* und  $N = 113$  Wicklungen und weisen eine Induktivität von jeweils  $L_i = 830 \mu\text{H}$  auf. In Abbildung 10.7 ist eine der Drosseln dargestellt. In Tabelle 10.6 sind die wichtigsten Kenn-



Abb. 10.7: Phasendrossel des 3PiTSS mit 113 Wicklungen und einem Ringkern „T520-34“ von *Micrometals* mit  $L_i = 830 \mu\text{H}$

ten des 3PiTSS Umrichters dargestellt, wobei der Umrichter für seinen Nennbetrieb bemessen ist. Abbildung 10.8 zeigt ein Foto des Laboraufbaus.

Tab. 10.6: Auslegung des 3PiTSS

Komponente	Beschreibung
Leistungsteil	IGBT-Modul Infineon BSM75GD120DLC Bemessungsleistung $P_B = 30 \text{ kW}$ Phaseninduktivitäten $L_i = 830 \text{ } \mu\text{H}$ , $R_{L,i} = 0,2 \text{ } \Omega$ Max. Zwischenkreisspannung $U_{\text{DC,max}} = 700 \text{ V}$ Verwendete Zwischenkreisspannung $U_{\text{DC}} = 360 \text{ V}$
Regelung	Ansteuerung: 32-Bit Microcontroller TriCore TC1796 Schaltfrequenz $f_S = 10 \text{ kHz}$ Stromregelung: $\gamma = 0,3$

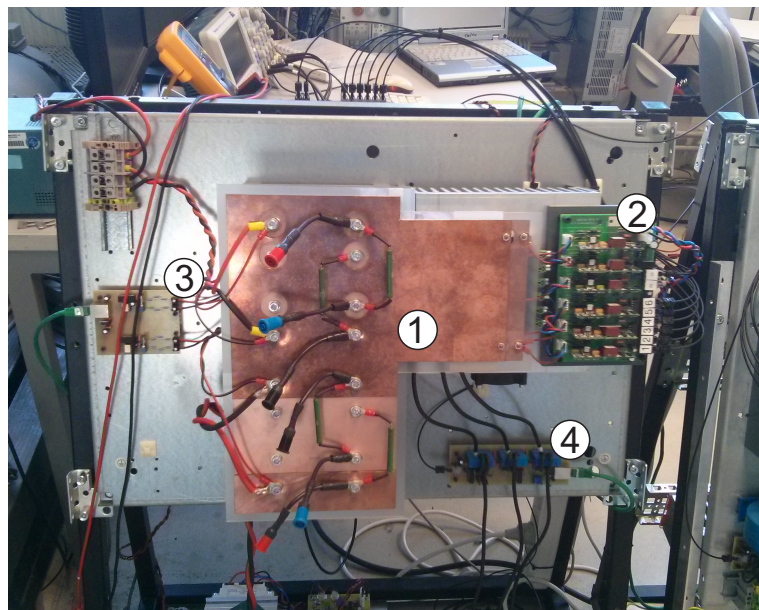


Abb. 10.8: Leistungsteil des Laboraufbaus des 3PiTSS mit Zwischenkreisverplattung (1), Treiberkarten des Leistungshalbleitermoduls (2), DC-Spannungsmessung (3), Phasenstrommessung (4), auf der Rückseite (hier nicht abgebildet) befindet sich der Steuerteil

## 10.5.2 Energiespeicheremulator (ESE)

### 10.5.2.1 3LTSS: Modulation und Regelung

Als DC/DC-Wandler wird im ESE der mLTSS nach Kapitel 4.2.3.1 mit drei Leveln ( $m = 3$ ) verwendet. Für die Regelung des DC/DC-Wandlers und die Batterie-Emulation wird der Drosselstrom, der Ausgangsstrom sowie die Spannung über dem Ausgangskondensator gemessen. Zur Symmetrierung der Zwischenkreisspannung wird diese und zusätzlich ihr unterer Teil gemessen. Die Struktur des Stromreglers ist identisch mit der des 3PiTSS, siehe Kapitel 6.5.2, da das gleiche Streckenmodell vorliegt. Als Reglereinstellung wird  $\gamma = 0,3$  verwendet. Über eine kaskadierte Regelstruktur wird die Regelung der zu emulierenden Speicherspannung der Stromregelung überlagert und entsprechend Kapitel 3.1.2 ausgelegt. Für den Einstellfaktor wurde  $a_{UR} = 5$  gewählt. Zur Ansteuerung der LHL werden die betroffenen LHL versetzt zueinander angesteuert, so dass sich der Spannungsabfall über der Induktivität mit der effektiv doppelten Schaltfrequenz ändert. Die LHL werden entsprechend Abbildung 10.9 angesteuert, so dass sich stets ein kontinuierlicher Stromfluss ergibt. Die resultierende

