

Forschungsgruppe Leistungselektronische Energiesysteme
an der Hochschule Düsseldorf

und

W2E – Wind to Energy GmbH

**NetzWind – Netzbildende Windenergieanlagen für
zukünftige Energieversorgungsnetze mit dem
Attribut zur Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit**

Abschlussbericht über ein Forschungsprojekt,
gefördert unter dem Az: 35340/01 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

von

Ronald Mahmens, M. Eng. (W2E)

José Manuel Cajigal Núñez, M. Sc. (HSD)

Julian Struwe, M. Sc. (HSD)

Prof. Dr.-Ing. Holger Wrede (HSD)

10. Februar 2023

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis.....	IV
Abkürzungs- Definitionsverzeichnis.....	V
Zusammenfassung.....	1
1 Einleitung.....	2
2 Anforderungsprofile für netzgekoppelte Umrichter.....	4
3 Entwicklung eines netzspannungsbildenden Regelungsverfahrens	7
4 Speicherarten - Möglichkeiten der Energiebereitstellung.....	14
5 Der Triebstrang als Energiespeicher	17
6 Elektrische Energiespeicher installiert im Umrichtersystem	27
7 Konzeptentwicklung zur Umsetzung der Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit	33
8 Echtzeitsimulation, Validierung und Verifizierung	44
9 Fazit	47
Literaturverzeichnis.....	VI

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Systemstabilität für Systeme mit hohem Anteil an umrichterbasierten Anlagen [3]	4
Abbildung 3-1: Windenergieanlage mit elektrotechnischen Komponenten	8
Abbildung 3-2: Signalflussplan einer Phasenregelschleife [3]	8
Abbildung 3-3: Übergeordnete Wirk- und Blindleistungsregler mit Frequenz- und Spannungsstatik [3]	9
Abbildung 3-4: Innere Stromregelung mit Entkopplung und Spannungsvorsteuerung [3]	9
Abbildung 3-5: Verlauf der Umrichterspannung.....	10
Abbildung 3-6: Verlauf der Wirkleistung.....	10
Abbildung 3-7: Verlauf des Umrichterstroms	10
Abbildung 3-8: Verlauf der Blindleistung	10
Abbildung 3-9: Netzparalleler Umrichter mit netzspannungsbildendem Regelungsverfahren [3].....	11
Abbildung 3-10: Netzspannungsidentifikation [3]	11
Abbildung 3-11: Synchronisierungseinrichtung [3]	12
Abbildung 3-12: Frequenzsynchronisation [3]	12
Abbildung 3-13: Anlagenregelung [3]	13
Abbildung 3-14: Innere Umrichterregelung [3]	13
Abbildung 3-15: Verlauf der Umrichterspannung.....	14
Abbildung 3-16: Verlauf der Wirkleistung.....	14
Abbildung 3-17: Verlauf des Umrichterstroms	14
Abbildung 3-18: Verlauf der Blindleistung	14
Abbildung 4-1: Einteilung Speicherarten (aus [17]).....	14
Abbildung 4-2: Leistungsfluss netzseitiger Umrichter bei Winkelsprung -10° (Extremfall)	15
Abbildung 5-1: Gegenüberstellung der Triebstrangmassen Turbosatz [8]-WEA W2E-120/3.0fc	19
Abbildung 5-2: W2E-120/3.0fc - Entnehmbare Leistung (theoretisch)	19
Abbildung 5-3: W2E-120/3.0fc - Energiemenge.....	20
Abbildung 5-4: W2E-120/3.0fc – Triebstrangabbildung.....	20
Abbildung 5-5: W2E-120/3.0fc – Triebstrangeigenformen.....	21
Abbildung 5-6: Triebstrangdämpfung ($K_p: 1, T_1: 0.585$)	21
Abbildung 5-7: Leistungsabweichungen der Regelungsarten	22
Abbildung 5-8: R1-n_opt – Maximalmomente Triebstrang	23
Abbildung 5-9: R2-n_nom – Maximalmomente Triebstrang	23
Abbildung 5-10: R1-nopt-Maximallasten Yaw	24
Abbildung 5-11: R2-n_nom-Maximallasten Yaw	24
Abbildung 5-12: R1-n_opt-Ermüdungslasten Wellenstrang	25
Abbildung 5-13: R2-n_nom-Ermüdungslasten Wellenstrang	25
Abbildung 5-14: R1-nopt – Ermüdungslasten Yaw-Lager	25
Abbildung 5-15: R2-n_nom – Ermüdungslasten Yaw-Lager.....	25
Abbildung 5-16: Vergleich NTM – HSShftTq - m=9	26
Abbildung 5-17: Vergleich NTM – HSShftTq - m=3	26
Abbildung 5-18: Vergleich NTM – Windgeschwindigkeit – Drehmoment – Generator Drehzahl	26
Abbildung 6-1: Topologie der Windenergieanlage mit EES	28
Abbildung 6-2: Prinzip Peak Current Mode Regelung.....	29
Abbildung 6-3: Modellstruktur Einbindung Batterie.....	30
Abbildung 6-4: Lade- und Entlademechanismus Batterie	30
Abbildung 6-5: Ladekurve der Batterie.....	31
Abbildung 6-6: C-Rate der Batterie.....	31
Abbildung 6-7: Winkelsprung von 6° im Netz bei $t = 5$ s	32
Abbildung 6-8: Amplitudenänderung um 0,1 p.u. zwischen $t = 5$ s und $t = 5,01$ s	32
Abbildung 6-9: Einfluss des BMS bei einem Winkelsprung von -9° im Netz bei $t = 4$ s.....	33
Abbildung 6-10: netzseitige Wirkleistungsabgabe ab $t = 10$ s	33
Abbildung 6-11: netzseitige Leistungsbereitstellung bei Winkelsprung von -9° im Netz bei $t = 10$ s.....	33
Abbildung 7-1: Eigenbedarfsmessung und Datenaufbereitung	36
Abbildung 7-2: P_02_02 (StartProcedure_ManYaw_0kVAr_202105181035.csv)	38
Abbildung 7-3: Einbindung des Batteriespeichers auf der 400 VAC Ebene	39
Abbildung 7-4: Verfahrensweise Schwarzstart / Abfangen auf Eigenbedarf	41
Abbildung 7-5: Schwarzstart – Darstellung Windgeschwindigkeit, Betriebsführungszustand	41
Abbildung 7-6: Schwarzstart – Darstellung des Verhaltens von Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Blattwinkel ..	42
Abbildung 7-7: Schwarzstart – Darstellung der Schalterstellungs- und Signaländerung	42

Abbildung 7-8: Schwarzstart – Darstellung der Netzfrequenz und der Leistung/Sollwerte.....	43
Abbildung 7-9: Schwarzstart – Darstellung Generator Drehzahl, Blattwinkel	44
Abbildung 8-1: Modulationsgrad bei der Initialisierung	45
Abbildung 8-2: Sollwerte der Leistungen	45
Abbildung 8-3: Istwerte der Leistungen	45
Abbildung 8-4: Modulationsgrad bei der Initialisierung des HS-Modells und der Controller DLL	45
Abbildung 8-5: Sollwerte der Leistungen	46
Abbildung 8-6: Istwerte der Leistungen	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Terminologie zu Umrichterverhalten, Regelungsprinzip und Regelungsverfahren [3].....	6
Tabelle 2-2: Zuordnung der Systemanforderungen zum klassifizierten Umrichterverhalten	7
Tabelle 4-1: Bewertungsmatrix elektrochemische Energiespeicher für die Kurzzeitüberbrückung (Auszug).....	16
Tabelle 4-2: Bewertungsergebnis elektrochemische Energiespeicher.....	16
Tabelle 5-1: Vergleich Anlaufzeitkonstante.....	18
Tabelle 5-2: Zuordnung Schwingform – Eigenfrequenz	20
Tabelle 5-3: Gegenüberstellung der Regelungsarten für die Berechnung	22
Tabelle 5-4: Testfalldefinition.....	24
Tabelle 6-1: Kenngrößen des Batteriespeichers	30
Tabelle 6-2: Kenngrößen des Hoch- Tiefsetzsteller	30
Tabelle 7-1: Zustände im Betriebsführungsablauf der W2E-120/3.0fc	36
Tabelle 7-2: Ergebnisse Eigenbedarfsmessung	37
Tabelle 7-3: Maximalwerte Startprozess WEA W2E-120/3.0fc	37
Tabelle 7-4: Signale und Schalterstellungsmeldungen während des Schwarzstarts	40

Abkürzungs- Definitionsverzeichnis

Az	Aktenzeichen
BWR	Batteriewechselrichter
BMS	Batteriemanagementsystem
CC-CV	„constant current – constant voltage“ Batterieladefahren
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CT	ConverterTec GmbH
DFIG	doppelt-gespeister-Asynchronmaschine
DFT	Diskrete Fourier Transformation
DLL	Dynamic Link Library
EBatt	Vorgabewert Batterieregelung
IEC	International Electrotechnical Commission
EES	Elektrischer Energiespeicher
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
FG LEES	Forschungsgruppe Leistungselektronische Energiesysteme
FRT	Fault Ride-Through
HSD	Hochschule Düsseldorf
IBatt	Batteriestrom
IGBT	Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode
NAP	Netz-Anschluss-Punkt
P(f)- Statik	Wirkleistungsstatik in Abhängigkeit der Netzfrequenz
PCMC	Peak Current Mode Regelung
PD-Regler	Proportional-Differential Regler
PI-Regler	Proportional-Integral Regler
PLL	Phase-Locked-Loop
PMSG	Permanenterregte Synchronmaschinen
PT-1-Glied	Verzögerungsglied 1. Ordnung
PWM	Puls-Weiten-Modulation
Q(û)-Statik	Blindleistungsstatik in Abhängigkeit der Netzspannung
SoC	State of Charge
SoH	State of Health
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TAR	Technischen Anforderungsrichtlinie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBatt	Batteriespannung
VDE-AR	Anwendungsregel des Verband Deutscher Elektrotechniker
VSM	Virtuelle Synchronmaschine
W2E	Wind to Energy GmbH
WEA	Windenergieanlage

Zusammenfassung

Mit dem Forschungsprojekt „NetzWind - Netzbildende Windenergieanlagen für zukünftige Energieversorgungsnetze mit dem Attribut zur Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit“, verfolgten die Hochschule Düsseldorf HHSD, die W2E Wind to Energy GmbH (W2E) und ConverterTec Deutschland GmbH (CT) in Zusammenarbeit das Ziel, ein Verfahren für Windenergieanlagen (WEA) zu entwickeln, welches einen netzbildenden Betrieb ermöglicht und damit Lastschwankungen im Netz augenblicklich kompensieren kann. Im Rahmen der Projektbearbeitung wurde auf die detaillierte Betrachtung von WEA mit doppelt-gespeister-Asynchronmaschine (DFIG) verzichtet, dafür aber die Erarbeitung des Regelungsverfahrens für WEA mit permanenterregten Synchronmaschinen (PMSG) in einem sehr hohen Detailgrad ausgeführt, um damit die Möglichkeit zur Adaptierung der Technologie in andere Systeme wie z.B. Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher vorzuhalten.

Zur Funktionserfüllung der entwickelten netzdienlichen Regelung sind Energiespeicher zur Deckung der augenblicklichen und kurzzeitigen Leistungsbereitstellung (Momentanreserve) einzusetzen. Aus der Bewertung unterschiedlicher Optionen wurde die Nutzung der in der WEA konstruktionsbedingt enthaltenen Rotationsmassen als mechanischer Energiespeicher betrachtet. Umfangreiche simulationsbasierte Untersuchungen unter Verwendung verschiedener Regelungsansätze der Turbine zeigen an relevanten Stellen die Wirkung des dynamischen Leistungsabrufs auf die strukturmechanischen Komponenten. Im Ergebnis ist eine höhere Belastung gegeben, eine Leistungsbereitstellung jedoch möglich. Weiterführende Rechnungen zu Auswirkungen der zusätzlichen Belastung auf die Lebensdauer einzelner Komponenten kann mit den ermittelten Lastzeitreihen auf Bauteilebene erfolgen.

Als weitere Option für einen Energiespeicher wurde die Verwendung eines elektrochemischen Energiespeichers auf Basis der Natrium-Ionen Technologie als vorteilhaft erachtet. Diese Technologie ist Stand der Forschung und weist eine Ähnlichkeit mit Lithium-Ionen-Batterien auf. Über die Analyse der Leistungsbereitstellung unter Verwendung der Lithium-Ionen-Batterie wurde das Ziel verfolgt, das erarbeitete Regelungskonzept auch für die Natrium-Ionen-Batterie zu verwenden. Dafür wurde in der Modellentwicklung das bestehende Umrichtersystem um einen Gleichspannungssteller und die Batterie erweitert und das Lade- und Entladeverhalten des Batteriespeichers in Kombination mit der Bereitstellung von Momentanreserve analysiert und ausgewertet. Die Ergebnisse zeigen ein stabiles Verhalten der Regelung und belegen die Möglichkeit zur Nutzung von Batteriespeichern.

Zur Erfüllung des Schwarzstarts wurde das Anlagenverhalten analysiert und der Eigenverbrauch der WEA ermittelt. Somit konnte die Kapazität des dafür einzusetzenden Energiespeichers festgelegt werden. Weiterhin konnte ein Verfahren entwickelt werden, welches nicht nur den Start berücksichtigt, sondern auch eine erweiterte Frequenzregelung für Über- als auch Unterfrequenzen.

Die Überführung des netzbildenden Regelungsverfahrens auf den vorhandenen Hardware-Controller des Umrichters erfolgte schrittweise, konnte jedoch seitens CT nicht vollständig abgeschlossen werden. Die Regelungsalgorithmen aus dem Simulationsmodell der Hochschule Düsseldorf wurden herausgelöst, in eine eigenständige Dynamic Link Library (DLL) geschrieben und darauffolgend die für den Controller erforderlichen Datentypen der Signale angepasst. Die Regelung zeigt hierbei prinzipiell ein stabiles Verhalten, jedoch führten die erforderlichen Anpassungen der Datentypen zu Rundungsfehlern. Hier sind weiterführende Optimierungen erforderlich, um eine vollständige Portierung zu ermöglichen.

Im Laufe der Projektbearbeitungszeit ist es dem Konsortium gelungen, die erlangten Kenntnisse in diversen Gremien und Arbeitskreise einzubringen und zu diskutieren sowie in internationalen Veröffentlichungen zu präsentieren.

Dieses innovative Projekt mit Az. 35340/01 wurde durch die DBU - Deutsche Bundesstiftung Umwelt gefördert. Der Abschlussbericht ist zu beziehen unter www.dbu.de

1 Einleitung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiressourcen nimmt einen stetig wachsenden Anteil am Energiemix ein und machte im Jahr 2021 einen Anteil von 41,2 % der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland aus. Der zunehmende Anteil erneuerbarer Erzeugungsanlagen wirft technische Fragen auf, welche frühzeitig bei der Bewertung von Netzausbauszenarien berücksichtigt werden müssen. Dabei steht insbesondere die Netzverträglichkeit und Stabilität von netzparallel betriebenen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen im Fokus. Historisch- und entwicklungsbedingt sind notwendige systemdienliche Anforderungen an Erzeugungsanlagen aus den Eigenschaften konventioneller Großkraftwerke abgeleitet worden, welche elektrische Energie über einen Synchrongenerator ins Energieversorgungsnetz einspeisen, und bis heute das elektrische Netz prägen. Die stetig angepassten Technischen Anforderungsrichtlinien (TAR) beschreiben das geforderte Verhalten von Energieerzeugungsanlagen am elektrischen Energieversorgungsnetz und stellen auch den Stand der Technik für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen dar. So wird u.a. auch von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen gefordert, dass diese Blindleistung zur Spannungshaltung bereitstellen und auch am Netz verbleiben, wenn Frequenzabweichungen oder Spannungseinbrüche auftreten. Tritt im elektrischen Netz eine Zustandsänderung (z.B. Laständerung oder Leitungszu-/abschaltung) auf, wird eine augenblicklich auftretende Leistungsänderung augenblicklich aus dem elektrischen Feld der Synchronmaschinen und der kinetischen Energie der rotierenden Massen der Triebstränge konventioneller Kraftwerke bereitgestellt. Bei erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen als auch stationären Batteriespeichern ist die Nutzung von leistungselektronischen Betriebsmitteln (Umrichter) zur Ein- und Ausspeicherung elektrischer Energie in das Versorgungsnetz unverzichtbar. Hierbei wird das Betriebsverhalten im Augenblicksbereich maßgeblich durch die Regelung des Umrichters und somit der implementierten Software bestimmt. Damit führt der Rückbau konventioneller Erzeugungsanlagen wie Atom- oder Kohlekraftwerke und der damit verbundene Verlust an rotierender Masse bei gleichzeitigem Ausbau erneuerbarer Energien im Zuge der Energiewende zu einem Wandel der Systemeigenschaften des elektrischen Energieversorgungsnetzes. Dieser Wandel von einem synchronmaschinendominierten Netz (Systemeigenschaften bestimmt durch die Physik der elektrischen Maschine) hin zu einem umrichterdominierten Netz (Systemeigenschaften bestimmt durch die Regelung der Umrichter) wirft neue Aspekte und Kriterien zur Bewertung der Systemstabilität und -sicherheit der elektrischen Energieversorgung auf und erfordert besonders bei dynamischen Systembetrachtungen und Stabilitätsuntersuchungen eine genaue Betrachtung der in den Umrichtern implementierten Regelung.

Der weitere Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen hin zu einer vollständigen Substitution konventioneller Kraftwerke im elektrischen Energieversorgungsnetz ist also nur dann möglich, wenn Technologien entwickelt werden, welche die Bereitstellung von der netzbildenden und netzstabilisierenden Eigenschaften der Synchronmaschine durch umrichterbasierte Erzeugungsanlagen ermöglichen. Windenergieanlagen werden z.B. bereits in Konzepten zum Netzwiederaufbau berücksichtigt, jedoch bleiben sie außer Acht, wenn spannungslose Netze (Schwarzstart) hochgefahren werden müssen. Zum jetzigen Zeitpunkt sind Windenergieanlagen nicht schwarzstartfähig.

Die Sicherstellung eines Schwarzstarts ohne konventionelle Kraftwerke ist also erst möglich, wenn erneuerbare Energieerzeuger dieses Attribut aufweisen. So verfügen zum heutigen Stand Offshore-Windparks über einen Dieseldieselgenerator, welcher bei Netzauftrennung zum Onshore-Netz die Energieversorgung des Windparks gewährleistet. Zum Betrieb dieses Dieseldieselgenerators ist ein Brennstofftank notwendig, welcher bei Beschädigung eine potentielle Gefahr für die Umwelt darstellt. Diese Gefahr ließe sich vermeiden, wenn ein Anteil der im Windpark installierten Anlagen die Schwarzstartfähigkeit aufweist, um somit auf den Einsatz von Dieseldieselgeneratoren zu verzichten.

Des Weiteren ermöglichen schwarzstart- und inselnetzfähige Windenergieanlagen in Kombination mit weiteren erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und Batteriespeichersystemen den Aufbau und Betrieb kleinerer und räumlich begrenzter Energieversorgungsnetze und können so eine hohe Versorgungssicherheit garantieren, ohne dabei konventionelle Kraftwerke vorhalten zu müssen. Ebenso ermöglicht dies den Aufbau von elektrischen Netzen auf Inseln, wobei auf eine teure Landverbindung oder die Vorhaltung eines Dieselsegenerators verzichtet werden kann. Dies gilt auch für Entwicklungsländer, die von dieser neuen Technologie profitieren können, um Energieversorgungsnetze aus 100 % regenerativen Energiequellen aufbauen zu können. Zusammenfassend lässt sich die Aussage treffen, dass eine vollständige Energiewende und ein ausschließlich aus regenerativen Energiequellen bestehendes elektrisches Netz nur zu verwirklichen ist, wenn die signifikanten Eigenschaften der konventionellen Kraftwerke – Systemstabilität und Versorgungssicherheit – von den zukünftig installierten umrichterbasierten Erzeugungsanlagen übernommen werden.

Windenergieanlagen nutzen Umrichtersysteme, um die aus dem Wind gewandelte elektrische Energie in das Netz einzuspeisen. Das Verhalten einer Windenergieanlage zum Netz ist maßgeblich durch das im netzseitigen Wechselrichter implementierte Regelungsverfahren vorgegeben, beim dem typischerweise eine netzspannungsorientierte Stromregelung eingesetzt wird (Stand der Technik), und entspricht dem einer leistungsgeregelten Stromquelle. Namenhaften Hersteller nutzen dieses Verfahren für moderne Windenergieanlagen ([1], [2], [3]), auf dessen Basis allerdings ein weiterer Ausbau erneuerbarer Energien zu Instabilitäten und Black-Outs in der elektrischen Energieversorgung führen würde.

Die in diesem Projekt erzielten Erkenntnisse und entwickelten netzformenden Eigenschaften für Windenergieanlagen tragen einen großen Anteil dazu bei den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien ohne Stabilitätsverluste zu ermöglichen und den Anteil konventioneller Kraftwerke und den damit verbundenen Ausstoß großer Mengen CO₂ stark zu reduzieren und zukünftig in der elektrischen Energieerzeugung gänzlich zu eliminieren. Durch die Projektstruktur und die Konstellation der Konsortialpartner ist umfangreiches und geballtes Wissen zur ganzheitlichen Betrachtung des Systems Windenergieanlage vorhanden. Anforderungsprofile für netzbildende Umrichter, abgestimmt auf den Netzbetrieb, bilden die Basis, wodurch eine konsequente Entwicklung eines netzformenden Regelungsverfahrens mit bestimmten Eigenschaften möglich wird. Energiespeicher werden zur Leistungsbereitstellung für das netzdienliche Regelungsverfahren herangezogen, wodurch auch der Schwarzstart realisiert werden kann.

Die angeführten Aspekte werden nachfolgend betrachtet, um ineinandergreifend das System Windenergieanlage, als ein Pfeiler der gesicherten Systemstabilität zukünftig zu ertüchtigen.