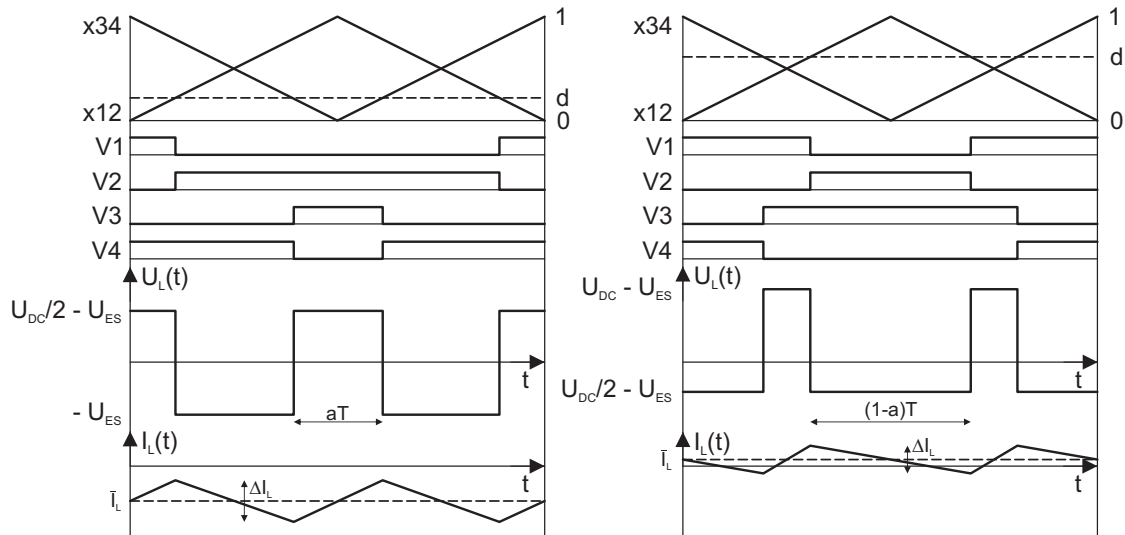


Abb. 10.9: Modulationsbeispiel mit entsprechenden Strom- und Spannungsverläufen, links für  $d < 0,5$  mit einem mittleren Strom  $\bar{I}_L < 0$ , rechts für  $d > 0,5$  mit  $\bar{I}_L > 0$

Stromschwankungsbreite wird in Abhängigkeit des Tastgrads  $d$  durch Gleichung (10.26) beschrieben.

$$\Delta I_L = \begin{cases} \frac{U_{DC} \cdot d(1-2d)}{L \cdot 2f_S} & \text{für } d < 0,5 \\ \frac{U_{DC} \cdot (1-d)(2d-1)}{L \cdot 2f_S} & \text{für } d > 0,5 \end{cases} \quad (10.26)$$

### 10.5.2.2 3LTSS: Aktive Zwischenkreissymmetrierung

Der 3LTSS benötigt für seinen Betrieb einen Abgriff am mittleren Potential des Zwischenkreises. Für einen idealen Betrieb ist es notwendig, dass die an diesem Abgriff

anliegende Spannung der halben Zwischenkreisspannung entspricht. Im Betrieb wurde festgestellt, dass sich bei einem Speicherstrom  $I_{ES}$  ungleich Null eine Unsymmetrie im DC-Zwischenkreis zum NPSR ergibt, wie die Messung in Abbildung 10.10 (links) zeigt. Dadurch werden oberer und unterer Teil des Zwischenkreises unterschiedlich stark be-

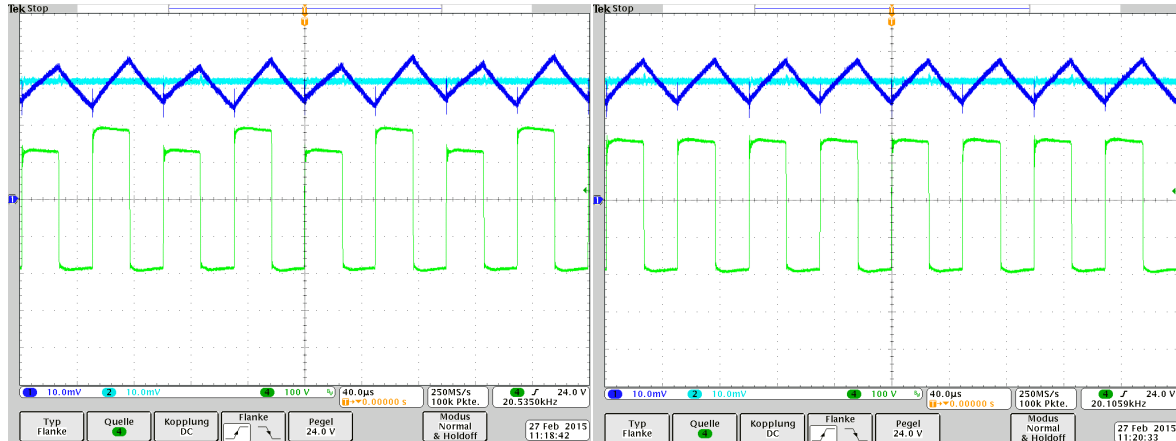


Abb. 10.10: oben: Messung des ESE Ausgangsstroms (hellblau (CH2, 2A/Dek):  $I_{ES}$ , dunkelblau (CH1, 2A/Dek):  $I_{L,ES}$ , unten: Zeitverläufe der Spannung über der Induktivität  $U_{L,ES}$  (CH4, 100V/Dek), links: ohne Symmetrierung, rechts: mit Symmetrierung ( $z_k = 0.003$ ),  $U_{ES} = 180\text{ V}$

lastet, so dass sich ein Spannungsungleichgewicht einstellt. Dies ist in der Abbildung (links) dadurch zu erkennen, dass der Spannungsverlauf  $U_{L,ES}$  über der Ausgangsinduktivität auf seinem hohen Potential unterschiedliche Werte annimmt. Zum einen entspricht dieser Wert  $U_{DC} - U_{DC-}$  und im anderen Fall  $U_{DC} - U_{DC+}$ , wobei  $U_{DC+}$  und  $U_{DC-}$  die Spannungen des oberen und unteren Zwischenkreisteils darstellen. Diese Unsymmetrie ergibt sich dadurch, dass die Leistungspfade im 3LTSS zwischen oberem und mittlerem Zwischenkreisabgriff zum Umrichterausgang nicht ideal identisch realisiert werden können. Aufgrund baulicher Unterschiede weisen die Pfade im Detail unterschiedliche Impedanzen und die Kondensatoren des oberen und unteren Zwischenkreises im Bereich ihrer Toleranzen unterschiedliche Kapazitätswerte auf [160]. Diese Spannungsunsymmetrie führt dazu, dass der Ausgangsstrom über der Induktivität mit unterschiedlich hohen Spannungen getrieben wird und dadurch nicht mehr ideal dreieckförmig ist. Es resultieren weitere Harmonische im DC-Strom [160].

Es wurde ein Verfahren zur Ausregelung dieser Unsymmetrie implementiert. Die Modulationssignale werden bei einer Überspannung des oberen Zwischenkreises so manipuliert, dass die Einschaltzeiten der LHL zur Schaltung der Leistungspfade, die den oberen Zwischenkreis mit dem Umrichterausgang verbinden, vergrößert und die des unteren Zwischenkreispfades entsprechend verkleinert werden. Über einen Proportionalregler mit der Regelverstärkung  $z_k$  wird die Abweichung der oberen Zwischenkreisspannung ausgeregelt. Die Stellgröße erhöht hierbei die Einschaltzeit des obersten Ventils in Gleichung (10.27) und verringert die Einschaltzeit des untersten Ventils in Gleichung (10.28). Die Einschaltzeiten der jeweils gegensätzlich geschalteten Ventile

werden entsprechend angepasst.