Als Basisentwicklung wird die Windenergieanlage W2E-120/3.0fc der Firma W2E verwendet. Die Windenergieanlage ist eine Horizontalachsmaschinen mit drei Rotorblättern. Die Nabenhöhe beträgt 100 Meter. Der Turm ist als Stahlrohrturm ausgeführt. Sechs umrichter gespeiste Drehstromasynchronmotoren realisieren die Windnachführung der Gondel. Die Energiewandlung erfolgt über den Rotor. Hierüber wird das Antriebsdrehmoment erzeugt und über ein zweistufiges Planetengetriebe übersetzt, wodurch der permanent erregte Generator bei Nennleistung mit 3 MW betrieben wird. Die Nenndrehzahl beträgt 431 Umdrehungen pro Minute. Der maschinenseitige Umrichter stellt das Drehspannungssystem an den Klemmen des Generators passend zum Arbeitspunkt ein. Die erzeugte Leistung wird in den Spannungszwischenkreis eingetragen. Der netzseitige Umrichter hält die Zwischenkreisspannung auf ca. 1100 VDC und regelt hierüber den Stromfluss in das Netz. Netzseitig liegt eine Wechselspannung in Höhe von 690 V an den Umrichterklammern. Über den Maschinentransformator wird diese Spannung auf ein projektabhängiges Mittelspannungsniveau transformiert. Die Mittelspannungsschaltanlage beinhaltet das Abgangsfeld mit Leistungsschalter und Überstromschutzeinrichtung.

2 Anforderungsprofile für netzgekoppelte Umrichter

Die Systemstabilität hing bisher fast ausschließlich von konventionellen Kraftwerken mit Synchrongeneratoren ab, weshalb die Systemstabilität in die drei Kategorien Rotorwinkelstabilität, Spannungs- und Frequenzstabilität unterteilt wurde [1]. Die Transformation der Energieerzeugung erfordert jedoch eine erweiterte Betrachtung der Anforderungen an elektrische Erzeugungsanlagen. Für elektrische Netze mit erheblichem Anteil an umrichterbasierten Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien ist die herkömmliche Betrachtung nicht ausreichend, weshalb die Definition der Systemstabilität aus [1] gemäß Abbildung 2-1 um die Kategorien der Resonanzstabilität und der umrichterbasierten Stabilität erweitert wurde [2].

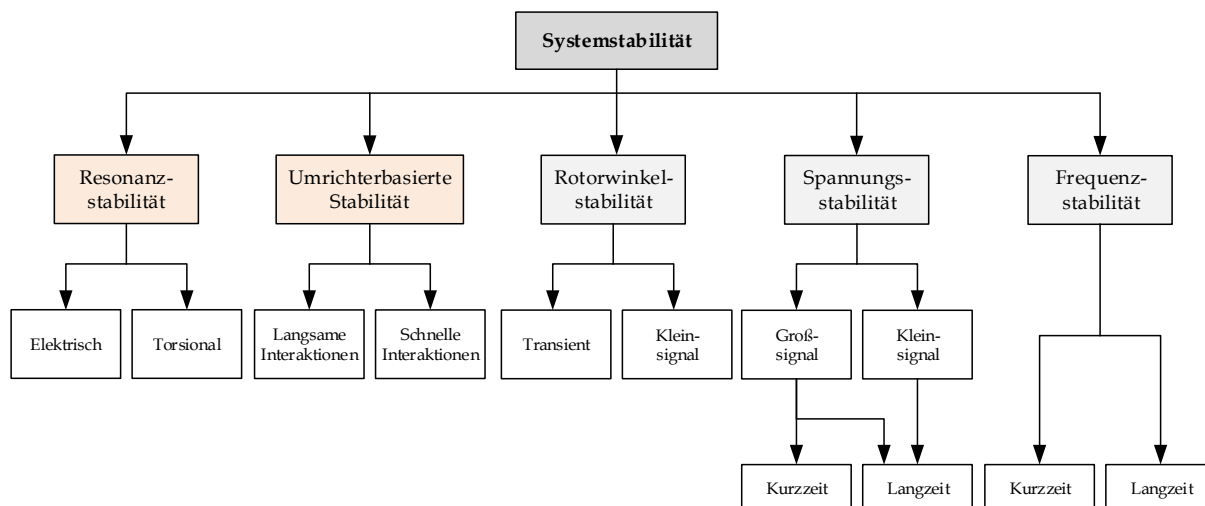


Abbildung 2-1: Systemstabilität für Systeme mit hohem Anteil an umrichterbasierten Anlagen [3]

Die umrichterbasierte Stabilität kann von vielen Faktoren abhängen. Maßgeblich beeinflusst wird die Stabilität eines Netzes mit hoher Durchdringung von Umrichtern allerdings durch die Regelungsverfahren, welche das Verhalten der Umrichtersysteme bestimmt. Mit dem Rückgang von konventioneller Erzeugungsleistung und dem damit verbundenen Verlust von Anlagen, die zur Stabilität des Netzes beitragen, kommt diesen Regelungsverfahren eine größere Bedeutung zu als bisher. Das führt dazu, dass sich neue Anforderungen an Umrichter ergeben, die im Folgenden beschrieben werden.

Ein erster Versuch der Beschreibung dieser Anforderungen wurde in dem Abschlussbericht „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources“ der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im ENTSO-E Verbund gemacht [4]. Dabei wurden sieben netzbildende Eigenschaften eines Umrichters bzw. Eigenschaften eines netzbildenden Umrichters beschrieben. Die vier deutschen ÜNB haben auf Basis dessen, eine Reihe von „zwingend notwendigen Eigenschaften netzbildender Umrichter“, sowie weitere möglicherweise einforderbare Eigenschaften formuliert. Die zwingend notwendigen Anforderungen sind nachfolgend aufgeführt [5]:

- Spannungsbildung analog zur Polradspannung von Synchrongeneratoren (Creating System Voltage)
- Instantaner Kurzschlussstrombeitrag (Contribution to Fault Level)
- Bereitstellung von elektrischer Trägheit (Contribution to Inertia) innerhalb der Auslegungsgrenzen
- Verhinderung unerwünschter Reglerinteraktionen (Preventing adverse Control Interaction)
- Teilnetzbetriebsfähigkeit

Es wird deutlich, dass sich das Verhalten netzbildender Umrichter stark an dem Verhalten der Synchronmaschinen orientieren soll, die bisher maßgeblich für den stabilen Netzbetrieb verantwortlich waren.

Zu einem ähnlichen Schluss kommen die Ergebnisse, die aus dem „Netzregelung 2.0“-Projekt präsentiert wurden. Die öffentliche Abschlusskonferenz des breiten Konsortiums aus Forschungsinstituten, Universitäten, ÜNB, Hersteller und Zertifizierer formulieren die Eigenschaften netzbildender Umrichter ebenfalls durch fünf Aspekte [6]:

- Spannungsquellenverhalten (hinter einer Innenimpedanz)
- Synchronisierende Leistung
- Dämpfung
- Momentanreserve
- Transientes Verhalten/FRT

Diese grundlegenden Anforderungen entsprechen dem aktuellen wissenschaftlichen Konsens, der auch dem NetzWind-Projekt zu Grunde liegt. Eine weitere Herausforderung ist allerdings die Prüfung, ob diese Anforderungen auch von einem Umrichtersystem erbracht werden.

Dazu wird gefordert, die bestehenden Prüfrichtlinien durch neue Prüfverfahren, die speziell die beschriebenen Aspekte erfassen, zu ergänzen. Konkret sollen die netzbildenden Eigenschaften durch folgende Prüfverfahren untersucht werden [6]:

- Bereitstellung von Momentanreserve
- Netzbildung
- Verhalten bei ungewollter Inselnetzbildung
- Verhalten bei kurzzeitigen Netzfehlern (Spannungseignissen)
- Statik der Primärregelung

Alle genannten Aspekte wurden im Rahmen dieses Projekts überprüft und konnten durch das entwickelte Regelungsverfahren erfüllt werden.

Bisher befindet sich die beschriebene Umsetzung der Anforderungsüberprüfung in die technischen Anschlussrichtlinien (TAR) noch in einem Anfangsstadium. Eine der ersten Normen, die für eine solche Überprüfung erweitert wurden, ist die Anwendungsregel VDE-AR-N 4131 für HGÜ-Systeme, die im Juni 2020 ergänzt wurde [7]. In dieser Ergänzung soll das „spannungseinprägende Verhalten“ durch eine Variation von Simulationen in einem definierten Testnetz und eine anschließende Analyse der Ergebnisse durch vorgegebene Hüllkurven überprüft werden. Dieser erste Vorschlag ist eine wichtige Anregung zur Umsetzung der in der Wissenschaft gesammelten Erkenntnisse zu netzbildendem Verhalten in realen Anlagen. Gleichzeitig gibt es aus Sicht dieses Projekt-Konsortiums noch weiteren Forschungsbedarf, was die Anforderungen an netzbildende Umrichter betrifft. Deshalb wurde in diesem Projekt zunächst eine erweiterte Terminologie, und basierend darauf eine eigene Beschreibung entwickelt, die im Folgenden vorgestellt wird.

In der gängigen Literatur wird das Verhalten von Umrichtern am Netz in „netzfolgend“ oder „netzbildend“ unterschieden. Diese Einteilung wird durch zwei weitere Beschreibungen ergänzt, wie Tabelle 2-1 zeigt.

Durch diese Erweiterung soll gezeigt werden, dass es eine Unterscheidung zwischen dem eingesetzten Regelungsprinzip und dem Umrichterverhalten gibt, das maßgeblich von den zusätzlichen Funktionen bzw. der Anwendung abhängt. Wird zum Beispiel ein netzspannungsbildendes Regelungsprinzip bei einem STATCOM angewendet, so kann er trotzdem nicht netzbildend sein, da dafür die notwendige Energie nicht zur Verfügung steht. Deshalb wird für das Umrichterverhalten bzw. das Anlagenverhalten eines STATCOM mit netzspannungsbildendem Regelungsprinzip die Terminologie „netzstabilisierend“ gewählt.

Tabelle 2-1: Terminologie zu Umrichterverhalten, Regelungsprinzip und Regelungsverfahren [3]

Umrichter- verhalten	netzfolgend (grid-following)	netzstützend (grid-supporting)	netzstabilisierend (grid-stabilizing)	netzbildend (grid-forming)
Zusätzliche Funktionen	keine	P(f) + Energie Q(û)	Q(û) (lim. Trägheit) ⁽¹⁾	P(f) + Energie ⁽²⁾ Q(û)
Regelungs- prinzip	netzspannungsfolgend (keine Trägheit)		netzspannungsbildend (Trägheit)	
Regelungs- verfahren	Spannungsorientierte Stromreg., Hystereseregulierung...		Droop-Regelung, VSM, Netzspannungsbildner...	

(1) inhärente Wirkleistungsbereitstellung auf Basis anlageninterner Energiespeicher stark limitiert (lim.); inhärente Blindleistungsbereitstellung möglich,

(2) Energie muss augenblicklich verfügbar sein

Außerdem wird bei einem netzspannungsfolgenden Regelungsprinzip unterschieden, ob zusätzliche Funktionen wie eine P(f)- und Q(û)-Statik, sowie Energie zur Verfügung steht. Ist dies der Fall, so ist das resultierende Umrichterverhalten netzdienlicher als ohne weitere Funktionen und wird deshalb nicht als netzfolgend, sondern netzstützend bezeichnet. Dass dieses Verhalten nicht, wie in älterer Literatur, als netzbildend bezeichnet werden kann, wird aufgrund des zu Grunde liegenden Regelungsprinzips ebenfalls deutlich.

Anhand dieser Terminologie kann beschrieben werden, inwiefern Anforderungen des Netzes, die das Konsortium als wichtig erachtet, erfüllt werden können. Diese Anforderungen decken sich zum Teil mit den oben bereits beschriebenen Aspekten. Sie sind etwas umfangreicher gewählt und sollten deshalb auch nicht als zwingend notwendig, sondern teilweise als optional verstanden werden. Die Systemanforderungen lauten [3]:

- a) Elektrische Spannungsversorgung
- b) Spannungssynchronisierung
- c) Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch
- d) Lastverteilung zwischen Erzeugungsanlagen
- e) Spannungs- und Frequenzerhalten
- f) Insel- und Schwarzstartfähigkeit
- g) Senke für Netzverzerrungen

Die Zuordnung dieser Anforderungen zu der erarbeiteten Terminologie ist in Tabelle 2-2 dargestellt.

Eine detaillierte Beschreibung zu den einzelnen Anforderungen ist [3] zu entnehmen. Deutlich wird, dass sich die aufgestellten Systemanforderungen durch ein netzbildendes Umrichterverhalten erfüllen lassen. Veranschaulichungen und Beweise dessen werden durch Simulationen in den weiteren Kapiteln dieses Projektberichts erbracht.

Somit ist festzuhalten, dass die Anforderungen an Umrichtersysteme in diesem Projekt umfangreich behandelt und beschrieben wurden. Sie decken sich mit den gängigen Definitionen, die in Deutschland insbesondere durch die vier ÜNB und Netzregelung 2.0 erbracht wurden. Das entwickelte Regelungsverfahren erfüllt alle bekannten Anforderungen.

Als Bestandteil zukünftiger Entwicklungsarbeit sollen diese aufgeführten Eigenschaften weiter verfeinert und aussagekräftig definiert werden. Um somit das netzbildende Verhalten eindeutig und diskriminierungsfrei bezüglich des eingesetzten Regelungsverfahrens festzustellen und zu prüfen.

Tabelle 2-2: Zuordnung der Systemanforderungen zum klassifizierten Umrichterverhalten

	netzfolgend (grid-following)	netzstützend (grid-supporting)	netzstabilisierend (grid-stabilizing)	netzbildend (grid-forming)
a)	x	x	✓	✓
b)	✓	✓	✓	✓
c)	x	augenblicklich (x) geregelt (✓)	augenblicklich (x) ⁽¹⁾ geregelt (✓)	✓
d)	x	augenblicklich (x) geregelt (✓)	augenblicklich (x) ⁽¹⁾ geregelt (✓)	✓
e)	x	augenblicklich (x) geregelt (✓)	augenblicklich (✓) ⁽¹⁾ geregelt (✓, x) ⁽²⁾	✓
f)	x	x	x	✓
g)	x	x	✓	✓

(1) inhärente Wirkleistungsbereitstellung auf Basis anlageninterner Energiespeicher stark limitiert (lim.); inhärente Blindleistungsbereitstellung möglich,

(2) Energie muss augenblicklich verfügbar sein

3 Entwicklung eines netzspannungsbildenden Regelungsverfahrens

In der Erarbeitung eines netzspannungsbildenden Regelungsverfahrens lag der Fokus der Untersuchungen auf WEA mit PMSG, da die Erkenntnisse bei in solchen Anlagen genutzten Vollumrichtersystemen die Möglichkeit zur Adaptierung in andere Systeme, wie z.B. Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersysteme, mit sich bringt. Auf die detaillierte Betrachtung von WEA mit doppelt-gepeister-Asynchronmaschine (DFIG) wurde im Projektverlauf verzichtet, da bei diesen Anlagen der Stator des Asynchrongenerators direkt mit dem Netz gekoppelt ist und damit bereits ein zur Synchronmaschine ähnliches dynamisches Verhalten gegeben ist. Die Ergebnisse der Entwicklung und detaillierten Analyse eines netzspannungsbildenden Regelungsverfahrens für ein Vollumrichtersystem können aber ebenso für das bei einer DFIG-WEA zur über- oder untersynchronen Drehzahlregelung zum Einsatz kommende rotorseitige Umrichtersystem mit reduzierter Leistung übernommen werden.

Die Abbildung 3-1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer WEA mit Vollumrichtersystem und deren Netzanbindung über Filter und Transformator. Regelungstechnisch verfügt eine solche Anlage über diverse Einrichtungen und Algorithmen, die miteinander kommunizieren, aber für den Betrieb unterschiedlicher Bestandteile dessen zuständig sind. Für das Arbeitspaket 2 stand die Regelung des netzseitigen Umrichters im Fokus, da diese den direkten Einfluss auf das Verhalten der Anlage zum Netz hat.

Bisher verfügt der netzseitige Umrichter typischerweise über eine netzspannungsorientierte Stromregelung, die dem Stand der Technik entspricht und so konzipiert ist, dass zu jedem Zeitpunkt eine definierte Leistungsvorgabe aus der gewandelten Windkraft als elektrische Energie in das Netz eingespeist wird. Dies wird durch das dynamische Einspeisen eines Umrichterstroms erreicht, der aus der anliegenden Netzspannung und der definierten Leistungsvorgabe errechnet wird.

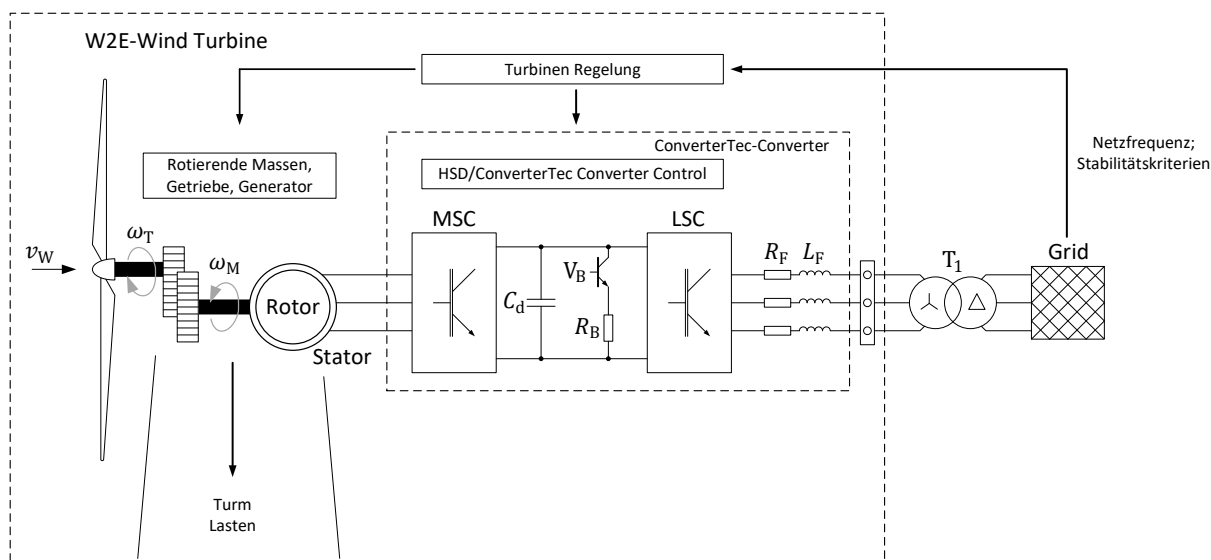


Abbildung 3-1: Windenergieanlage mit elektrotechnischen Komponenten

Grundlegend für dieses Regelungskonzept ist eine hochdynamische Netzspannungsidentifikation, welche dem Stand der Technik entspricht und mit Hilfe einer Phasenregelschleife (PLL – Phase-Locked-Loop) realisiert wird. Das in Abbildung 3-2 dargestellte Prinzip der PLL wird im Folgenden erläutert.

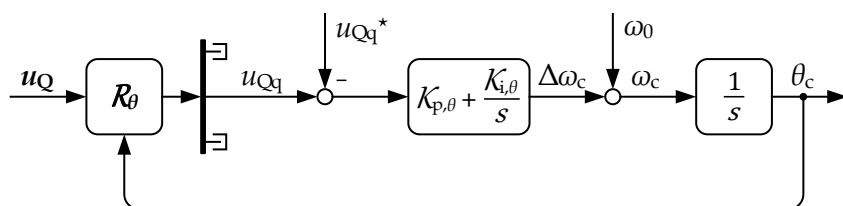


Abbildung 3-2: Signalflussplan einer Phasenregelschleife [3]

Zunächst dient die Park-Transformation zur Überführung der gemessenen Wechselgrößen, welche in abc-Koordinaten vorliegen, in Gleichgrößen, welche zu rotierenden dq0-Koordinaten resultieren. Dies bringt den Vorteil mit sich, dass Gleichgrößen sich durchaus leichter als Wechselgrößen regeln lassen. Mittels PI-Regler (Proportional-Integral Regler) wird die q-Komponente der Netzspannung auf den Wert „0“ geregelt, damit die Phasenlage der Wechselgröße a und der Gleichgröße d identisch sind. Somit wird stets das Ziel verfolgt, die Differenz kontinuierlich auszuregeln. Die mit Hilfe der PLL identifizierten Größen der Netzkreisfrequenz ω_c und des Netzspannungswinkels θ_c werden im weiteren Verlauf der Regelung verwendet.

Bei dem Regelungskonzept der netzspannungsorientierten Stromregelung sind gemäß Abbildung 3-5 übergeordnet ein Wirk- und Blindleistungsregler implementiert, die zur Berechnung des einzuspeisenden Umrichterstroms dienen. Außerdem ist in diesen Reglern ebenfalls zur Frequenz- und Spannungshaltung eine einstellbare Statik hinterlegt, die der Leistungsvorgabe überlagert wird. Somit resultieren also aus Referenz- und Istwerten der Frequenz (f_0 und f_c) und Wirkleistung des Umrichters (P^* und P_U) die d-Komponente des Referenzstroms i_d^* und aus den Referenz- und Istwerten der Spannungsamplitude (\hat{u}_0 und u_{Qd}) und der Blindleistung des Umrichters (Q^* und Q_U) die q-Komponente des Referenzstroms i_q^* für den inneren Regelkreis, der an dieser Stelle erläutert wird.