$$d_{13} = d + (0,5 \cdot U_{DC} - U_{DC-}) \cdot z_k \quad (10.27)$$

$$d_{24} = d - (0,5 \cdot U_{DC} - U_{DC-}) \cdot z_k \quad (10.28)$$

In Abbildung 10.11 ist der am Aufbau gemessene Effekt bei unterschiedlichen Reglerverstärkungen  $z_k$  und konstantem Ausgangsstrom  $I_{ES} = -5 \text{ A}$  dargestellt. Abbildung

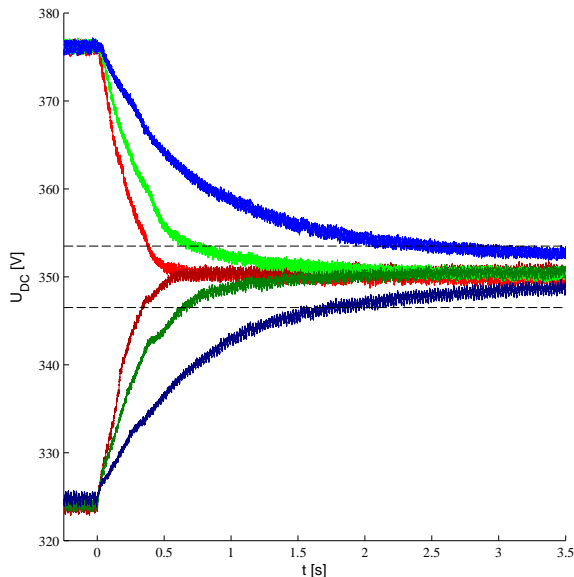


Abb. 10.11: Messung des oberen und unteren Zwischenkreises, Aktivierung der Symmetrierungsregelung bei  $t = 0$  mit verschiedenen Reglerverstärkungen  $z_k = 0.003$  (rot),  $0.002$  (grün),  $0.001$  (blau), konstant geregelter Ausgangsstrom  $I_{ES} = -5 \text{ A}$  bei  $U_{ES} = 180 \text{ V}$

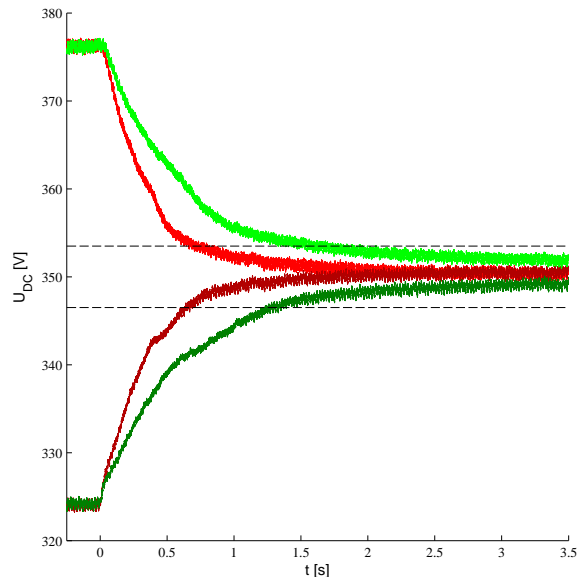


Abb. 10.12: Messung des oberen und unteren Zwischenkreises, Aktivierung der Symmetrierungsregelung bei  $t = 0$  mit Reglerverstärkung  $z_k = 0.002$ , verschiedenen Ausgangsströmen  $I_{ES} = -5 \text{ A}$  (rot),  $-3 \text{ A}$  (grün) bei  $U_{ES} = 180 \text{ V}$

10.12 zeigt den Regeleffekt für eine konstante Regelverstärkung bei unterschiedlichen Lastströmen. Zum Zeitpunkt  $t = 0$  wird die Symmetrierungsregelung jeweils aktiviert. Es ist zu erkennen, dass die Ausregelung in jedem Fall erreicht wird und die Regeldynamik mit steigender Regelverstärkung und mit steigendem Laststrom zunimmt. Für den weiteren Betrieb wird  $z_k = 0.003$  gewählt. In Abbildung 10.10 (rechts) ist zu sehen, wie sich durch die Symmetrierung wieder die idealen Verläufe für die Spannung über und den Strom durch die Induktivität ergeben.