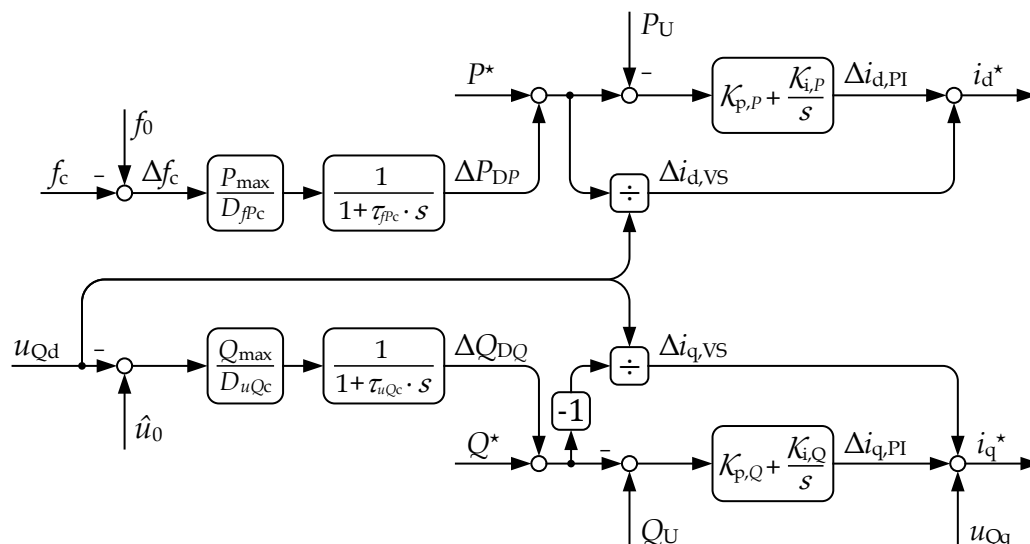


Abbildung 3-3: Übergeordnete Wirk- und Blindleistungsregler mit Frequenz- und Spannungsstatik [3]

Für die Ermittlung der Modulationsspannung dienen die Referenz- und Istströme des Umrichters (Abbildung 3-54). Die daraus resultierende Differenz führt über einen PI-Regler zu einem Spannungsanteil $\Delta u_{d,PI}$ und $\Delta u_{q,PI}$, welcher mit den zugehörigen Komponenten der aktuellen Netzspannung u_{Qd} und u_{Qq} und den Anteilen der Entkopplung $\Delta u_{d,EK}$ und $\Delta u_{q,EK}$ überlagert wird und die d,q-Komponenten u_{Ud}^* und u_{Uq}^* der Modulationsspannung ergeben. Die Rücktransformation liefert die Wechselgröße u_U^* der Modulationsspannung und führt über eine zeitliche Verzögerung, hier zur Vereinfachung des Modulationsverfahrens, zur eigentlichen Modulationsspannung u_U zur Ansteuerung der Ventile des Umrichters.

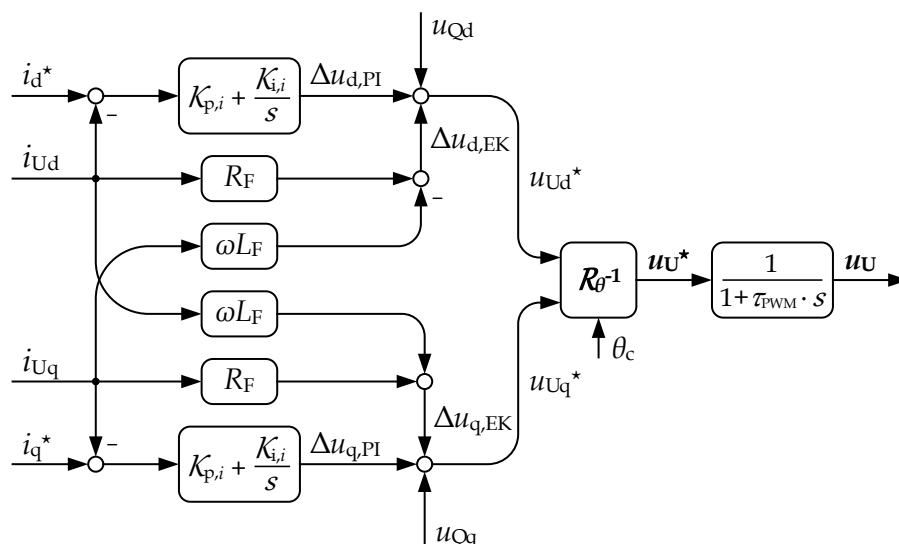


Abbildung 3-4: Innere Stromregelung mit Entkopplung und Spannungsvorsteuerung [3]

Zur Veranschaulichung der Funktionsweise des beschriebenen Regelungsverfahrens ist exemplarisch ein Szenario erstellt worden, bei dem zu einer definierten Zeit (bei $t = 5$ s) eine Zustandsänderung im Netz simuliert wird. Hierbei ist im Netz des Simulationsmodells ein Winkelsprung der Netzspannung von $\Delta\varphi = -6^\circ$ simuliert, welcher aus den Spannungsverläufen (Abbildung 3-5) ersichtlich ist und zu einer kurzzeitigen Verzerrung der Spannung führt. Ein Winkelsprung kann in dieser Form äquivalent

zu einer Lastzuschaltung im Netz gesehen werden, bei der kurzzeitig das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch nicht vorhanden ist und somit ein Leistungsausgleich erfolgen muss.

Dadurch, dass das Regelungsverfahren über dynamische Stromregler verfügt und das Ziel verfolgt, die eingestellten Wirk- und Blindleistungswerte P_{ref} und Q_{ref} einzuspeisen, erfolgt keine Abgabe von Augenblicksleistung (Momentanreserve). Die resultierende Abweichung im Verlauf der Blindleistung Q_C , resultiert aus dem kurzzeitig falsch identifizierten Winkel der PLL nach Eintritt des Winkelsprungs.

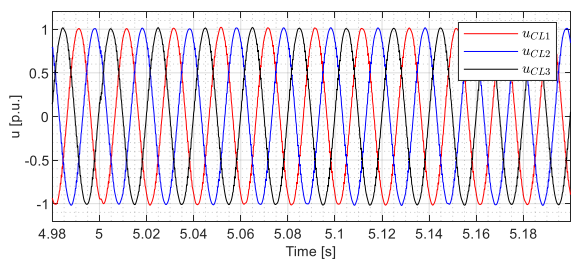


Abbildung 3-5: Verlauf der Umrichterspannung

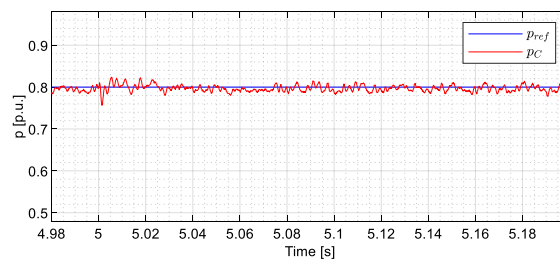


Abbildung 3-6: Verlauf der Wirkleistung

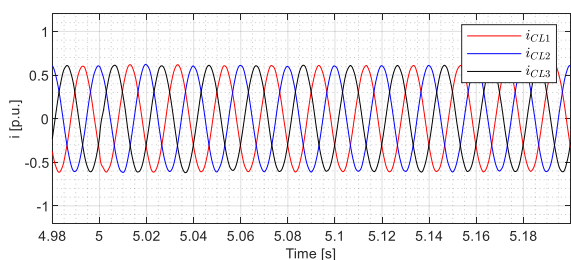


Abbildung 3-7: Verlauf des Umrichterstroms

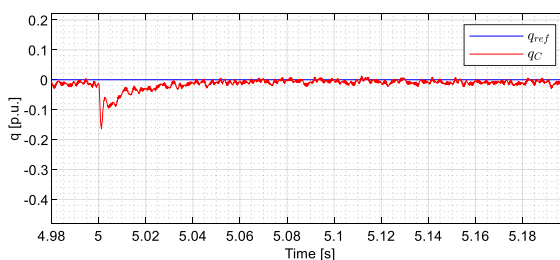


Abbildung 3-8: Verlauf der Blindleistung

Das im Folgenden vorgestellte netzbildende Regelungsverfahren, entwickelt von der Forschungsgruppe Leistungselektronische Energiesysteme (FG LEES) der Hochschule Düsseldorf findet ihre Anwendung im netzseitigen Umrichter einer WEA mit Vollumrichtersystem. Zur Übersicht ist in Abbildung 3-9 die Netzanbindung der WEA dargestellt, wobei nur der netzseitige Umrichter betrachtet wird. Im verwendeten Simulationsmodell ist der maschinenseitige Umrichter als gesteuerte Stromquelle dargestellt und von einer Modellierung der mechanischen Bauteile der WEA abgesehen worden, was zur Entwicklung und Auslegung des netzseitigen Regelungsverfahrens nicht nur die Rechenintensität des Modells reduziert, sondern auch eine unerwünschte Einbindung von Fehlerquellen verhindert. Die WEA ist mittels Transformators an ein Mittelspannungsnetz angebunden, welches als starre Quelle (Thévenin-Äquivalent) nachgebildet ist. Ebenso ist darin eine Netzimpedanz enthalten, über die eine gewünschte Netzstärke parametrisiert werden kann. Zwischen Transformator und WEA ist die Filterimpedanz dargestellt, welche über Längs- und Querelemente verfügt. Auf der Unterspannungsseite des Transformators werden die Netzspannung und der Umrichterstrom gemessen. Die Kernelemente des Regelungsverfahrens bilden die Netzspannungsidentifikation und die Synchronisierungseinrichtung, welche im Weiteren detaillierter erläutert werden.

In Abbildung 3-10 ist zunächst zur Übersicht der Signalfussplan der hier angewandten Netzspannungsidentifikation dargestellt. Die gemessene Netzspannung \mathbf{u}_Q (dreiphasig) wird zunächst mittels Clarke-Transformation in ein zweiphasiges System $\tilde{\mathbf{u}}_Q$ mit abgespaltenem Nullsystem $u_{Q||}$ überführt und stellt die Eingangsgröße der Netzspannungsidentifikation dar. Die Größe $\tilde{\mathbf{u}}_Q$ wird mittels Rotationsmatrix $R\theta$ um den Winkel $\Delta\theta_c^+$ korrigiert, um eine Spannung $\tilde{\mathbf{u}}_Q^\circ$ mit stationärer Frequenz zu erhalten. Diese Frequenz entspricht der Bemessungsfrequenz des elektrischen Energieversorgungssystems. Durch Anwendung der diskreten Fourier Transformation (DFT) erfolgt die Überführung aus dem Zeit- in den Frequenzbereich, um somit mit Hilfe der Transformationsmatrix \mathbf{T}_{SC}^{-1} zur Berechnung der

Symmetrischen Komponenten das Mitsystem $\tilde{\underline{u}}_{Q^+}$ zu errechnen. Mittels Argumentfunktion ist der Winkel $\tilde{\varphi}_{Q^+}$ der komplexen Größe $\tilde{\underline{u}}_{Q^+}$ extrahierbar und ergibt durch „Korrektur“ und Überlagerung der Nennkreisfrequenz ω_0 die aktuelle Netzkreisfrequenz ω_c und durch Multiplikation mit der Bezugskreisfrequenz ω_b und Überführung an einen PI-Regler den Differenzwinkel $\Delta\theta_{c^+}$.

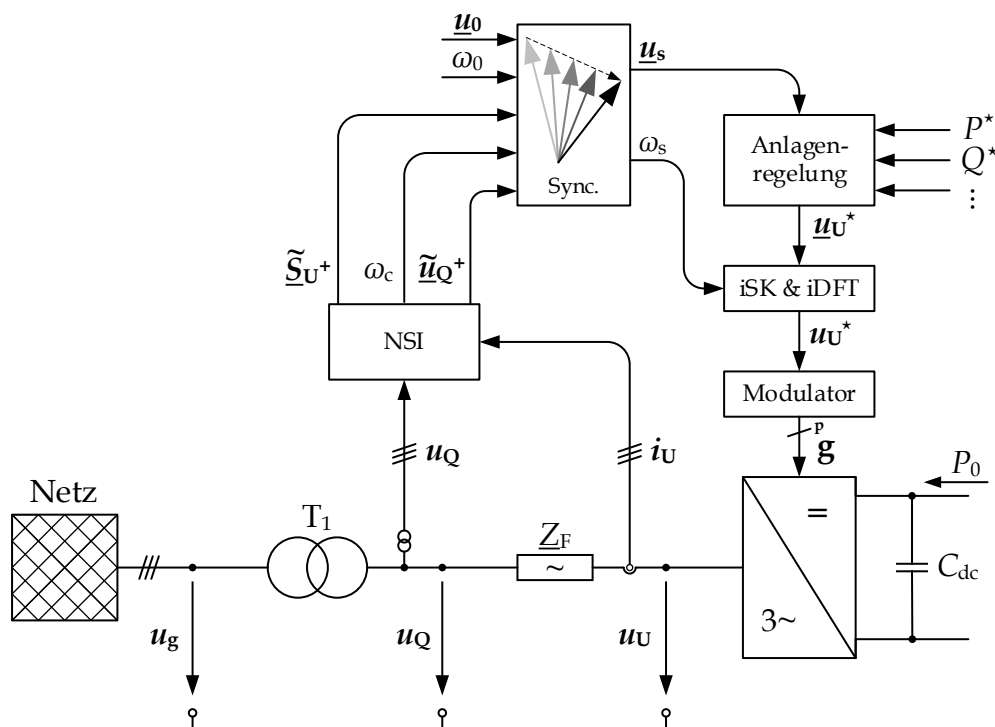


Abbildung 3-9: Netzparalleler Umrichter mit netzspannungsbildendem Regelungsverfahren [3]

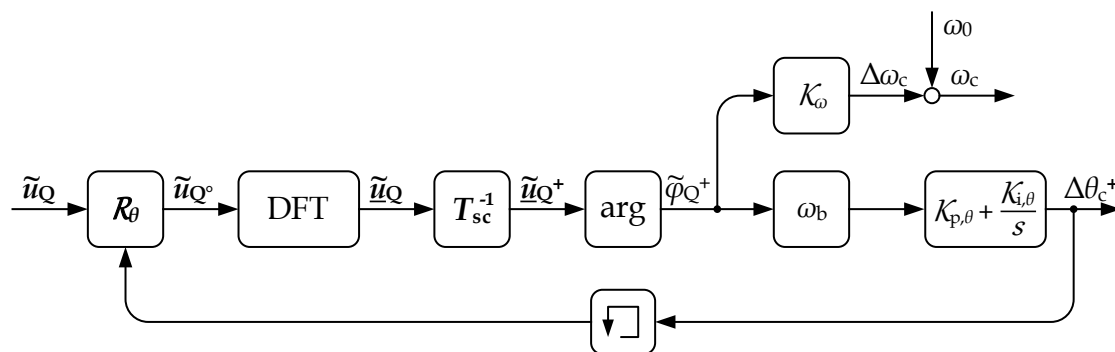


Abbildung 3-10: Netzspannungsidentifikation [3]

Den zweiten Grundbaustein des netzspannungsbildenden Regelungsverfahrens stellt die Synchronisierungseinrichtung dar, deren Signalflussplan in Abbildung 3-11 dargestellt ist. Ziel der Synchronisierung ist es in erster Linie eine Entkopplung der inneren Umrichterspannung und somit auch der Modulationsspannung von dynamischen Zustandsänderungen im Netz zu erlangen, um damit der Umrichterspannung eine virtuelle Trägheit aufzuprägen. Der Signalflussplan aus Abbildung 3-11 lässt sich in zwei wesentliche Bausteine unterteilen, nämlich der Amplituden- und Winkelsynchronisierung. Hier ist die Funktionsweise der Synchronisierungseinrichtung so zu verstehen, dass die Berücksichtigung von Korrekturtermen durch verwendete Leistungsregler einen stationären Abgleich zwischen der identifizierten Netzspannung $\tilde{\underline{u}}_Q$ und der Synchronisationsspannung \underline{u}_S liefert. Daraus resultierend bildet die Synchronisationsspannung \underline{u}_S analog als Ersatz zur Netzspannung das

Spannungssignal zur weiteren Anwendung im Regelungsverfahren und weist als charakteristisches Merkmal eine wesentlich abgeschwächte Dynamik gegenüber Netzspannungsänderungen auf und bildet das Kernmerkmal für ein inhärentes Spannungsquellenverhalten des Umrichtersystems.

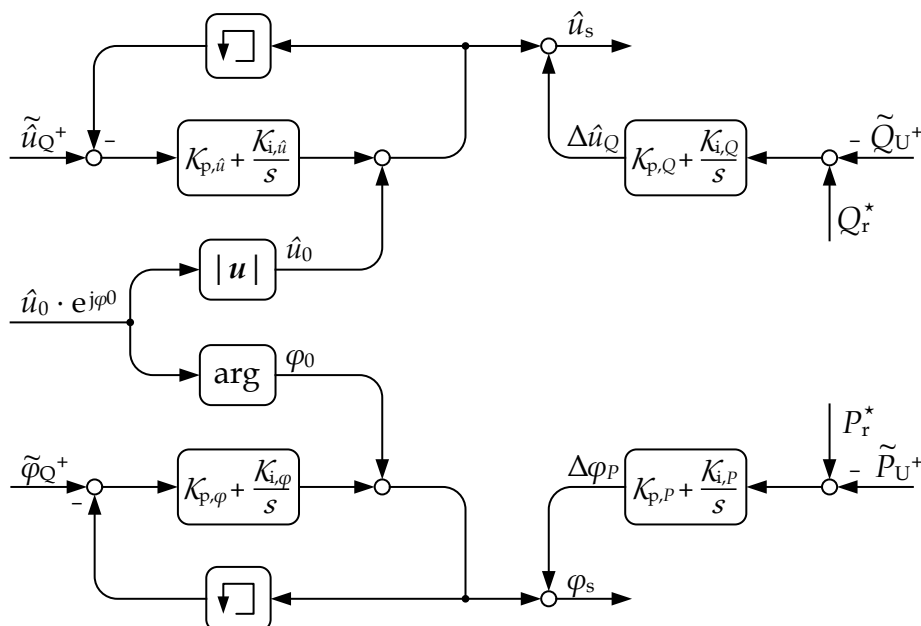


Abbildung 3-11: Synchronisierungseinrichtung [3]

Ein weiterer Bestandteil der Synchronisierungseinrichtung ist die Frequenzsynchronisation (Abbildung 3-12), welche zum Abgleich zwischen der inneren Kreisfrequenz ω_s und der identifizierten Netzkreisfrequenz ω_c dient, wobei die Kreisfrequenz ω_s kein direkter Bestandteil der komplexen Synchronisationsspannung \underline{u}_s ist, aber zur späteren Generierung des Umrichterspannungsraumzeigers \underline{u}_U^* benötigt wird. Ebenso liefert ω_s durch Umrechnung die Frequenz f_s , die für die statikbasierte Anpassungen der Referenzwertvorgabe ein essentieller Bestandteil ist.

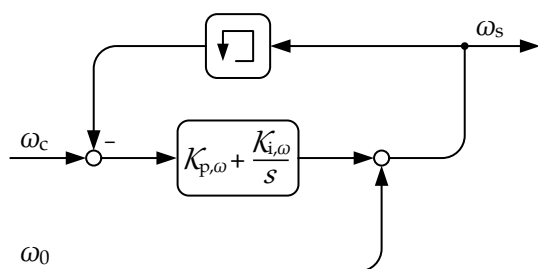


Abbildung 3-12: Frequenzsynchronisation [3]

Die Anlagenregelung gemäß Abbildung 3-13 dient zur Generierung der Stromsollwerte für die innere Umrichterregelung, welche im folgenden Abschnitt näher erläutert wird. Zur Ermittlung der Sollstromwerte dienen die aus der Anlagenregelung erhaltenen Leistungsvorgaben P_r^* und Q_r^* für die Wirk- und Blindleistungsanteile, die sich wie folgt zusammensetzen:

$$P_r^* = P^* + \Delta P_{DP}$$

$$Q_r^* = Q^* + \Delta Q_{DQ}$$

Die Vorgehensweise für die Wirkleistungsanpassung geschieht wie folgt. Nach dem Vergleich der Frequenz f_0 , welche der Bemessungsfrequenz des elektrischen Netzes von 50 Hz entspricht, mit der Synchronisationsfrequenz f_s , folgt die Einbindung der einstellbaren Statik, inklusive zeitlicher Verzögerung mittels PT-1-Glied (einstellbare Zeitkonstante τ_{fPC}). Das Ausgangssignal ΔP_{DP} ist die

netzstützende Statikwirkleistung. Äquivalent dazu erfolgt auch die Generierung der Statikblindleistung ΔQ_{DQ} , hierbei sind lediglich die Amplituden der Synchronisationsspannung \hat{u}_s und der Spannung \hat{u}_0 als Eingangssignale zu beachten. Die weitere Vorgehensweise ist identisch.

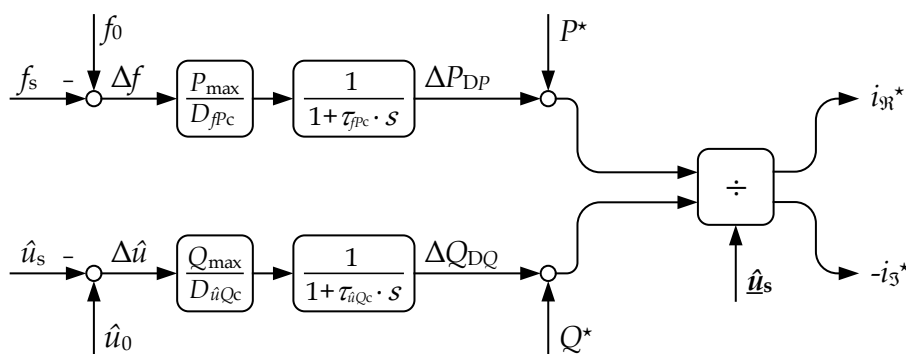


Abbildung 3-13: Anlagenregelung [3]

Abschließend wird nun der Signalflussplan der inneren Umrichterregelung (Abbildung 3-14) näher betrachtet. Die Sollstromwerte i_{gr}^* und i_{gs}^* aus der Anlagenregelung stellen die Eingangsgrößen der Umrichterregelung dar und dienen unter Berücksichtigung der komplexen Filterimpedanz $Z_F = R_F + j \cdot X_F$ zur komplexen Vorsteuerung (Feed-Forward-Control). Die aus der komplexen Vorsteuerung erhaltenen Größen ergeben mit Einbindung der vorgesteuerten komplexen Synchronisationsspannung $u_{sgr} + j \cdot u_{sgs}$ die Referenzspannungen u_{Ugr}^* und u_{Ugs}^* . Die inverse Transformationsmatrix T_{sc} ergibt die dreiphasige Referenzspannung \underline{u}_U^* , welche an dieser Stelle aus dem Frequenz- in den Zeitbereich rücktransformiert wird und die Eingangsgröße \underline{u}_U^* für eine in der ausführlichen Modellierung enthaltenen Puls-Weiten-Modulation (PWM) bildet. Diese ist in diesem Kontext zur Vereinfachung als Zeitverzögerung dargestellt und stellt als Ausgangssignal die Modulationsspannung \underline{u}_U für den als Mittelwertmodell abgebildeten netzseitigen Umrichter.

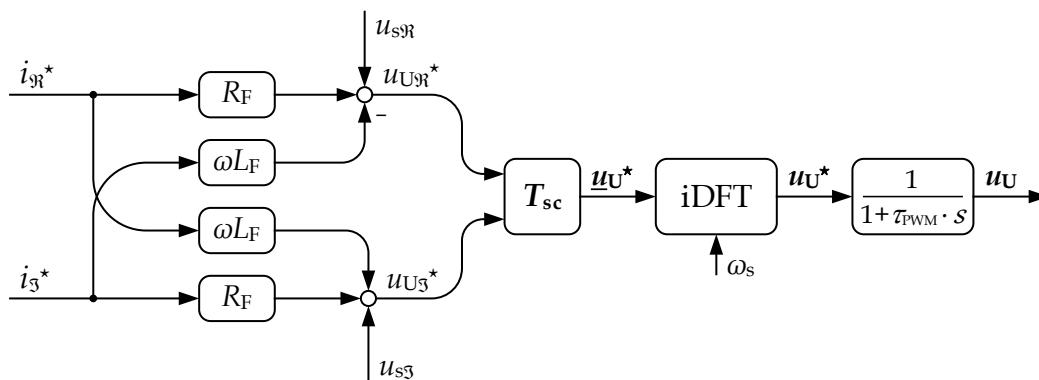


Abbildung 3-14: Innere Umrichterregelung [3]

Zur Veranschaulichung der Funktionsweise des beschriebenen Regelungsverfahrens dienen die Verläufe in den Abbildung 3-15 bis Abbildung 3-18. Dieselbe Zustandsänderung im Netz des Simulationsmodells (Winkelsprung von $\Delta\varphi = -6^\circ$) ist zum Zeitpunkt $t = 5\text{ s}$ erfolgt. Anders als bei einem stromeinprägend geregelten Umrichter reagiert die Regelung des netzseitigen Umrichters träge auf Änderungen in der Netzspannung.

Dies zeigt sich im Verlauf der inneren Umrichterspannung (Abbildung 3-15), wodurch eine Differenz zwischen Netz- und innerer Umrichterspannung hervorgerufen wird. Aufgrund der inneren Spannungsträgheit der Umrichterspannung gegenüber dynamischen Zustandsänderungen der Netzspannung, stellt sich gemäß dem Spannungsabfall an der Filterimpedanz zum Netz der

Stromverlauf frei ein (Abbildung 3-17) und sorgt somit für eine inhärente Leistungsabgabe. Demnach liefert der Umrichter augenblicklich einen höheren Beitrag an Wirkleistung zum Netz (Abbildung 3-16), um so das Netz zu entlasten. Ebenso geschieht dies für die Blindleistung (Abbildung 3-18), zum Ausgleich der Spannungsamplitude.

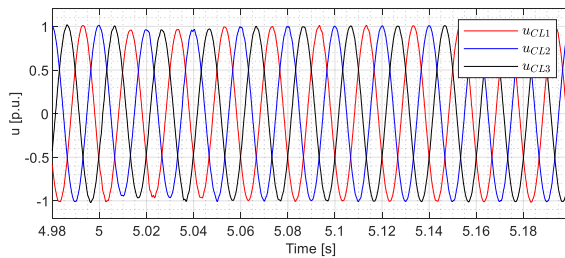


Abbildung 3-15: Verlauf der Umrichterspannung

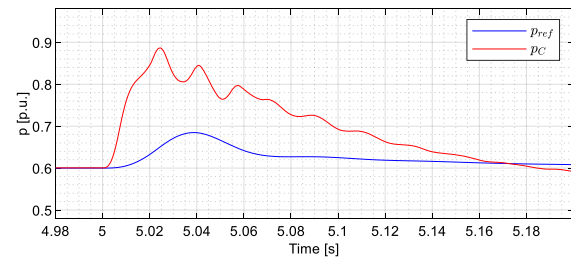


Abbildung 3-16: Verlauf der Wirkleistung

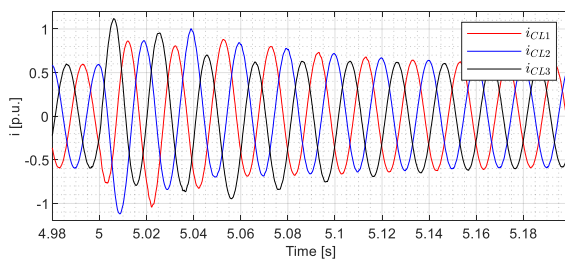


Abbildung 3-17: Verlauf des Umrichterstroms

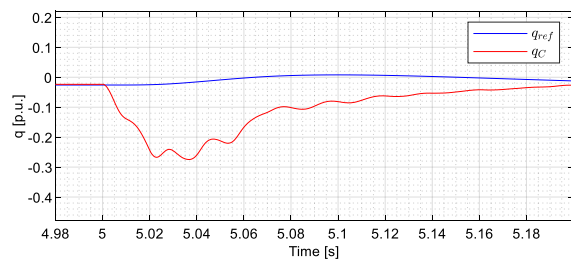


Abbildung 3-18: Verlauf der Blindleistung

4 Speicherarten - Möglichkeiten der Energiebereitstellung

Die Studie „Momentanreserve 2030 – Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030“ der Deutschen Energie-Agentur [16] beinhaltet Analysen und Maßnahmen zur Frequenzhaltung in Versorgungsnetzen mit hohem Anteil regenerativer Erzeugungsleistung, wobei speziell die Bereitstellung von Momentanreserve betrachtet wird. Hierzu ist der Einsatz von (Kurzzeit-)Energiespeichern unausweichlich. Eine Einteilung der Speicher bezogen auf die Bereitstellungsdauer und Leistung ist der Abbildung 4-1 zu entnehmen. Gleichwohl wird angemerkt, dass die Versorgungssicherheit zukünftig nur gewährleistet werden kann, wenn ausreichend dimensionierte und gesicherte Erzeugleistung zur Deckung der Stromnachfrage bei wetterbedingt fehlender Erzeugung aus erneuerbaren Energien sichergestellt wird.

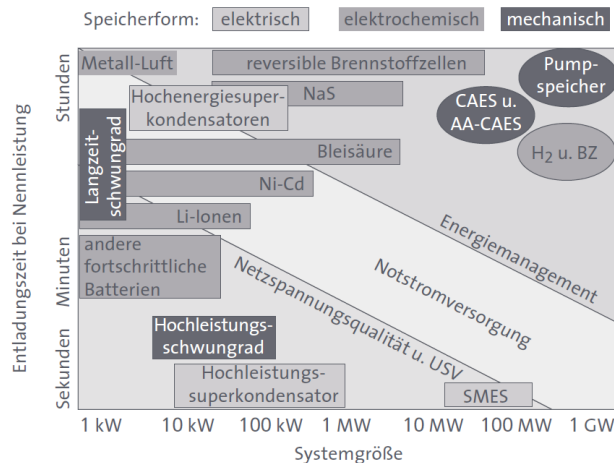


Abbildung 4-1: Einteilung Speicherarten (aus [17])

Die Analyse der Ergebnisse aus Kapitel 3 zeigt die Notwendigkeit einer hohen, kurzzeitigen Leistungsbereitstellung bei der Verwendung des netzspannungsbildenden Regelungsverfahrens. Dabei erfolgt bspw. bei einem negativen Winkelsprung der Netzspannung ein augenblicklicher Leistungsfluss in das Netz, welcher im weiteren Verlauf wieder abklingt und nach einigen Millisekunden den „Vorfehlerwert“ wieder erreicht (Abbildung 4-2) .

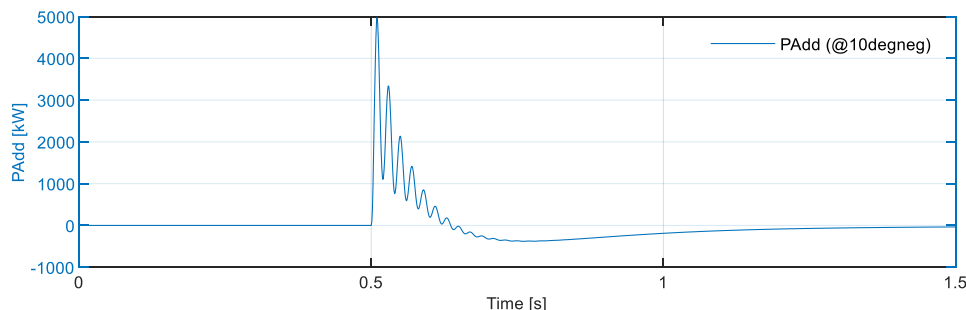


Abbildung 4-2: Leistungsfluss netzseitiger Umrichter bei Winkelsprung -10° (Extremfall)

Aufgrund des zeitlich sehr begrenzten Leistungsflusses, ist der Energieinhalt, der aus einem Speicher gedeckt werden muss, gering. Die Bewertung der einzelnen Energiespeicherarten zur Bereitstellung der Augenblicksleistung (Momentanreserve) favorisiert für den Einsatz mit dem eingesetzten Regelungsverfahren die Verwendung von mechanischen Schwungradspeichern und hierbei insbesondere die Auskopplung von mechanischer Energie aus vorhandenen Rotationsmassen sowie Kondensatoren. Beide Konzepte weisen bei entsprechender Auslegung eine hohe Leistungsbereitstellung und ebenfalls eine sehr hohe Zyklenfestigkeit auf. Der Energieinhalt ist eher gering, aber für diesen Anwendungsfall ausreichend. Da Windenergieanlagen große rotierende Massen beinhalten, wurden Untersuchungen zum Verhalten unter Nutzung dieser unternommen (Kapitel 5).

In die Bewertung flossen ebenfalls Überlegungen zur Energiebereitstellung über einen längeren Zeitraum (Minuten bis Stunden) ein, womit die Möglichkeit der Teilnahme am Primärregelungsmarkt gegeben wäre. Auch wären kurzfristige Überbrückungszeiten bei Windmangel möglich. Hierfür kommen insbesondere elektrische und elektrochemische Energiespeicher in Betracht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einige fortschrittliche Batterie-Technologien sehr hohe Entlade- und Ladeströme zulassen und bezogen auf diese Eigenschaft mit Doppelschichtkondensatoren konkurrieren. Auch können diese für den Schwarzstart einer Windenergieanlage verwendet werden (Kapitel 0). Generell sind elektrochemische Energiespeicher bei entsprechender Dimensionierung für Überbrückungszeiten im einstelligen Stundenbereich (Kurzzeitüberbrückung) verwendbar. Demnach ergibt sich ein erweiterter Einsatzbereich, womit sich die nachfolgende Analyse und Bewertung begründet.

Das Vorgehen zur Bewertung der elektrochemischen Speichertechnologien untereinander zeigt Tabelle 4-1. Die berücksichtigten Kriterien wurden nach betrieblichen, volkswirtschaftlichen und ökologischen Aspekten faktorisiert. Anschließend erfolgte die Bewertung der Technologien untereinander und die Multiplikation mit dem gemittelten Faktor.

Im Ergebnis der Bewertung ergeben sich die prozentualen Werte gemäß Tabelle 4-2, wonach die Natrium-Ionen-Batterie in dieser Betrachtung das größte Potential für die Verwendung als stationärer Energiespeicher hat.

Tabelle 4-1: Bewertungsmatrix elektrochemische Energiespeicher für die Kurzzeitüberbrückung (Auszug)

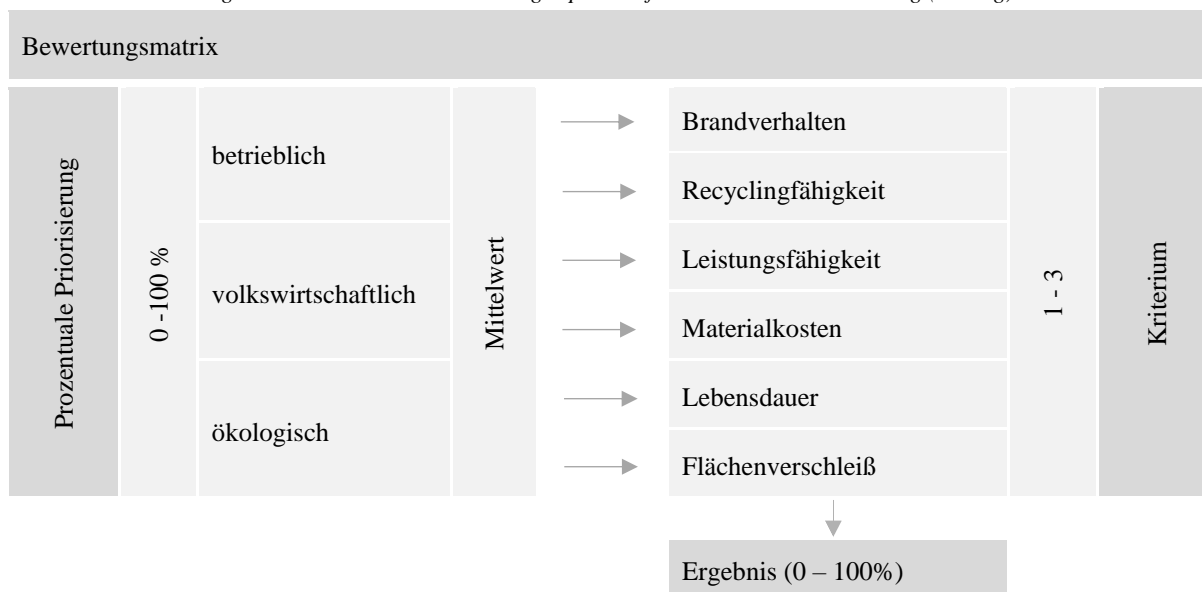


Tabelle 4-2: Bewertungsergebnis elektrochemische Energiespeicher

Redox-Flow-Batterie (All Vanadium)	Lithium-Ionen-Batterie	Natrium-Ionen-Batterie
71.7 %	60.4 %	78.2%

Die Vor- und Nachteile der Redox-Flow-Batterie und der Lithium-Ionen-Batterie sind in den gängigen Literaturquellen hinreichend beschrieben. Diese Batterien sollen vorrangig im Automobilebereich eingesetzt werden. Aufgrund der Rohstoffknappheit von Kobalt und Lithium, der Umweltbelastung durch den Lithium-Abbau und der teuren Gewinnung des Vanadiums, gibt es Bestrebungen umweltschonende und kostengünstige Batteriekonzepte basierend auf Natrium-Ionen zu entwickeln. Natrium-Ionen Akkus beinhalten kein Kupfer, Lithium oder Kobalt. Alle, für die Batterie verwendeten Materialien sind ungiftig und umweltverträglich.

Aktuell erreichen Natrium-Ionen-Batterien die Energiedichte von Lithium-Ionen Akkumulatoren nicht. Es werden Energiedichten von ca. 90% bezogen auf einen Lithium-Eisenphosphat Akkumulator (LFP) genannt [18]. Durch größere Zellformaten mit 100Ah kann die Energiedichte allerdings gesteigert werden. Zudem ist auch die Zyklenfestigkeit derzeit (noch) nicht so hoch wie bei der Lithium-Ionen-Technologie. Es werden 1000 Ladezyklen bei 100% Ladung und 3000 Ladezyklen bei einer 80% Ladung angegeben. Ähnlich wie Natrium-Ionen-Batterie, die resistent gegen tiefe Temperaturen (bis zu -20°C in [19]) sind und eine vollständige Entladung ohne Schädigung ermöglichen sind Natrium-Ionen-Batterien thermisch stabil und zeigen kein erhöhtes Brandverhalten. Führend in der Herstellung sind die Firmen CATL und Faradion. Diese Firmen haben die Entwicklung weiterverfolgt und konnten die Energiedichte immens steigern. Diese Batterien weisen gute physikalische und chemische Eigenschaften auf und die Ausgangsmaterialien sind günstiger als bei der Lithium Technologie. Natrium ist ein Alkalimetall und hat einen Anteil von 2.36% an der Erdkruste Es ist reaktiv und kommt deswegen stets in Verbindungen als Natrium-Salz vor. Weitere Natriumvorkommen bietet das Meerwasser. Es enthält ca. 11 Gramm je Liter. In [20] werden unter Voraussetzung einer Massenproduktion 25 bis 35 Euro pro kWh angesetzt. Da gleiche Fertigungsprozesse wie bei der Herstellung der Lithium-Ionen-

Batterie ablaufen, ist eine Nutzung vorhandener Fertigungskapazitäten möglich, was eine Markteinführung beschleunigt. Schon 2023 will CATL die Batterie großtechnisch vertreiben.

Da die elektrischen Eigenschaften der Natrium-Ionen-Batterie denen der Lithium-Ionen-Batterie sehr ähneln und die Lithium-Ionen-Batterie Stand der Technik ist und damit detaillierte Informationen zur Elektrochemie vorliegen, wurde zunächst ein Nutzungskonzept für die Anbindung im Zwischenkreis des Umrichters unter Verwendung der Lithium-Ionen Technologie erarbeitet (Kapitel 6) mit dem Ziel, dieses ebenfalls unter Verwendung der Natrium-Ionen Batterie nutzen zu können.

5 Der Triebstrang als Energiespeicher

Bestehende Photovoltaikanlagen können systembedingt keinen Beitrag zur Bereitstellung von Momentanreserve liefern, da sie über keinen relevanten internen Energiespeicher verfügen. Bei Windenergieanlage kann dahingegen aufgrund der hohen Trägheit des Triebstrangs eine nahezu inhärente Leistungsbereitstellung aus den Rotationsmassen erfolgen. Die vorhandene Umrichtertechnik im Zusammenspiel mit einer dynamischen Regelung des Antriebsstrangs ermöglicht den Abruf dieser Energie im relevanten Zeitbereich. Hierbei ist es von entscheidender Bedeutung, die dynamischen Vorgänge des Antriebsstrangs bei dieser Art der Leistungsbereitstellung aufzuzeigen und im Design-Prozess der Windenergieanlage einfließen zu lassen.

Zur Auslegung der mechanischen Komponenten einer Windenergieanlage ist im Allgemeinen die Höhe der Belastung zu ermitteln. Dazu werden aeroelastische Simulationsprogramme wie Flex5, OpenFast und Bladed genutzt. Durch Parametrierung der Steifigkeits- und Trägheitswerte können die zu betrachtenden Bauteile abgebildet werden. Zur Abbildung der Windgeschwindigkeit, welche über Punktelemente auf die einzelnen Blattschnitte aufgebracht wird, werden detailliert Windzeitreihen gemäß IEC 61400-1 genutzt. Die entstehenden Kräfte am Blattschnitt werden mit Hilfe der Blattelemente-Methode berechnet.

Mit Blick auf die Ermittlung und Bewertung zusätzlicher aus dem Netz kommender Belastungen auf die Strukturmechanik der Windenergieanlage ist von Nachteil, dass das Modell als geschlossenes Modell, charakterisiert durch eine feste Größe der Trägheits- und Steifigkeitsmatrix, in den spezifischen Berechnungsprogrammen vorliegt. Der Triebstrang ist als Zwei-Massen-Schwinger hinterlegt, elektrotechnische Komponenten wie Generator oder Umrichter sind nicht vorhanden. Um die Auswirkung der Bereitstellung von Momentanreserve detailliert zu untersuchen, bietet die Software OpenFAST eine Simulink Schnittstelle, welche genutzt wird um die Belastung auf den Triebstrang näher untersuchen zu können und perspektivisch die Modelle der elektrischen Komponenten einzubinden.

Bei konventionellen Großkraftwerken wird bei Netzzustandsänderungen augenblickliche Leistung (Momentanreserve) inhärent bereitgestellt. Diese kann aufgrund der augenblicklichen Anforderung nicht über das Öffnen des Dampfventils kommen, da dieser Prozess äußerst träge ist und mit erheblichen Verzögerungszeiten in der Anpassung des Massenstroms einhergeht. Vielmehr wird sich der gespeicherten Energie in den rotierenden Massen bedient. Die Turbogeneratoren sind starr mit dem Elektronenenergieversorgungsnetz gekoppelt und rotieren bei 2 poligen Ausführungen mit der Netzfrequenz. Bei Dampfkraftwerken sind es neben dem Generator vor allem die Niederdruckturbinen mit hohen Massenträgheiten woraus die Bereitstellung der Momentanreserve erfolgt. Als Anschauungsbeispiel und zum Vergleich (Tabelle 5-1) wird der Wellenstrang aus [8] genutzt. Hierbei handelt es sich um einen Dampfkraftwerksblock mit einem 775 MVA Generator, zweier Niederdruckturbinen, einer Mitteldruck- und einer Hochdruckturbine. Alle Massen sind auf einem Wellenstrang angeordnet und rotieren in diesem Beispiel mit einer Drehzahl 3600 U/min.