### 10.5.2.3 NPSR: Modellierung und Regelung

Der NPSR besteht aus einem dreiphasigen Zwei-Level-IGBT-Brückenmodul, einem Zwischenkreis mit entsprechender Verplattung und einem LCL-Netzfilter. Für die Re-



gelung des NPSR werden die umrichterseitigen Ströme, die Netzspannungen zur Detektion des Phasenwinkels (per DSOGI Phase Locked Loop, [161]) und die Zwischenkreisspannung gemessen. Die Struktur des Stromreglers ist in Gleichung (10.29) angegeben.

$$R_{\text{NPSR},1}^K(z) = \frac{U_{\text{dq}}^{*,K}(z)}{\Delta I_{\text{dq}}^K(z)} = K_P \frac{z - z_0}{z - 1} e^{j\omega_K T_S} \quad (10.29)$$

Im Gegensatz zu den DC/DC-Wandlern liegt hier eine feste Verkopplung der Stromdynamik mit  $\omega_K = 2\pi \cdot 50$  Hz vor. Die Wahl der Nullstelle  $z_0$  des Reglers erfolgt nach [35] unabhängig von der gewählten Abtaststrategie und wird so getroffen, dass der Regler eine möglichst hohe Stromdynamik erreicht. Dies wird durch eine Kompensation der größten Streckenzeitkonstante erzielt und es gilt  $z_0 = \alpha$ , entsprechend Gleichung (3.11). Die komplexwertige Reglerverstärkung wird entsprechend Gleichung (10.30) angegeben, wobei  $V_L$  und  $\tau_L$  durch Gleichungen (3.5) und (3.6) definiert werden.

$$K_P = K_0 (1 + j\omega_K \tau_L) (K_1 + jK_2) \quad (10.30)$$

$$K_0 = \gamma \frac{1}{V_L (\alpha_0^2 - 2\alpha_0 \cos(\omega_K T_S) + 1)} \quad (10.31)$$

$$K_1 = 1 - \alpha_0 \cos(\omega_K T_S) \quad (10.32)$$

$$K_2 = -\alpha_0 \sin(\omega_K T_S) \quad (10.33)$$

Als Einstellgröße wird  $\gamma = 0,35$  verwendet. Der Stromregelung ist in einer kaskadierten Regelstruktur, wie in Abbildung 6.12 gezeigt, die Regelung der Zwischenkreisspannung  $U_{DC}$  überlagert. Diese gibt dem geschlossenen Stromregelkreis den Sollwert für die Wirkstromkomponente  $I_d$  vor. Als Regler wird ebenfalls ein PI-Regler verwendet, der in diesem Fall nach dem Optimierungsverfahren des Symmetrischen Optimums ausgelegt wurde [37]. Auf diese Regelung soll im Detail nicht weiter eingegangen werden. In [55] wurde ein entsprechender Regler auf diese Weise ausgelegt.

#### 10.5.2.4 Komponenten und Kenngrößen

Die Kenndaten des ESE-Laboraufbaus sind in Tabelle 10.7 dargestellt, wobei der Umrichter für seinen Nennbetrieb bemessen ist. In Abbildung 10.13 ist ein Foto des Laboraufbaus gezeigt.

#### 10.5.3 Verwendete Geräte und Messmittel

Die nicht selbst gebauten Geräte und Messmittel sind in Tabelle 10.8 dargestellt.

Tab. 10.7: Auslegung des Energiespeicheremulators

Umrichter	Beschreibung
3LTSS	2 IGBT-Module Eupec BSM100GB120DLCK Bemessungsleistung $P_B = 17,5 \text{ kW}^*$ Drossel $L_{ES} = 2,35 \text{ mH}$ , $R_{L,ES} = 0,6 \Omega$ Zwischenkreisspannung $U_{DC} = 700 \text{ V}$ Ausgang: $U_{ES} = 360 \text{ V}$ , $I_{ES,max} = 25 \text{ A}$
NPSR	IGBT-Modul Infineon BSM75GD120DLC Bemessungscheinleistung $S_B = 12 \text{ kW}^*$ Netzfilter $L_{Netz} = 1,8 \text{ mH}$ , $R_{L,Netz} = 0,2 \Omega$ Zwischenkreisspannung $U_{DC} = 700 \text{ V}$
Regelung	Ansteuerung: 32-Bit Microcontroller TriCore TC1796 Schaltfrequenz $f_S = 10,05 \text{ kHz}$ 3LTSS Strom: $\gamma = 0,3$ 3LTSS Spannung: $a_{UR} = 5$ ; $z_k = 0,003$ NPSR: $\gamma = 0,35$

\*: Die Leistung der Umrichter wird maßgeblich durch die maximale Stromtragfähigkeit der verwendeten passiven Komponenten begrenzt. Die Leistungshalbleiter wurden überdimensioniert, um die Robustheit des Laboraufbaus gegen Fehler zu erhöhen.