Windenergieanlagen weisen Nennrotordrehzahlen des Rotors von circa 12 U/min auf. Die Festlegung der Nenndrehzahl erfolgt in Bezug auf die Blattspitzengeschwindigkeit und der damit einhergehenden Geräuschemission. Die Umrichtertechnik bietet den Vorteil die Anlagendrehzahl variabel zu halten und gewährleistet damit eine optimale Energienutzung auch bei volatilen Windgeschwindigkeiten (Primärenergieangebot). Je nach Entwicklung und Technologie werden Getriebe eingesetzt, wobei WEA mit Getriebe einen relativ kleinen Generator mit einer entsprechend kleinen Massenträgheit im Vergleich zu getriebelosen Anlagen aufweisen. Allen Windenergieanlagen gemein ist, dass der Rotor eine im Verhältnis zum Generator überproportional große Massenträgheit aufweist. Eine direkte Bewertung der beschriebenen Systeme in Bezug auf den Energiegehalt ist aufgrund der unterschiedlichen Winkelgeschwindigkeiten/Drehzahlen nicht möglich. Zum Vergleich erfolgt die Berechnung der mechanischen Systemzeitkonstanten unter Nennbedingungen. Die Anlaufzeitkonstante als Maß der Trägheit errechnet sich im Allgemeinen mit:

$$T = 2 \times H = \frac{J \times \omega^2}{S_n}$$

T	Anlaufzeitkonstante	s
H	Trägheitszeitkonstate	S oder J/VA
J	Trägheitsmoment	kgm ²
ω	Mechanische Winkelgeschwindigkeit	1/s
S _n	Scheinleistung der Anlage	VA

Der Vergleich in Tabelle 5-1 zeigt eine ca. zweifache Anlaufzeitzeitkonstante der Windenergieanlage zum Turbogenerator.

Tabelle 5-1: Vergleich Anlaufzeitkonstante

	Turbogenerator Siemens		WEA W2E-120/3.0fc	
S _n	775	MVA	3	MVA
f _n	60	Hz	86.2	Hz
n _{nom}	3600	U/min	431	U/min
J _{gesamt}	41392	kgm ²	21827	kgm ²
T	7.6	s	14.8	s

Windenergieanlagen mit Vollumrichter beinhalten eine abrufbare Zusatzleistung entsprechend der Generatordrehzahl und den vorhandenen Massenträgheiten, welche vollständig entkoppelt ist von der vorhandenen Netzfrequenz. Aufgrund der Entkopplung kann der Leistungsfluss durch den maschinenseitigen Umrichter gesteuert werden. Dadurch besteht die Möglichkeit mechanische Anregungen des Triebstrangs zu dämpfen und ein auftretendes gegenpoliges Schwingen der Triebstrangkomponenten stark zu reduzieren bzw. gänzlich zu vermeiden. Das träge Verhalten von Windenergieanlagen rührt aus dem gegebenen Massenverhältnis wobei der Rotor bestehend aus den drei Blättern und der Nabe mit Abstand die größte Masse beinhaltet (siehe Abbildung 5-1), welche bei Drehmomentänderungen das System maßgeblich in Bewegung bzw. auf der Systemdrehzahl halten möchte. Die Massenträgheit des Rotors der Windenergieanlage ist im Vergleich zur Generatormassenträgheit um den Faktor 30 größer (Abbildung 5-1), woraus sich ein hohes Potential zur Bereitstellung von Momentanreserve aus den rotierenden Massen von Windenergieanlagen definiert. Der aktuelle Beitrag zur Bereitstellung von Leistung ist allerdings gering. Tendenziell werden zukünftig größere Rotoren für Windenergieanlagen eingesetzt wodurch sich die Masse der einzelnen Blätter aufgrund konstruktiv erforderlicher Maßnahmen vergrößert. Auch der Steiner Anteil des Blattes am Trägheitsmoment bei größeren Blattlängen wirkt förderlich. Gemäß mechanischer Auslegung wird es bei der Windenergieanlage zur Schwingungsneigung der Generatormasse gegen die Rotormasse kommen, wofür ein geeigneter Triebstrangdämpfungsmechanismus erforderlich wird, welcher der Schwingungsneigung entgegenwirkt.

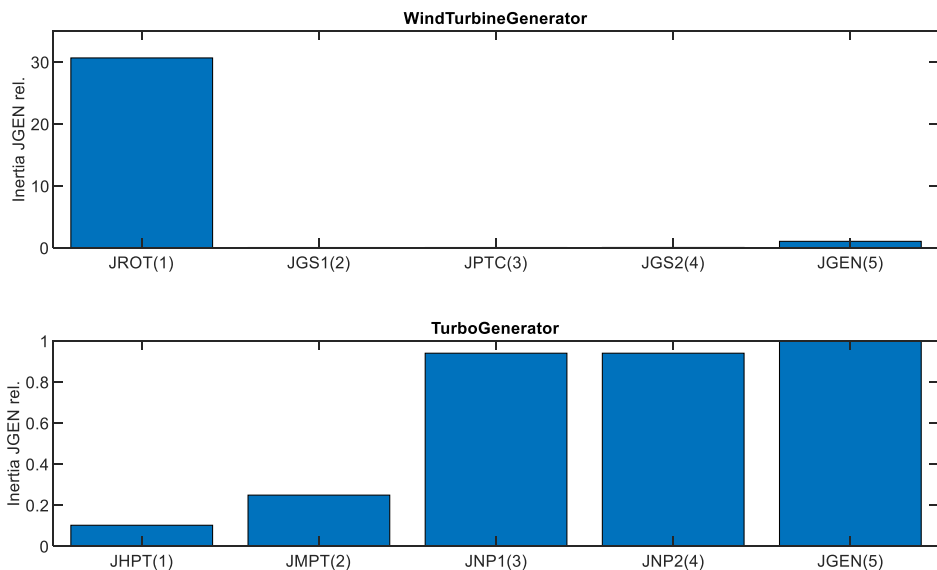


Abbildung 5-1: Gegenüberstellung der Triebstrangmassen Turbosatz [8]-WEA W2E-120/3.0fc

Bei mechanischen Schwungradspeichersystemen, Windenergieanlagen und allgemein allen rotierenden Systemen können die vorhandenen Massenträgheiten zur Frequenzstabilisierung herangezogen werden. Ähnlich zur Kondensatorerntechnik sind diese Systeme physikalisch bedingt eher zur kurzzeitigen Leistungsbereitstellung geeignet, wobei hohe Leistungswerte für eine kurze Zeit abgerufen werden können. Dies entspricht genau den Anforderungen an Speichersysteme zur Bereitstellung vom Momentanreserve.

Anders als bestimmungsgemäß verwendete Schwungradspeicher, welche bis zum Stillstand Leistung bereitstellen können, sind Windenergieanlagen in ihrem festgelegten Drehzahlbereich zu betreiben. Repräsentativ für Windenergieanlagen geht aus Abbildung 5-2 hervor, dass der Drehzahlabfall bei einem gegebenen Leistungsabruf und größer werdenden Zeiträumen steigt. In der Darstellung sind Drehzahlreduzierungen bis 11.6 % der Nenndrehzahl gegeben. Unter diesen Bedingungen können die Systeme für Zeiträume bis zu 10 Sekunden Leistung bereitstellen ohne die Anlagensicherheit bzw. den bestimmungsgemäßen Betrieb zu gefährden. Bei kleiner werdenden Zeiträumen der Leistungsbereitstellung im Millisekundenbereich ist demnach kein Drehzahlabfall zu erwarten. Aus der Abbildung 5-3 geht hervor, dass die Energiedichte des Systems eher gering ist.

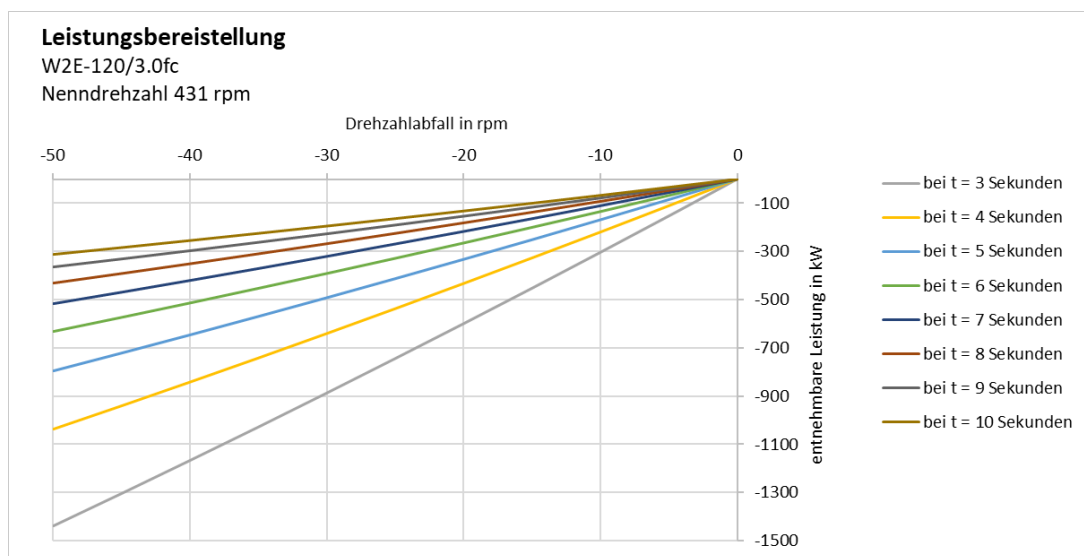


Abbildung 5-2: W2E-120/3.0fc - Entnehmbare Leistung (theoretisch)

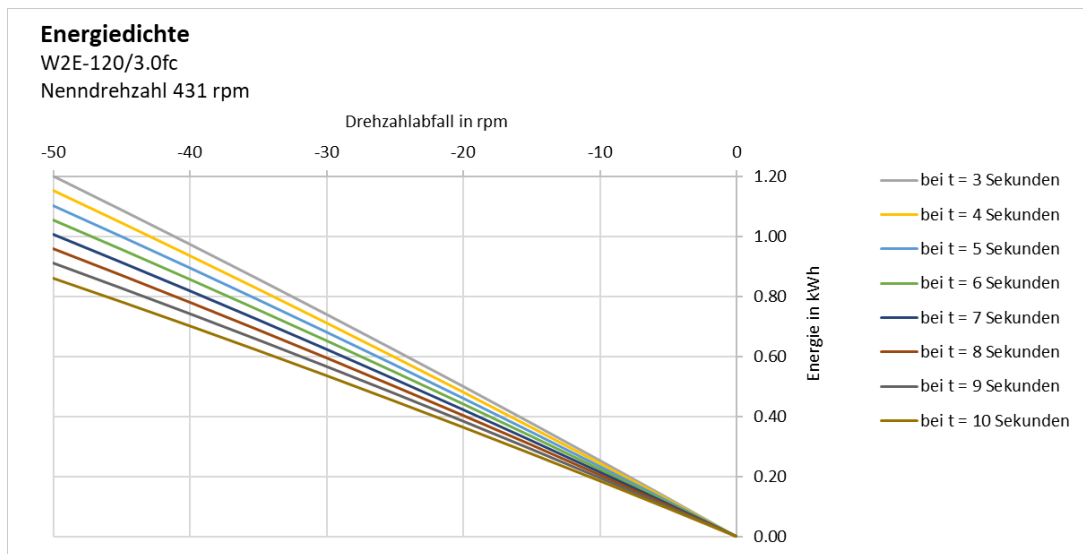


Abbildung 5-3: W2E-120/3.0fc - Energiemenge

Um die Momentübertragung im Triebstrang der Windenergieanlage W2E-120/3.0fc zu bewerten, wurde ein Modell bestehend aus mehreren Massenträgheiten genutzt (Abbildung 5-4). Das Modell wurde analysiert, um die Eigenfrequenzen zu ermitteln und nachgeschaltet eine Triebstrangdämpfung zu realisieren. Das Getriebe ist unterteilt in drei Massenträgheiten. Alle Größen werden auf eine Bildwelle projiziert.

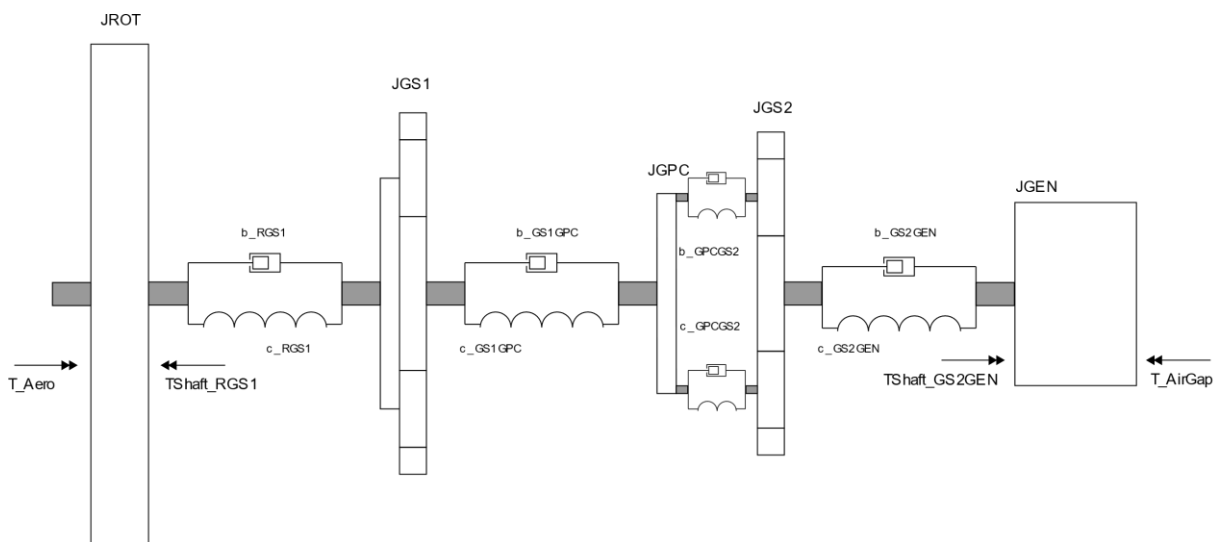


Abbildung 5-4: W2E-120/3.0fc – Triebstrangabbildung

Es ergaben sich in der Modalanalyse die in Tabelle 5-2 aufgeführten Moden mit der Zuordnung zu deren Eigenfrequenzen. Abbildung 5-5 zeigt die zugehörigen Schwingformen,.

Tabelle 5-2: Zuordnung Schwingform – Eigenfrequenz

Schwingform	Eigenfrequenz in Hz
Mode 1	0.00
Mode 2	1.71
Mode 3	91.16
Mode 4	258.32
Mode 5	1071.20

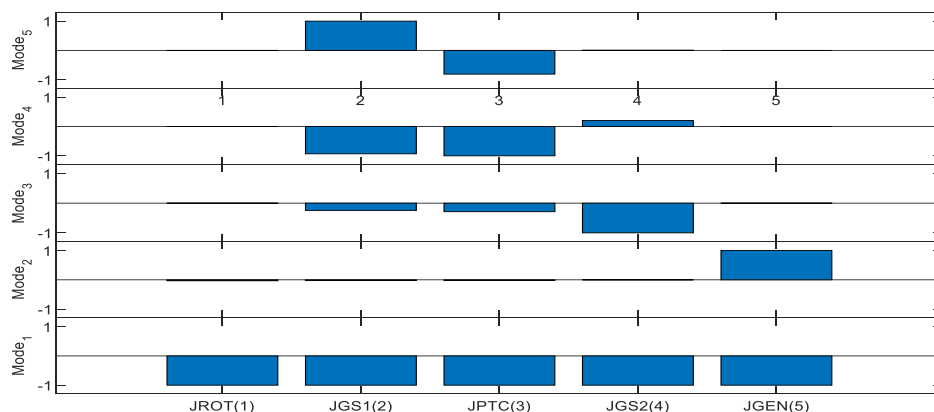


Abbildung 5-5: W2E-120/3.0fc – Triebstrangeigenformen

Im Betrieb der Anlage muss gemäß allgemeiner Erfahrung die niederfrequente Schwingung des Mode 2 ausreichend bedämpft werden. In diesem Mode schwingt der Generator gegen alle anderen Triebstrangkomponenten.

Hierzu wurde eine Triebstrangschwingungsdämpfung entworfen, um die durch das System hervorgerufene Anregung zu reduzieren. Die Triebstrangschwingungsdämpfung wurde aus zwei Verzögerungsgliedern 1. Ordnung mit gleichen Zeitkonstanten aufgebaut. In Summe führt dies zu einem Verzögerungsglied 2. Ordnung mit aperiodischem Übertragungsverhalten. Die gewählten Zeitkonstanten orientieren sich an der 1. Eigenfrequenz (Mode 2) des Triebstrangs (Abbildung 5-56).

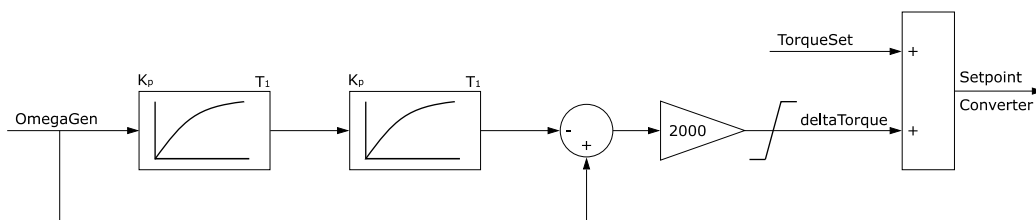


Abbildung 5-6: Triebstrangdämpfung ($K_p: 1, T_1: 0.585$)

Das Modell des Triebstrangs, exklusive Rotormasse, der Umrichter und der Generator wurden in der Simulationssoftware MATLAB/Simulink hinterlegt. Die Abbildung der Gondel, des Rotors mit den Blättern und des Turms erfolgte in OpenFAST, wobei die Konfiguration den konstruktiven Gegebenheiten der Windenergieanlage W2E-120/3.0fc angepasst wurden. Damit können Lastkomponenten an relevanten Stellen der Windenergieanlage ermittelt und bewertet werden. Mit diesem erweiterten Modell der Windenergieanlage wurden Szenarien berechnet, welche sich auf ein netzstützendes Verhalten durch den Abruf von zusätzlicher augenblicklicher Leistung (Bereitstellung von Momentanreserve) in Folge von **negativen** Winkelsprüngen beziehen. Die Berechnungen wurden in Analogie zu [9] ausgeführt. Zusätzliche Belastungen des Triebstrangs und der Tragstruktur in Folge **positiver** Winkelsprünge waren von der Betrachtung ausgenommen, da diese durch einen konventionell und generell im Zwischenkreis angeordneten Bremschopper kompensiert und somit vermieden werden können.

Die für negative Winkelsprünge bereitzustellende Zusatzleistung P_{Add} ist der im Triebstrang gespeicherten Rotationsenergie zu entnehmen. Zur Abbildung dieser zusätzlichen Belastung wurde der durch den Winkelsprung hervorgerufene Wirkleistungsverlauf des netzseitigen Umrichters genutzt, welcher ein netzbildendes Regelungsverfahren beinhaltet. Da über die mechanische Bewegungsgleichung Momente gegeben sind, erfolgte die Umrechnung der zusätzlichen Leistung über die Beziehung:

$$T_{Add} = P_{Add} / \omega_{gen}$$

Das ermittelte Moment wurde zu dem aus der Turbinenregelung kommenden Sollmoment hinzuaddiert und repräsentiert in Summe das elektrische Generatormoment. Durch dieses Verfahren wurden in der Folge erhöhte Belastungen der mechanischen Komponenten generiert. In der Ergebnisauswertung wurden dann die Belastungen an relevanten Stellen (Sensoren) gegenüber dem normalen Produktionsbetrieb NTM bei den angenommenen Windverhältnissen gegenübergestellt. Die Simulation im Zeitbereich erfolgte mit einer festen Schrittweite von 1 Millisekunde, die Simulationsdauer belief sich dabei auf 120 Sekunden. Es wurden Windgeschwindigkeiten ausgehend von 3 m/s bis 25 m/s mit einer Schrittweite von 2 m/s berücksichtigt. Zur stochastischen Absicherung wurden für jede Windgeschwindigkeit drei Windfeldzeitreihen verwendet.

Aus [9] zu entnehmen, zeigen die Untersuchungen zur Leistungsbereitstellung aus dem optimalen Arbeitspunkt heraus vor allem bei kleinen Drehzahlen hohe elektrische Momente am Generator. Um die Belastung der Komponenten der Windenergieanlage zu reduzieren, ist dieser Drehzahlbereich durch Anpassung des Regelungsverfahrens für die Turbine zu vermeiden. Aufgrund der eingesetzten Umrichtertechnik ist es möglich, im gesamten Leistungsbereich die Drehzahl unter Beachtung des gegebenen Drehzahlbandes auf jeden Wert einzustellen. Eine grundsätzliche Regelung der Anlage auf eine Konstantdrehzahl ist somit möglich.

Die nachfolgende Untersuchung (Tabelle 5-3) gibt gegenüberstellend zur optimalen Fahrweise Aufschluss über die Belastung der Windenergieanlage unter Nenndrehzahlbedingungen über den gesamten Leistungsbereich. Dazu wurde die Turbinenregelung entsprechend weiterentwickelt, sodass neben der optimalen Kennlinie ein fester Drehzahlswert verwendet wurde. Eine optimale Leistungsentnahme in R2-n_nom ist somit nicht mehr möglich. Unter gleichen Windbedingungen ist die dem Wind entnehmbare Leistung im Teillastbereich geringer. Weiterhin erhöhen sich die Reibungsverluste der Triebstrangkomponenten durch die höhere Drehzahl.

Tabelle 5-3: Gegenüberstellung der Regelungsarten für die Berechnung

Berechnung R1-n_opt	Berechnung R2-n_nom
Regelung der Turbine aus dem optimalen Arbeitspunkt heraus	Regelung der Turbine bei Konstantdrehzahl
Solldrehzahl gemäß Kennlinie im unteren Leistungsbereich	Solldrehzahl gesetzt auf Nenndrehzahl
Momentregelung: Bereich 1 – Kennliniensteuerung Bereich 2 – PI-Regelung Blattwinkelregelung: ausgeführt als PD-Regler	Momentregelung: ausgeführt als PI-Regelung Blattwinkelregelung: ausgeführt als PD-Regler

Die Leistungsabweichung zwischen den Regelungsarten unter Verwendung identischer Windzeitreihen ist über die Windgeschwindigkeit gering (Abbildung 5-7). Somit ist ein Vergleich der Wirkung zusätzlicher Leistungsbereitstellung bei auftretenden negativen Winkelsprüngen in der Netzspannung auf die mechanischen Komponenten der Windenergieanlage möglich.

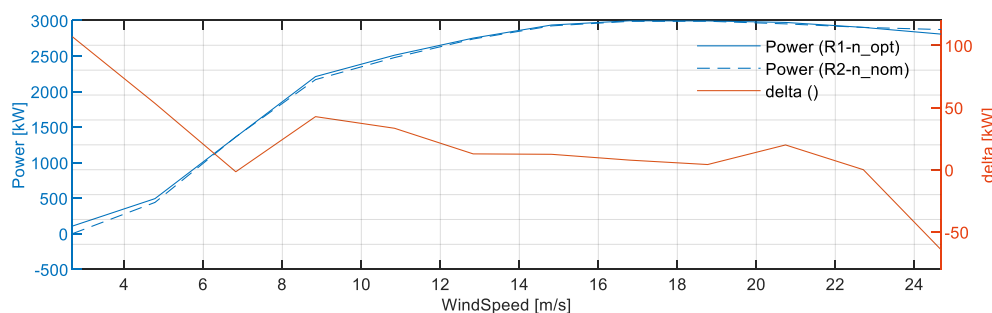


Abbildung 5-7: Leistungsabweichungen der Regelungsarten

In der Ergebnisdarstellung werden die Variablenbezeichnungen der Software OpenFAST [10] verwendet. Damit ist eine eindeutige Zuordnung gegeben, sodass die Ergebnisse nachvollzogen werden können. Die Berechnung R1-n_opt zeigt nahezu identische Ergebnisse im Vergleich mit denen in [9] aufgezeigten. Die Einbindung eines erweiterten Triebstrangmodells hat demnach keinen nennenswerten Einfluss auf die Lastweiterleitung in die strukturelle Komponenten wie beispielsweise der Turm oder die Blätter der Windenergieanlage. Durch die Regelung der Windenergieanlage auf ihre Nenndrehzahl konnten in den Berechnungsfällen die Momente in R2-n_nom im Teillastbereich erheblich reduziert werden. Im Nennlastbereich stellen sich im Vergleich mit der Berechnung R1-n_opt gleiche Drehmomente ein, da in beiden Fällen auf die Nenndrehzahl geregelt wird.

Die Drehmomente der Generatorwelle (HSShftTq) und der langsamen Welle (LSShftTq) stellen sich in R2-n_nom auf einen Maximalwert von 1.2 des Nennmoments ein. Somit können mit diesem Regelungsverfahren hohe Drehmomentwerte gänzlich vermieden werden. Das kritische auslegungsrelevante Getriebemoment (Max. GB-Tq) wird nicht erreicht (Vergleich **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** - **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

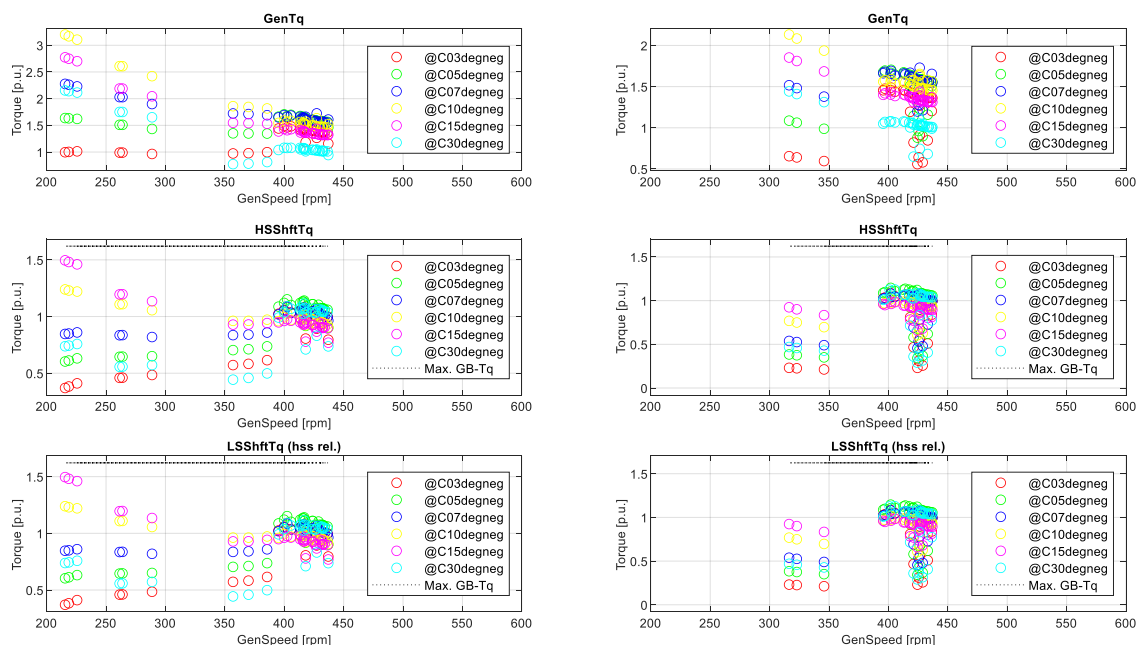


Abbildung 5-8: R1-n_opt – Maximalmomente Triebstrang Abbildung 5-9: R2-n_nom – Maximalmomente Triebstrang

Im Bereich des YAW-Lagers ist das Moment der Rechnung R2-n_nom in x-Richtung kleiner bzw. gleich des Bezugsmoments aus der NTM-Rechnung. Die Momente in y- und z-Richtung sind bei beiden Rechnungen unauffällig (Vergleich Abbildung 5-10 - Abbildung 5-11).

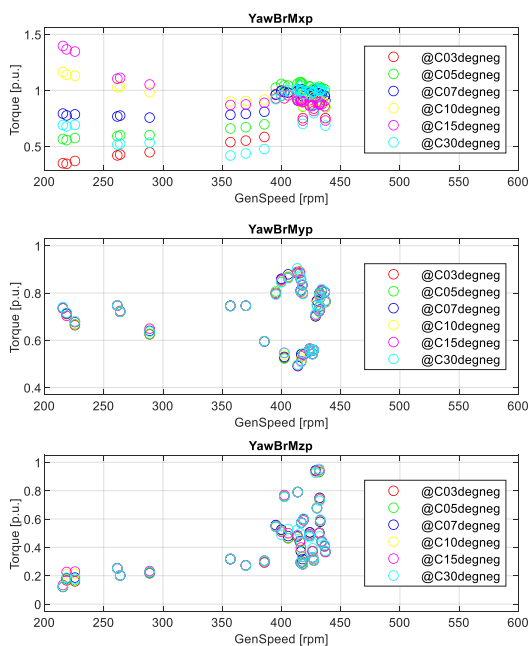


Abbildung 5-10: R1-nopt-Maximallasten Yaw

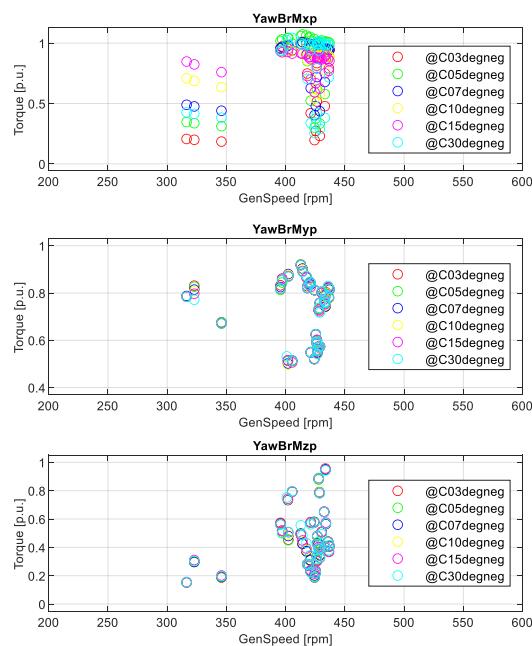


Abbildung 5-11: R2-n_nom-Maximallasten Yaw

In der Bewertung der Lebensdauer, hervorgerufen durch die Betriebslasten über 20 Jahre, wurde ein relativer Vergleich der NTM-Lastzeitreihen (NTM-Zeitreihen) und den Lastzeitreihen aus dem NTM-Betrieb in Kombination mit den Ereignissen des zusätzlichen Leistungsabrufs (Fehlerzeitreihen) unternommen. In der Gegenüberstellung präsentieren die Ergebnisse der NTM-Lastfälle die 100%ige Lebensdauer der Windenergieanlage. Die Bewertung erfolgte durch die Analyse der in den Lastzeitreihen aufgezeichneten Momente an den relevanten Stellen der Anlage. Die Verteilung der Windgeschwindigkeit wurde gemäß der IEC 61400-1 angenommen, wobei die Häufigkeit der Weibullverteilung folgt. Es wurden Fallstudien definiert, in denen die prozentuale Verteilung des Leistungsabrufs infolge verschiedener Winkelsprünge Berücksichtigung fanden (Tabelle 5-4). Dabei wurde in den Cases C1.1 und C1.2 von einer exponentiell abnehmenden Häufigkeit mit größer werdenden Winkelsprüngen im Netz ausgegangen. Bei den Cases C2.1 und C2.2 wurde der Leistungsabruf bei großen Winkelsprüngen vernachlässigt um im Ergebnisvergleich den Einfluss aufzuzeigen. Die Cases C3.2 und C3.5 berücksichtigten nur den Leistungsabruf bei Winkelsprüngen von 3°.

Tabelle 5-4: Testfalldefinition

	Angle steps	C03degneg	C05degneg	C07degneg	C10degneg	C15degneg	C30degneg	Total
Case	Distribution	54.75 %	26.83 %	13.15 %	4.51 %	0.75 %	0.01 %	100.00%
C1.1	PAdd-Events	1151	564	276	95	15	1	2102
C1.2	per 20 years	5756	2820	1381	474	80	1	10512
Case	Distribution	57.80 %	28.32 %	13.88 %	/	/	/	100.00%
C2.1	PAdd-Events	1215	595	292	/	/	/	2102
C2.2	per 20 years	6076	2977	1459	/	/	/	10512
Case	Distribution	100.00 %	/	/	/	/	/	100.00%
C3.2	PAdd-Events	10512	/	/	/	/	/	10512
C3.5	per 20 years	360562	/	/	/	/	/	360562

In der Auswertung kam das RainFlow-Count Verfahren zur Anwendung. Hierbei werden Markov Matrizen erstellt, wovon schädigungsäquivalente Einstufenkollektive für den normalen

Produktionsbetrieb ($\Delta S_{ref}, N_{ref}$) als auch für den Betrieb mit der Berücksichtigung der Fehlerzenarien ($\Delta S_f, N_{ref}$) abgeleitet werden. Weitere Einzelheiten zum Vorgang der Auswertung sind in [9] gegeben.

Eine Erkenntnis aus [9] ist, dass im Vergleich der Fehlerzeitreihen mit den NTM-Zeitserien nur Lastkomponenten in x-Richtung ein erhöhtes Schädigungspotential aufweisen. Lastkomponenten in y- als auch z-Richtung haben keinen signifikanten Einfluss. Dies wurde in diesen Rechnungen verifiziert, womit folgend die Abbildung dieser Komponenten entfällt. Bezogen auf die NTM-Lastzeitreihe der jeweiligen Berechnung zeigt die R2-n_nom eine geringere Schädigung der analysierten Lastkomponenten in Verbindung mit dem zusätzlichen Leistungsabruf aus den rotierenden Massen (Vergleich Abbildung 5-12 - Abbildung 5-13, Vergleich Abbildung 5-14 - Abbildung 5-15). Eine signifikante Reduzierung der Lebensdauer auf 75 % bezogen auf die NTM-Zeitserien, tritt nur im Testfall C3.5 ein (Abbildung 5-13, Abbildung 5-15). Da sich die verwendeten Regelungsverfahren in R1-n_opt und R2-n_nom im Teillastbereich grundlegend unterscheiden, wurden zur Bewertung der Regelungsansätze bezogen auf die Ermüdungslasten die Ergebnisse des NTM-Lastzeitreihen untereinander verglichen.

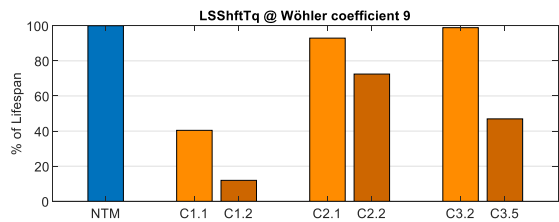
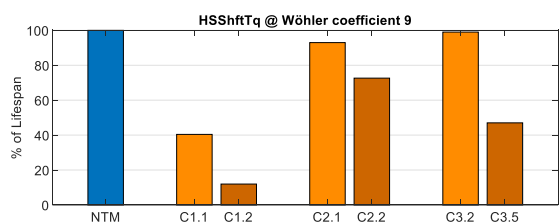


Abbildung 5-12: R1-n_opt-Ermüdungslasten Wellenstrang

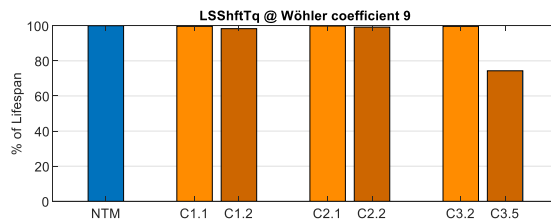
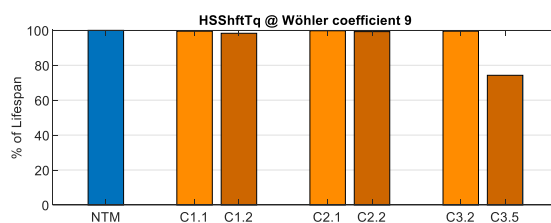


Abbildung 5-13: R2-n_nom-Ermüdungslasten Wellenstrang

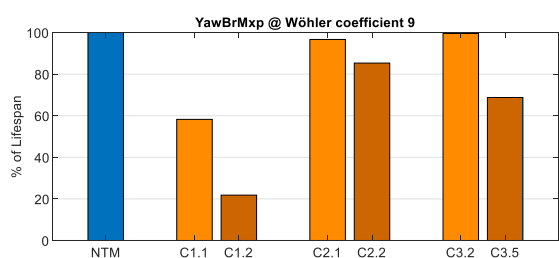


Abbildung 5-14: R1-n_opt – Ermüdungslasten Yaw-Lager

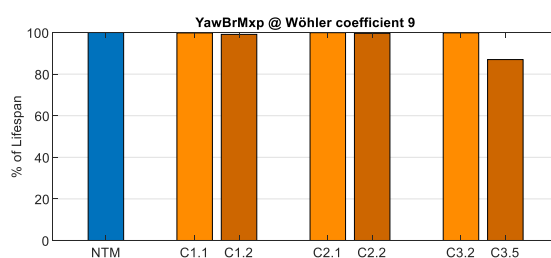


Abbildung 5-15: R2-n_nom – Ermüdungslasten Yaw-Lager

Es zeigt sich eine signifikante Lebensdauerreduzierung durch Verwendung des Regelungskonzeptes R2-n_nom. Unter Beachtung eines Wöhler Exponenten von 9 reduziert sich die berechnete Lebensdauer auf 5 %, unter Beachtung eines Wöhler Exponenten von 3 auf ca. 50 % der beispielhaft aufgeführten Lastkomponente HSSHftTq, jeweils bezogen auf das Regelungsverfahren der Windenergieanlage mit optimaler Kennlinie (Abbildung 5-16, Abbildung 5-17).

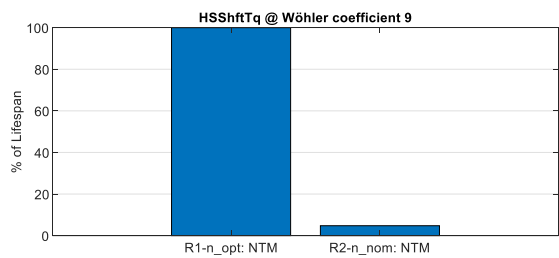


Abbildung 5-16: Vergleich NTM – HSShftTq - m=9

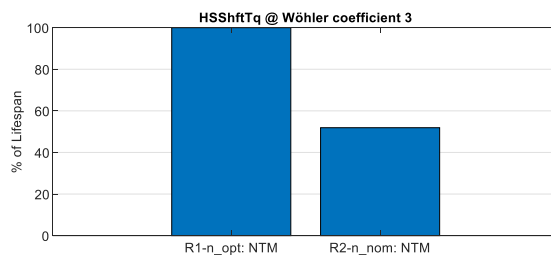


Abbildung 5-17: Vergleich NTM – HSShftTq - m=3

Als Ursache sind Lastfälle mit einer stark abnehmender Windgeschwindigkeit im Teillastbereich zu nennen. In der Berechnung R1-n_opt folgte die Solldrehzahl der optimalen Drehzahl hin zu kleineren Werten, während das Drehmoment HSShftTq auf hohe Werte gehalten werden konnte (Abbildung 5-18). Dadurch ist die Schwingungsamplitude kleiner als in der Berechnung R1-n_nom. Durch das Regeln der Windenergieanlage auf die feste Solldrehzahl musste in R2-n_nom das Drehmoment HSShftTq soweit abgesenkt werden, um die Drehzahl zu halten (Abbildung 5-18). Das Resultat spiegelt sich in der Berechnung der Lebensdauer der Lastkomponente wider.

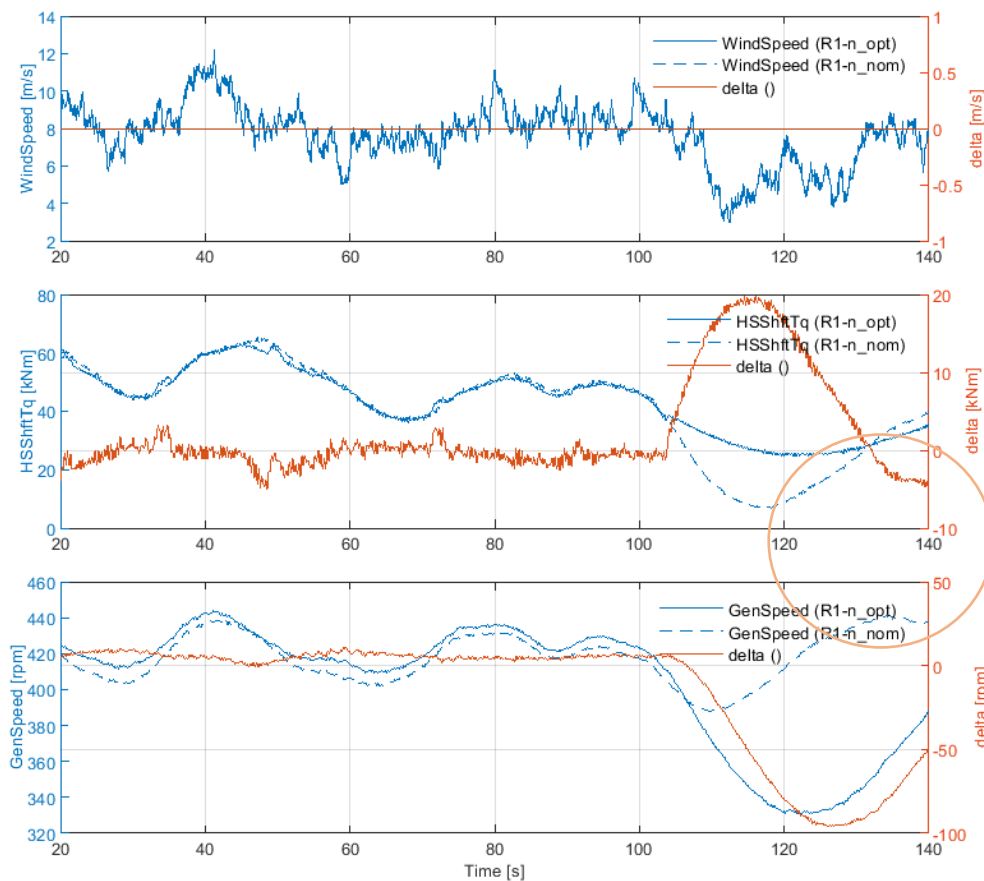


Abbildung 5-18: Vergleich NTM – Windgeschwindigkeit – Drehmoment – Generatorzahl

Die hohe Amplitudenänderung des Drehmoments HSShftTq ist demnach durch das Regelungsverfahren bestimmt und wirkt sich in der Bewertung der Ermüdungslasten negativ aus. Zur Vermeidung solcher Drehmomentänderungen kann in der Berechnung R2-n_nom die Systemsolldrehzahl auf höhere Werte gesetzt werden. Damit reduzieren sich die Drehmomentwerte und auch die Amplitudenänderungen um eine entsprechende Leistung zu erhalten. Auch wäre für solche Windsituationen oder auch generell für diesen Regelungsansatz ein erweitertes Drehzahlsollwertband zur Vermeidung hoher Drehmomentänderungen möglich.

Daraus ergeben sich für das Regelungsverfahren folgende Optimierungsansätze:

- a) Optimierung des Regelungsverfahrens durch Erhöhung der Solldrehzahl
- b) Optimierung des Regelungsverfahrens durch Implementierung eines Solldrehzahlbandes
- c) Kombination von a) und b)

Eine Bereitstellung von Momentanreserve aus den rotierenden Massen der Windenergieanlage ist grundsätzlich möglich. Die erfolgten Untersuchungen geben wertvolle Erkenntnisse über die Lastverteilung über die gesamte Windenergieanlage hinweg. Durch die höhere Belastung, vor allem der im Triebstrang befindlichen Komponenten, ist auch eine erhöhte Schädigung dieser Komponenten in der Lebensdauerbetrachtung gemäß dieser Untersuchung gegeben. Die Lastkomponenten des Turms und der Blätter weisen dabei keinen erhöhten Schädigungsgrad auf, sodass hier die bestehende Konstruktion beibehalten werden kann. Anpassungen wären nach jetzigem Kenntnisstand in den Triebstrangkomponenten und im Bereich des Yaw-Lagers vorzunehmen.