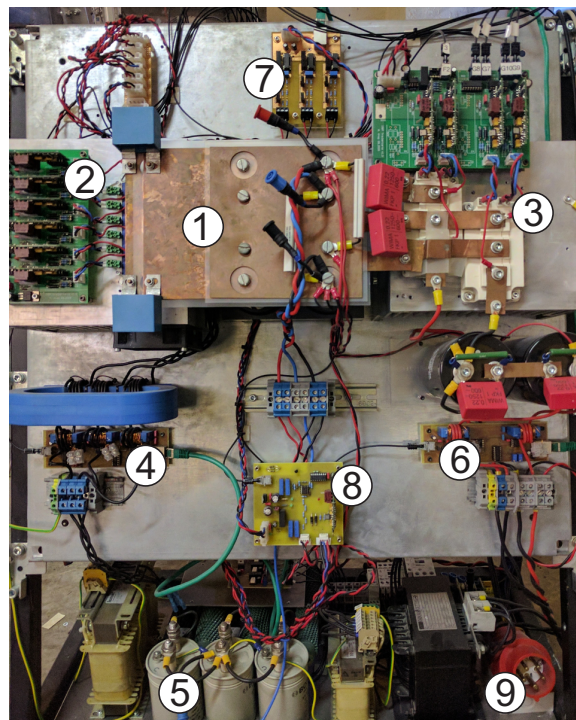


Abb. 10.13: Leistungsteil des Laboraufbaus des ESE mit Zwischenkreisverplattung (1), ESE-NPSR (2), ESE-3LTSS (3), Messung Netzströme (4), LCL-Netzfilter (5), Messung DC-Ströme (6), Messung DC-Spannungen (7), Zwischenkreisüberwachung (8), Netzanschluss (9), auf der Rückseite (hier nicht abgebildet) befindet sich der Steuerteil

Tab. 10.8: Verwendete Geräte und Messmittel

Komponente	Beschreibung
Netzteil	Hersteller: Elektro-Automatik Typbezeichnung: EA-PSI 81000-30 Ausgangsspannung: 0...1000 V/DC Ausgangsleistung: 0...10 kW (Mit verwendetem 16 A-Adapter: 0...7 kW)
Transformator	Hersteller: Tauscher-Transformatoren Typbezeichnung: EI 400/400/110 Nennleistung: 30 kVA Bauart: Dy
Oszilloskop	Hersteller: Tektronix Typbezeichnung: MSO 4043 Anzahl Kanäle: 4 Abtastrate: 2,5 GS/s Bandbreite: 350 MHz
Differenzastkopf	Hersteller: Elditest Electronic Typbezeichnung: Differential Probe GE 8115 Maximale Eingangsspannung: 1500 V Bandbreite/Dämpfung: 20 MHz/1000x, 30 MHz/100x Genauigkeit: 3 %
Strommesszange 1*	Hersteller: Tektronix Typbezeichnung: A6303 Nennstrom: 100 A, 500 A Peak
Strommesszange 2*	Hersteller: Tektronix Typbezeichnung: A6304XL Nennstrom: 500 A, 700 A Peak

\*: Für die Vermessung der Phasenströme des 3PiTSS waren nur 2 Stromzangen des Typs 1 vorhanden, so dass die dritte Phase mit dem Typ 2 gemessen werden musste, jeweils in Verbindung mit Messverstärker TM502A von Tektronix.



# Kurzlebenslauf

Name: Sönke Grunau

Geburtstag: 17.10.1983

Geburtsort: Kiel

Staatsangehörigkeit: Deutsch

Schulbildung: Abitur, Ricarda-Huch-Schule Kiel, 2003

Studium: 10/2004 - 10/2010:  
Studium des Wirtschaftsingenieurwesens mit Fachbereichen  
Elektrotechnik und Informationstechnik  
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

Berufstätigkeit: 11/2010 - 01/2014:  
Wissenschaftlicher Mitarbeiter  
Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe  
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

Seit 05/2014:  
Projekt Ingenieur  
Raytheon Anschütz GmbH, Kiel