Da in den erfolgten Lastberechnungen nur ein Auszug der in der IEC 61400-1 geforderten Lastfälle verwendet wurde, ist es im Weiteren notwendig, alle in der IEC 61400-1 definierten Lastfälle in die Berechnung aufzunehmen um somit ein komplettes und aussagekräftiges Abbild der auf die Windenergieanlage einwirkenden Lasten zu erhalten. Zur statistischen Absicherung ist die Anzahl der verwendeten Windzeitreihen ebenfalls zu erhöhen.

Die Verwendung eines Triebstrangmodells höherer Ordnung in Verbindung mit einer entwickelten Triebstrangdämpfung führte durch den zusätzlichen Leistungsabruf nicht zu Anregung von Komponenten der Windenergieanlage. Durch die Abbildung der einzelnen Triebstrangkomponenten in Matlab/Simulink besteht die Möglichkeit der Modellerweiterung. Damit können detaillierte Untersuchungen zur Lastverteilung und -weiterleitung über die Zahnflanken der Getriebezahnräder aufgezeigt werden. Es stehen umfangreiche Werkzeuge in Matlab/Simulink zur Verfügung.

Der Ergebnisvergleich zur Bereitstellung von Momentanreserve aus den rotierenden Massen der Windenergieanlage unter Verwendung zweier Regelungsverfahren (R1-n_{opt}, R2-n_{nom}) zeigt in der Bewertung der Extremlasten kleinere Werte in R2-n_{nom}. Auch in der Bewertung der Ermüdungslasten ist durch den zusätzlichen Leistungsabruf eine geringere Schädigung der Komponenten gegeben. Resultierend erweist sich das Regelungsverfahren in R1-n_{opt} für diesen Zweck als eher ungeeignet.

Durch den Regelungsansatz in R2-n_{nom} (Regelung der Windenergieanlage auf Nenn Drehzahl) konnten, verglichen mit dem in R1-n_{opt}, kleine Drehzahlen vermieden werden, welche in Verbindung mit dem zusätzlichen Leistungsabruf hohes Schädigungspotential aufweisen.

Im Vergleich der Regelungsansätze im normalen Betrieb (NTM) führt die Verwendung des Regelungsansatzes in R2-n_{nom} zu einer höheren Schädigung, bedingt durch das Regelungsverfahren an sich. Zur Reduzierung dieses Schädigungspotentials im normalen Betrieb ist dieser Ansatz zu optimieren.

6 Elektrische Energiespeicher installiert im Umrichtersystem

Die Nutzung eines elektrochemischen Energiespeichers in Kombination mit dem netzspannungsbildenden Regelungsverfahren geht mit einer Erweiterung des bestehenden Umrichterkonzepts einher. Im verwendeten Modell speist eine Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 3 MW die aus dem Wind gewonnene Energie über das Vollumrichtersystem in das elektrische Netz ein. Die Zwischenkreisspannung beträgt 1150 V, die netzseitige Nennspannung 690 V bei einer Auslegung des Umrichtersystem für eine elektrische Leistung von 4,25 MW. Der

maschinenseitige Umrichter speist dabei die aus der Windenergie gewandelte elektrische Energie in den Zwischenkreis ein. Bei konventionellen Vollumrichteranlagen (ohne zusätzlichen Energiespeicher) sorgt der netzseitige Umrichter über die Regelung der Zwischenkreisspannung auf einen konstanten Sollwert dafür, dass stationär die aus der Windenergie gewandelte elektrische Energie vollständig ins Netz eingespeist wird. Um Energie für die Erbringung von Momentanreserve bereitzustellen und/oder den Schwarzstart der Windenergieanlage liefern zu können, wurde ein Batteriespeicher über einen Hoch- Tiefsetzsteller zusätzlich in den Zwischenkreis des Vollumrichtersystems eingebunden. Abbildung 6-1 zeigt diese erweiterte Topologie der Windenergieanlage mit EES.

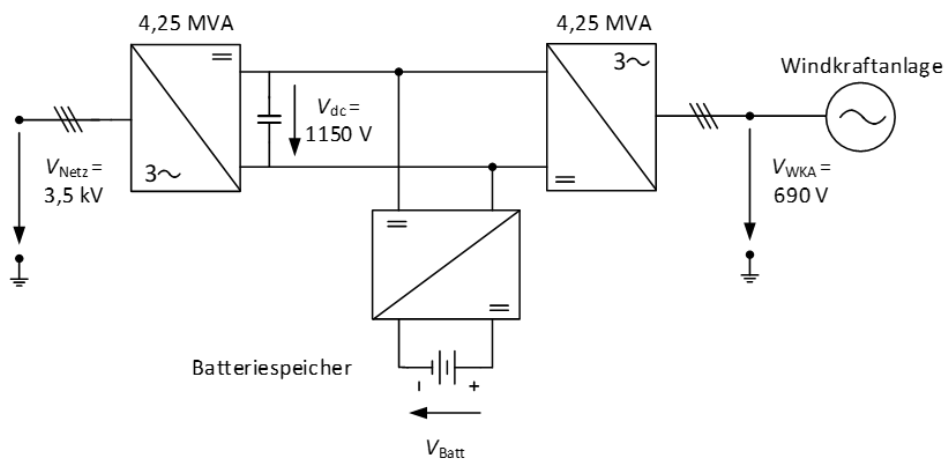


Abbildung 6-1: Topologie der Windenergieanlage mit EES

Für den Kilowatt- bis Megawatt-Leistungsbereich liegen die typischen Batteriespannungen (V_{Batt}) aktueller Batteriespeichersysteme im Bereich zwischen 500 V [12] und 1050 V [13]. Da der Batteriespeicher nur eine unterstützende Funktion hat und nicht die Gesamtleistung der Windenergieanlage aufbringen können muss, wurde eine Leistung des Hoch- Tiefsetzstellers von 1 MW angenommen. Die Spannungs- und Leistungsparameter lassen die Verwendung von Niederspannungs-IGBT-Modulen zu. Für die Wahl der Topologie des Hoch-Tiefsetzstellers ist entscheidend, dass die Spannung bei der Wahl eines geeigneten Batteriespeichers maximal um den Faktor 2 hochgestellt werden muss. Zudem wird der Batteriespeicher zur Erhöhung der Effizienz nur bei Bedarf benutzt, aufwendigere Umrichter-Topologien wie beispielsweise kaskadierte Umrichter oder Multilevelumrichter wurden nicht betrachtet. Auch galvanisch isolierte Topologien unter Verwendung eines Transformators scheidet aufgrund der Größe und der Platzverhältnisse in der Windenergieanlage aus. Daher wurde im Folgenden ein einfacher bidirektionaler Hoch-Tiefsetzsteller verwendet.

Neben einem sicheren und zuverlässigen Betrieb sorgt das Batteriemanagementsystem (BMS) für eine optimale Ausnutzung der Batteriekapazität und trägt zu einer möglichst langen Lebensdauer des Lithium-Ionen-Batteriespeichers bei. Gefährliche Zustände können sowohl durch mechanische Beschädigungen, fehlerhaften Aufbau als auch durch zu hohe elektrische und thermische Belastungen entstehen. In Folge dessen können toxische oder brennbare Stoffe austreten. Durch die Bildung von Gasen im Innern des Speichers können gefährlich hohe Drücke entstehen. Es kann zum sogenannten Thermal Runaway kommen, bei dem ein Kurzschlussstrom umliegende Bereiche aufheizt, sodass eine Kettenreaktion entsteht und die gesamte gespeicherte Energie auf einmal freigesetzt wird.

Die Höhe des Lade- und Entladestroms muss begrenzt werden, da sonst die Zellkapazität und das Leistungsverhalten darunter leiden, aus gleichem Grund muss ebenso die Umgebungstemperatur durch Heizen oder Kühlen in einem bestimmten Bereich gehalten werden. Eine gewisse Wärme ist aufgrund der Beweglichkeit der Ionen und der Fähigkeit der Elektroden zur Aufnahme der Ionen allerdings systemdienlich. Als ideale Umgebungstemperatur gelten 20 °C bis 40 °C. Die Temperaturabhängigkeit wurde zur Vereinfachung in den Betrachtungen nicht berücksichtigt. Da die Alterung der Batterie auch

von der Anzahl der Ladezyklen sowie von dem Ladezustand abhängen, muss eine Überladung oder Tiefentladung verhindert werden. [11].

Auch die Einzelzellen müssen koordiniert und somit vor Überladung, Tiefentladung und Übertemperatur geschützt werden. Da die Kapazität der gesamten Zellen in einer Reihenschaltung nicht größer ist als die kleinste Kapazität einer Einzelzelle, sollten alle Zellen denselben Umgebungsbedingungen ausgesetzt sein und möglichst gleichmäßig geladen werden. Wenn die äußeren Zellen bei schnellem Laden voll sind, können die restlichen Zellen nicht mehr genutzt werden. Die schwächste Zelle bestimmt also das Verhalten des gesamten Systems. Um die einzelnen Zellen zu schützen und effizient ausnutzen zu können, überwacht das BMS alle Zellen und gleicht ungleiche Ladungszustände gezielt aus. Dies wurde für die durchgeführten Simulationen als gegeben angenommen.

Die Verfügbarkeit im gewünschten Anwendungsbereich muss gewährleistet werden, d.h. der Ladezustand muss sich jederzeit in einem für die Anforderungen geeigneten Bereich befinden. Das Standardladeverfahren für Lithium-Ionen-Batterien ist das „constant current – constant voltage“ Verfahren (CC-CV). Bis zur Ladeschlussspannung wird mit konstantem Strom geladen und nach Erreichen dieser maximal zulässigen Spannung mit konstanter Spannung und abnehmendem Strom. Die Bestimmung der Batteriezustandsgrößen ist dabei essenziell für das BMS, jedoch sind State of Charge (SoC) und State of Health (SoH) keine messbaren Größen und müssen mit Hilfe von Strom-, Spannungs- und Temperaturmessungen modelliert werden. Da die Gesamtzellspannung bei Lithium-Ionen-Batterien im Gegensatz zu Blei-Säure Batterien nur gering vom Ladezustand abhängig ist, muss die Zustandsdiagnostik und die Berechnung des SoC vor allem durch Strommessungen erfolgen. [11].

Bei der Peak Current Mode Regelung (PCMC) hingegen wird der Spitzenwert des Stroms durch die Spule verwendet und anschließend mit dem nichtlinearen inneren Stromregler weiterverarbeitet. Das Flip-Flop wird mit der Schaltfrequenz f_s gesetzt, die Spule lädt sich auf und der Strom steigt an. Sobald der Strom größer ist als durch die Spannungsregelung vorgegeben, wird das Flip-Flop zurückgesetzt und der Strom durch die Spule sinkt wieder (Abbildung 6-2). Dadurch enthält die PCMC bereits inhärent eine Strombegrenzung und schützt die Bauteile des Hochtiefsetzstellers. Wenn das Tastverhältnis größer als 0,5 ist, kommt es bei der Peak Current Mode Regelung zum Auftreten von subharmonischen Oszillationen, chaotisch schwankender Tastverhältnisse und somit zur Instabilität des Systems, wenn keine Gegenmaßnahmen getroffen werden. Deswegen muss ein sägezahnförmiges Signal mit der gleichen Frequenz wie der Schaltfrequenz f_s und einer, je nach nötigem Tastverhältnis, ausreichend großen Steigung zu dem gemessenen Strom addiert werden.

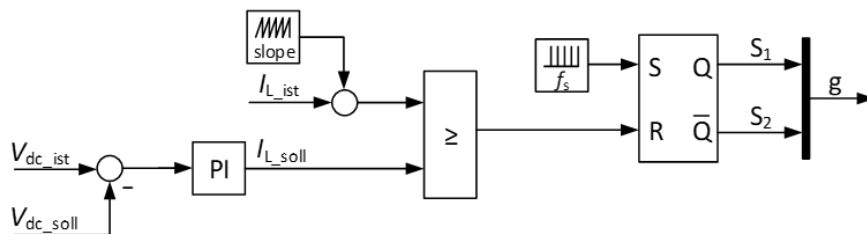


Abbildung 6-2:Prinzip Peak Current Mode Regelung

Abbildung 6-3 gibt einen Überblick über den mit einem Batteriesystem erweiterten elektrischen Aufbau einer Windkraftanlage, wie er in MATLAB/Simulink modelliert wurde. Dabei wurde das elektrische Netz durch eine programmierbare Spannungsquelle mit Innenimpedanz modelliert, woran über einen Transformator sowie der Netzfilter der netzseitige Umrichter angebunden ist. Im Gleichspannungszwischenkreis wurde wie bei konventionellen Umrichtersystemen eine Kapazität zur Spannungsglättung vorgesehen.

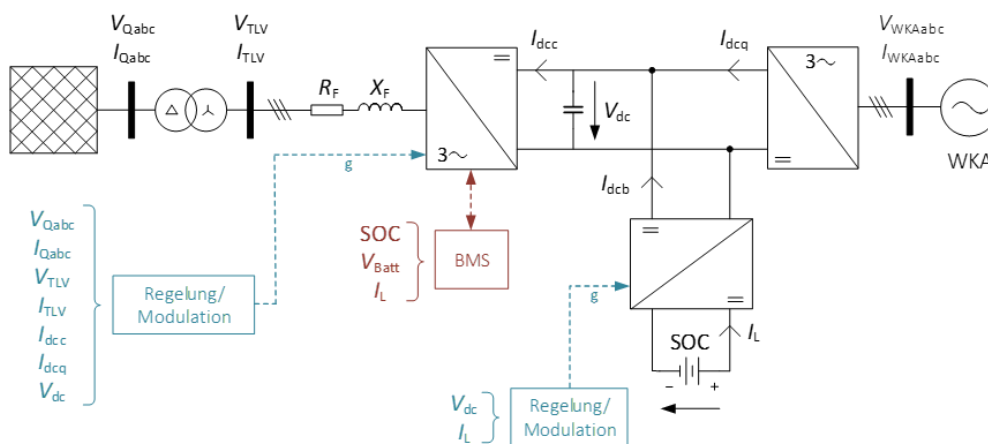


Abbildung 6-3: Modellstruktur Einbindung Batterie

Tabelle 6-1 enthält die relevanten Kenngrößen der Batterie und Tabelle 6-2 die des Hoch-Tiefsetzstellers.

Tabelle 6-1: Kenngrößen des Batteriespeichers

Typ	Lithium-Ionen
Nennspannung	884 V (V_{Batt})
Kapazität	360 kWh
C-Rate	3 C

Tabelle 6-2: Kenngrößen des Hoch- Tiefsetzsteller

Spannung US	V_{Batt}
Spannung OS	1150 V
Induktivität	2 mH
Kapazität	35,28 mF

Eine sorgfältige Prognose des Verhaltens eines Batteriespeichers erfordert ein Batteriemodell, welches die chemischen, elektrischen und thermischen Eigenschaften der Batterie nachbilden kann. Dafür stellt MATLAB/Simulink bereits einen vorgefertigten Block „Generic Battery Model“ mit verschiedenen Parametrierungsmöglichkeiten bereit, welcher entsprechend der gegebenen Parameter der Lithium-Ionen-Batterie konfiguriert wurde. Temperatur, Alterungs- und Selbstentladungseffekte wurden dabei nicht berücksichtigt. Vereinfachend wurde zudem angenommen, dass die Lade- und Entladeeigenschaften gleich sind. Der Innenwiderstand ist konstant und verändert sich nicht mit der Amplitude des Stroms. Ebenso bleibt die Kapazität von der Amplitude des Stroms unbeeinflusst. Dieser Effekt ist bei der Wahl eines geeigneten Batteriespeichers und Einhaltung der vorgegebenen Strombegrenzungen generell zu vernachlässigen. Der Batteriespeicher wurde somit vereinfacht durch eine geregelte Spannungsquelle mit Innenwiderstand nachgebildet (Abbildung 6-4).

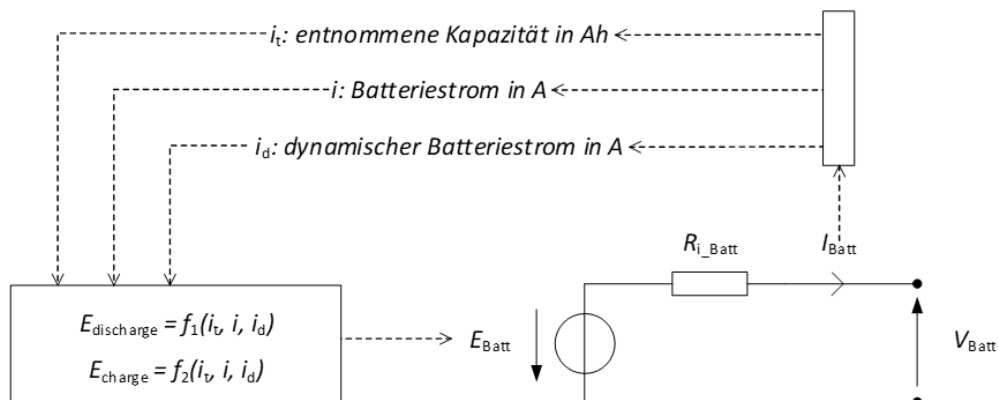


Abbildung 6-4: Lade- und Entlademechanismus Batterie

Mit dem Batteriestrom (I_{Batt}) wurde die entnommene Kapazität i_t und ein tiefpassgefilterter Anteil des dynamischen Batteriestroms i_d berechnet. Folgende Formeln bilden dann eine Vorgabe E_{Batt} für die geregelte Spannungsquelle und beeinflussen so die Ausgangsspannung des Batteriemodells:

$$E_{\text{discharge}} = f_1(i_t, i, i_d) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_d - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_t + A \cdot e^{-B \cdot i_t}$$

$$E_{\text{charge}} = f_2(i_t, i, i_d) = E_0 - K \cdot \frac{Q}{i_t + 0,1 \cdot Q} \cdot i_d - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_t + A \cdot e^{-B \cdot i_t}$$

Aus den Modellgleichungen und dem Zählpfeilsystem ergibt sich ein negativer Batteriestrom beim Laden und ein positiver Batteriestrom beim Entladen der Batterie. Die Berechnungen enthalten die maximale Batteriekapazität Q , eine Polarisationskonstante K und die konstante Spannung E_0 . A und B sind Faktoren für die Spannung und Kapazität im exponentiellen Bereich der Lade- und Entladeeigenschaften. Insgesamt ist die Entladekurve für das Lithium-Ionen Modell in drei Teile aufgeteilt (Abbildung 6-5). Im ersten Teil ist der exponentielle Spannungsabfall von der vollgeladenen Batterie ausgehend zu beobachten. Der zweite Teil der Entladekurve stellt die Spannung während der Entladung der Batterie im Nominalbereich dar, bis die Spannung die Nominalspannung erreicht. Im dritten Bereich wird der Spannungsabfall bis hin zur vollständigen Entladung der Batterie dargestellt.

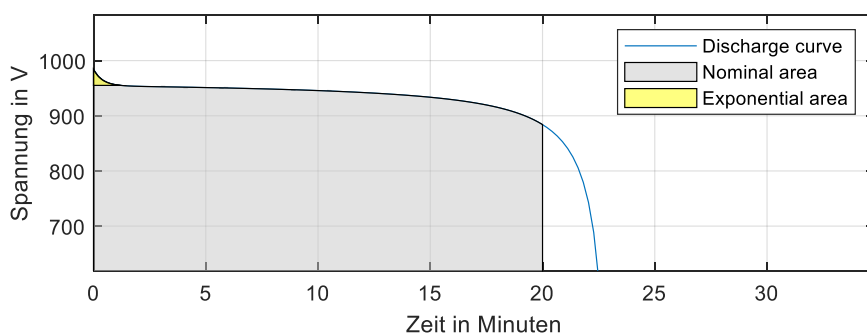


Abbildung 6-5: Ladekurve der Batterie

In Abbildung 6-6 wird die Bedeutung der C-Rate veranschaulicht. Bei 1 C ist der Batteriespeicher nach einer Stunde entladen. Bei einem um den Faktor drei erhöhten Entladestrom ist der Batteriespeicher jedoch nach 20 Minuten entladen, dies wurde für die Auslegung des verwendeten Batteriewechselrichters vorgegeben.

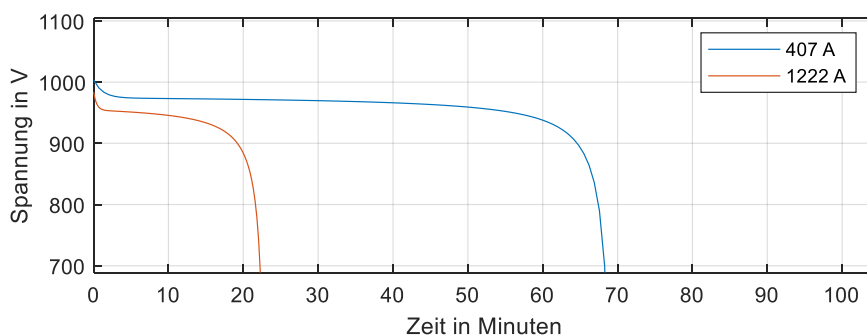


Abbildung 6-6: C-Rate der Batterie

Bei den nachfolgend gezeigten Simulationsergebnissen wurde der netzseitige Umrichter mit dem in Kapitel 3 beschriebenen spannungseinprägenden Regelungsverfahren simuliert, um aufzuzeigen, dass in Kombination mit dem Batteriewechselrichter Momentanreserve erbracht werden kann. Durch dieses Regelungsverfahren verhält sich der Umrichter zum Netz wie eine geregelte Spannungsquelle, wobei die innere Spannung auf dynamische Zustandsänderungen im Netz nur träge reagiert und somit inhärent Leistung in Form von Momentanreserve bereitgestellt wird. Zusätzlich ist eine dynamische Strombegrenzung implementiert, da inhärente Ausgangsströme für die Bereitstellung der

Momentanreserve zu einer Überlastung der Halbleiter führen können. Die Regelung der Zwischenkreisspannung erfolgt in dem erweiterten Umrichterconcept allein über den Hoch-Tiefsetzsteller des Batteriespeichersystems. Auf der Netzseite des Simulationsmodells wurden verschiedene Netzzustandsänderungen mit einer programmierbaren Spannungsquelle nachgestellt. So konnten durch Laständerungen hervorgerufene Änderungen des Netzspannungswinkels oder der Netzspannungsamplitude simuliert werden.

Abbildung 6-7 zeigt die vom Netz abgegebene Wirkleistung P_{TLV} bei einem Winkelsprung von 6 °. Zum Vergleich ist in Rot die Wirkleistung bei einer Simulation mit einer idealen Spannungsquelle im Zwischenkreis dargestellt. Die beiden Verläufe stimmen überein. Wobei die Leistung im Zusammenspiel mit dem Batteriewechselrichter mehr schwingt, da dieser zeitverzögert erst über die Veränderung der Zwischenkreisspannung eingreifen und regeln kann. Der Ladezustand des Batteriespeichers spiegelt entsprechend zunächst die Aufnahme der Leistung, ab t = 5,4 s sinkt der Ladezustand aufgrund eines leichten Überschwingens der netzspannungsbildenden Regelung wieder.

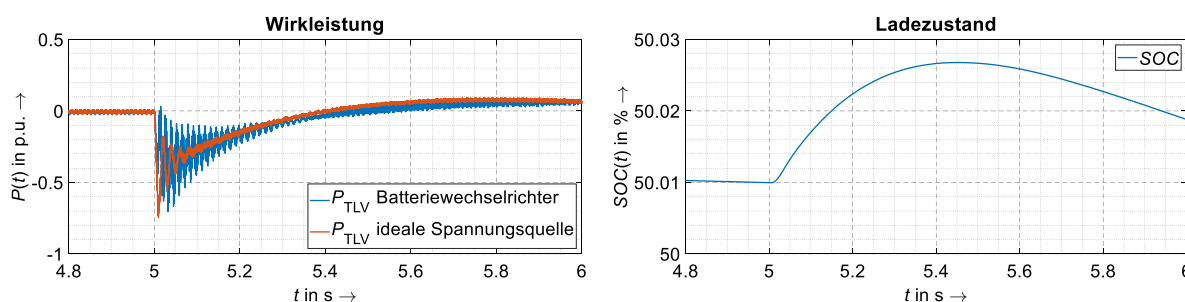


Abbildung 6-7: Winkelsprung von 6° im Netz bei t = 5 s

Bei Abbildung 6-8 wird gezeigt, wie die Anordnung auf eine Spannungsamplitudenänderung im Netz reagiert. Auch hier ist wieder der Vergleich der Wirkleistung unter Einsatz einer idealen Spannungsquelle und dem Batteriewechselrichter dargestellt. Dieser reagiert zwar ähnlich, jedoch weniger stark als die ideale Spannungsquelle und benötigt etwas mehr Zeit zum Ausregeln. Der Ladezustand wird von der in Summe geringen Wirkleistung kaum beeinflusst.

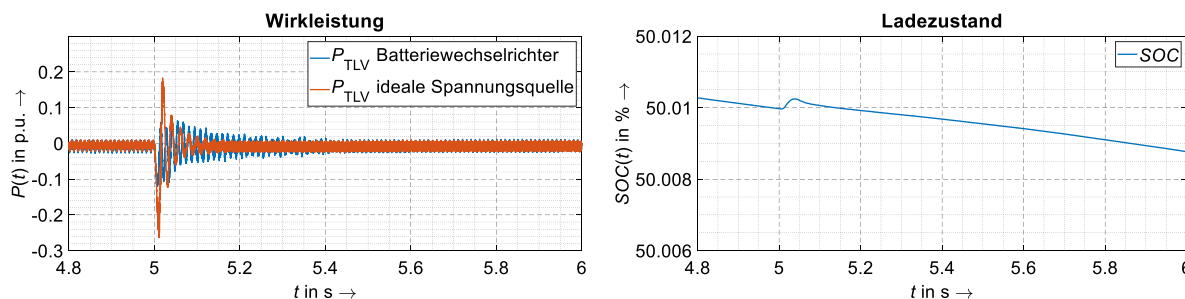


Abbildung 6-8: Amplitudenänderung um 0,1 p.u. zwischen t = 5 s und t = 5,01 s

Um die Batterie wieder auf den definierten Soll-Ladezustand von 60 % zu laden, funktioniert das BMS ähnlich wie die Zwischenkreisspannungsregelung des netzseitigen Umrichters eines konventionellen Umrichtersystems. Dazu wird auf den Eingang des Wirkleistungssollwerts des netzseitigen Umrichters nun der Ausgangswert der Laderegelung des BMS gelegt, womit die notwendige Leistung in den Zwischenkreis gefahren oder entnommen wird, um die Batterie auf den definierten Soll-Ladezustand zu führen. Diese Lade-Regelung des BMS kann aufgrund der Speicherkapazität der Batterie sehr langsam erfolgen und beeinflusst damit das netzbildende Verhalten des netzseitigen Umrichters nicht. In Abbildung 6-9 wird die netzseitige Leistung mit und ohne BMS verglichen. Ist der Ladezustand kleiner als 60 %, ist die netzseitige Leistung zunächst negativ, da Leistung in den Zwischenkreis gefahren wird, um den Batteriespeicher aufzuladen. Entsprechend andersherum bei einem Ladezustand größer als

60 %. Die augenblickliche Änderung der Leistungsabgabe in Bezug auf die Leistung vor dem Winkelsprung ($t < 4s$) (Momentanreserve) ist somit nahezu identisch.

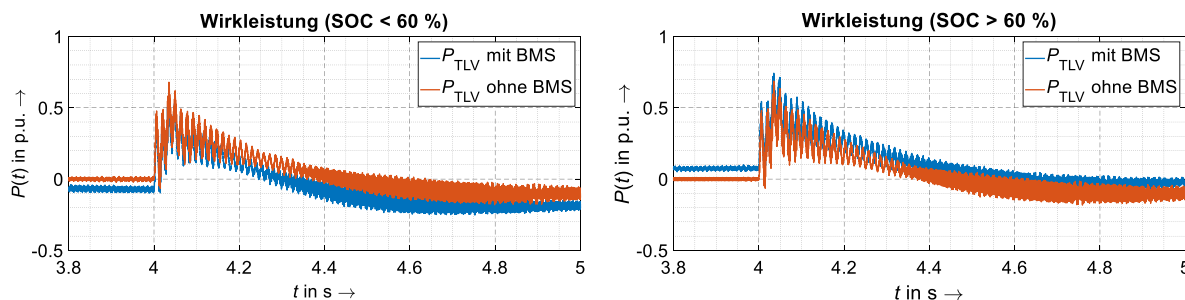


Abbildung 6-9: Einfluss des BMS bei einem Winkelsprung von -9° im Netz bei $t = 4 s$

Zusätzlich speist der maschinenseitige Umrichter die durch die Windenergieanlage gewandelte elektrische Energie in den Zwischenkreis ein. Ohne Batteriewechselrichter (BWR) wird die volle Leistung über den netzseitigen Umrichter an das Netz weitergegeben. Mit BWR ist das BMS entscheidend für die Weitergabe und Verteilung der Leistung zwischen Netz und BWR. In der Simulation wurde der maschinenseitigen Umrichter über eine Stromquelle modelliert, welche zum Zeitpunkt $t = 10 s$ einen Gleichstrom in den Zwischenkreis einspeist, welcher mit der Zwischenkreisspannung eine Leistung von $0.4 p.u.$ ergibt. In Abbildung 6-10 sind die Ergebnisse von 3 verschiedenen Simulationen dargestellt. Ohne eine Regelung durch das BMS werden die von der Windenergieanlage erzeugten $0.4 p.u.$ nahezu direkt an das Netz weitergegeben. Ist der Ladezustand kleiner als 60 % und der Batteriespeicher lädt auf, ist die an das Netz abgegebene Leistung um die Batterieladeleistung geringer und umgekehrt. Gemäß Abbildung 6-11 ist die inhärente Leistungsabgabe als Reaktion auf Winkelsprünge der Netzspannung unabhängig von der aktuellen Einspeisung der Windenergieanlage ($0.4 p.u.$ ab $t = 5 s$) gegeben, da die netzseitige Leistung wieder $0.4 p.u.$ beträgt, sobald die Winkeländerung zum Zeitpunkt $t = 10 s$ ausgeglet ist.

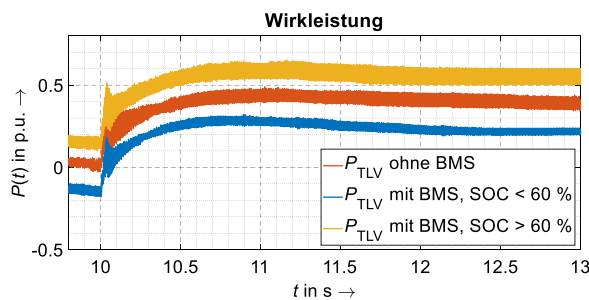


Abbildung 6-10: netzseitige Wirkleistungsabgabe ab $t = 10 s$

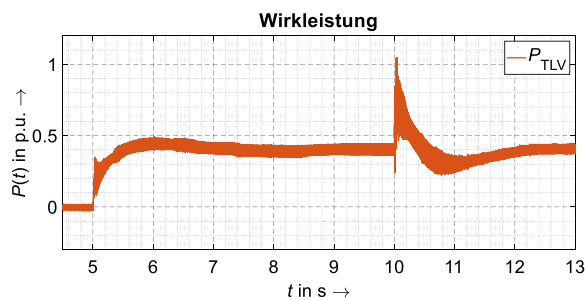


Abbildung 6-11: netzseitige Leistungsbereitstellung bei Winkelsprung von -9° im Netz bei $t = 10 s$

7 Konzeptentwicklung zur Umsetzung der Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit und die Inselnetzbetriebsfähigkeit von regenerativen Erzeugungsanlagen sind bislang von den geforderten Systemdienstleistungen ausgenommen.

Eine Energieerzeugungsanlage ist schwarzstartfähig, wenn diese nach dem Abfahren und vollständiger Netztrennung ohne ein äußeres anliegendes Netz angefahren werden und für eine durch den Netzbetreiber vorgegebene Dauer, Nennspannung und Nennfrequenz an dem Netzanschlussklemmen bereitstellen kann. Dabei ist die wesentliche Herausforderung, die während des Anfahrprozesses

notwendige Bereitstellungsenergie der elektrischen Verbraucher (Betriebsmittel) innerhalb der Erzeugungsanlage zu decken.

Bei der Inselnetzbetriebsfähigkeit muss die Erzeugungsanlage Verbraucher innerhalb eines räumlich begrenzten Netzes (Inselnetz) mit Energie versorgen und durch Lastschwankungen hervorgerufene Frequenzänderungen ausregeln können. Hierzu muss die Erzeugungseinheit bei einem Leistungsüberschuss im Inselnetz bis zu ihrer technischen Mindestleistung entlastet, bei einem Leistungsmangel entsprechend auf ihre Nennleistung hochgefahren werden können. Ein Nachweis der Inselnetzfähigkeit ist in Simulationen derart erfolgt, dass die Erzeugungsanlage mit ggf. parallelen Verbrauchern durch das Öffnen des am NAP befindlichen Netzschalters vom Netz getrennt wird, ohne eine Signalgebung an die Erzeugungsanlage. Damit bildet sich eine kleinstmögliche Netzinsel aus. Ist außer dem Eigenverbrauch der Erzeugungsanlage keine Last vorhanden, spricht man bei konventionellen Kraftwerken vom „Fangen im Eigenbedarf“, was den kritischsten Laständerungsfall für die Erzeugungsanlage darstellt. Geprüft wird dabei, ob die Erzeugungsanlage in einen stabilen Betrieb übergeht.

Um einen Schwarzstart nach Systemausfall zu ermöglichen, werden zwischen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber vertragliche Vereinbarungen getroffen. Derzeit (Stand 2020) gibt es 174 schwarzstartfähige Anlagen, die jeweils über eine Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW verfügen. 26 dieser Anlagen werden von den Übertragungsnetzbetreibern für den Netzwiederaufbau vorgesehen [14]. Für den Schwarzstart sind vor allem bei Wasserkraftwerken technische Voraussetzungen vorgesehen, um diese Eigenschaft zu erfüllen. Gasturbinenkraftwerke können ebenfalls als schwarzstartfähige Kraftwerke ausgeführt sein. Bei diesen Kraftwerken ist der Betrieb bei Auftreten eines Inselnetzes mit inbegriffen. Der Nachweis dieser Funktionalität erfolgt bei der Inbetriebnahme. Thermische Kraftwerke werden dahingegen weniger auf Schwarzstartfähigkeit ausgelegt. Dies hat einen konstruktiven Hintergrund, da mit dem Abschalten der Anlage eine Abkühlung von Betriebstemperatur auf Umgebungstemperatur einhergeht. Durch die Abkühlung verkürzt sich die Turbinenwelle und „klemmt“ im Gehäuse. Ein Anfahren ist nur mit vorher durchzuführender Vorwärmung der Welle möglich. Dennoch können diese Erzeugungsanlagen sich auf Eigenbedarfsversorgung abfangen und im Inselnetzbetrieb betrieben werden. Zum Erreichen einer Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit muss eine Erzeugungsanlage prinzipiell in der Lage sein, netzbildend zu agieren. Dazu müssen konventionellen Kraftwerke, welche einen direkt gekoppelten elektrisch erregten Synchrongenerator verwenden, mit einer Drehzahl- und Spannungsregelung ausgestattet sein. Hierfür wird die Drehzahl über den Massenstrom über die Turbine und die Höhe der Klemmenspannung über den Erregerstrom des Generators geregelt.

Bei der Energieerzeugung aus Wind und Sonne werden heutzutage leistungselektronische Umrichter verwendet, die nach aktuellem Stand der Technik im Netzparallelbetrieb stromeinprägend bzw. netzfolgend geregelt werden. Hierbei wird für die Synchronisierung der Umrichterregelung ein extern anliegendes Netzspannungssystem benötigt, an dem sich die Wirk- und Blindleistungsregelung orientiert. Eine Schwarzstartfähigkeit und eine Inselnetzbetriebsfähigkeit sind bisher nicht vorgesehen. Durch die installierte Umrichtertechnik ist durch eine Änderung des Regelungsverfahrens, weg vom netzfolgenden Verhalten und hin zu einem netzbildenden Verhalten, die Bildung einer stabilen Netzspannung möglich. Konstruktive Hardware-Anpassungen des Umrichters müssen nicht durchgeführt werden. Bestehende Umrichtersysteme können somit alleinig durch Anpassung der Software ein netzbildendes Verhalten als Baustein zur Erfüllung des Inselnetzbetriebs und der Schwarzstartfähigkeit erreichen.

In der Entwicklung der Funktionalitäten des Inselnetzbetriebs und des Schwarzstarts dient als Grundlage und Basis dieses Projekts die Windenergieanlage W2E-120/3.0fc. Die Systemanalyse zum Schwarzstart und zur Inselnetzbetriebsfähigkeit der Windenergieanlage beinhaltet folgende Punkte:

- Aufnahme des Ist-Zustands der Eigenbedarfsversorgung
- Erfassung vorhandener Energiespeicher innerhalb der Windenergieanlage
- Betriebsführungsabläufe im Startvorgang
- Energiemengen der Windenergieanlage (Eigenbedarfsmessung, Maximalmengen)

Die Eigenbedarfsversorgung der Windenergieanlage ist als klassische Stromverteilung aufgebaut. Als Kernkomponente dient hierzu die Niederspannungshauptverteilung. Die Versorgung erfolgt über einen Eigenbedarfstransformator, worüber die Spannung des 690 V Systems auf 400 V transformiert wird. Die Eigenbedarfsversorgung bleibt von der Auslösung des im Umrichter vorhandenen Leistungsschalters unberührt. Dies ist notwendig, um die Hilfs- und Steuerungseinrichtungen auch nach Einstellung der Produktion und Abschaltung des Umrichters weiterhin mit Energie zu versorgen. Während des Betriebes wird die für den Eigenbedarf benötigte Energie durch die Windenergieanlage selbst gedeckt. Im gestoppten Zustand und beim Starten wird die Energie aus dem Netz entnommen. Anlageninterne Ereignisse können zur Einstellung der Produktion führen. Die Ursachen solcher Ereignisse werden darauffolgend abgestellt, sodass die Produktion wieder aufgenommen werden kann. Solche Ereignisse können z.B. eine erhöhte Kühlwassertemperatur oder eine starke mechanische Anregung der Konstruktion insbesondere des Turms (Schwingungsneigung) bei bestimmten Windverhältnissen sein. Der Betriebsführung werden solche Ereignisse mitgeteilt und die Energieproduktion eingestellt. Bestimmte planmäßige Ereignisse erfordern auch die Einstellung der Produktion, damit ein einwandfreier Anlagenzustand wiederhergestellt werden kann. Zu nennen sind hier das Entdrillen des Mittelspannungskabels (Loop) im Turm der Anlage oder Fahrten zum automatischen Schmieren der Antriebsverzahnung der Windnachführung oder der Blattverstellung. Während solcher Ereignisse wird zur Versorgung der Betriebsmittel die Energie aus dem Netz über den Eigenbedarfstransformator bezogen.

Bei einem Ausfall des Versorgungsnetzes schaltet sich die im Netzparallelbetrieb befindliche Windenergieanlage ab. Dies geschieht über den Unterspannungsauslöser. Damit wird auch der im Umrichter befindliche Leistungsschalter geöffnet. Die Eigenbedarfsversorgung wird nicht geschaltet, um sofort nach Netzwiederkehr die Versorgung sicherzustellen. Für die Dauer des Netzausfalls ist eine Versorgung des Eigenbedarfs nicht möglich. Einzig die Steuerung und die Notbeleuchtung werden über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung für einen gewissen Zeitraum (ca. 1 Stunden) über eine 24 VDC-Batterie gespeist. Weiterhin wird die Flugwarnbefehrerung über eine weitere separate Batterie gespeist. Im Blattverstellungssystem sind Kondensatorbänke enthalten, welche bei Netzausfall die geforderte Notfahrt in Richtung Fahnenposition gewährleisten.

Die vorhandenen Energiespeicher in der Windenergieanlage sind entsprechend des Verwendungszwecks ausgelegt und installiert. Da diese Energiespeicher keine wesentlichen Energiemengen enthalten, können diese nicht für einen Schwarzstart herangezogen werden. Somit müssen für den Schwarzstartfall ein separater Energiespeicher vorgesehen werden. Wesentlich ist die Deckung des Eigenenergiebedarfs und damit die Versorgung der Betriebsmittel, damit ein sicheres Anfahren der Anlage und die Aufnahme der Einspeisung erfolgen kann. Der Prozess ist charakterisiert durch die zu durchlaufenden Zustände während des Startens und der Überführung in den Zustand „Produktion“. Der Start ist stark abhängig von den vorhandenen Umgebungsbedingungen. Bei Tieftemperaturen ist es vorgesehen, Komponenten vorzuwärmen, was über installierte Heizsysteme erfolgt. Vorgewärmt müssen typischerweise das Getriebe, das Kühlwasser des Umrichters und die Niederspannungshauptverteilung, die Aktivierung erfolgt über parametrisierte Schwellwerte [15].

Im Weiteren sind alle manuellen Betriebsführungsfunktionen wie z.B. die Rotorpositionierung von der Beschreibung ausgenommen, da ein automatisierter Schwarzstart ermöglicht werden soll. Dazu wird zunächst der Automatikstart bei normaler Umgebungstemperatur analysiert. Die Vorwärmung von Komponenten, wodurch ein zusätzlicher Energiebedarf entsteht, wird dabei von der Betrachtung ausgenommen. Es werden die Zustände der Tabelle 7-1 durchlaufen.

Tabelle 7-1: Zustände im Betriebsführungsablauf der W2E-120/3.0fc

Zustand	State_OS
Start	1
Pitchtest 1	3
Pitchtest 2	4
Pitchtest 3	5
Pitchtest 4	6
Safety Release Check	21
Safety test 1	7
Safety test 2	8
Anemometer Test	9
Freewheel	10
Increase RPM	11
Cut in	13
Production	15

Zur Bestimmung der Energiemengen im Startprozess können die Datenblätter der Betriebsmittel/Verbraucher ausgewertet werden. In der Betrachtung ergibt sich ohne die Berücksichtigung der Komponenten zur Windnachführung und zur Blattverstellung eine Permanentleistung in Höhe von 39.4 kW. Bei Berücksichtigung des Blattverstellungsystems erhöht sich die Leistung auf 69.4 kW. Da viele Betriebsmittel/Verbraucher über Frequenzumrichter gespeiste Motoren darstellen, die meist nicht bei Nennlast betrieben werden, ist die Summation der Nennwerte bezogen auf die Auslegung einer „Startbatterie“ nicht aussagekräftig. Hierbei würde die Batterie deutlich überdimensioniert werden und damit höhere Kosten verursachen. Durchgeführte Messungen der Energiemengen im Startvorgang spiegeln deutlich den Energiebedarf wider. Der Messaufbau geht aus Abbildung 7-1 hervor. Die Messung erfolgt über die vorhandenen Stromwandler und das Steuerungssystem in der Windenergieanlage, konkret das Mess- und Schutzmodul der Firma Bachmann. Die Stromwandler befinden sich auf der Niederspannungsseite des Maschinentransformators und sind um die Stromschienen der Phasen 1 bis 3 installiert. Dort erfolgt auch der Spannungsabgriff.

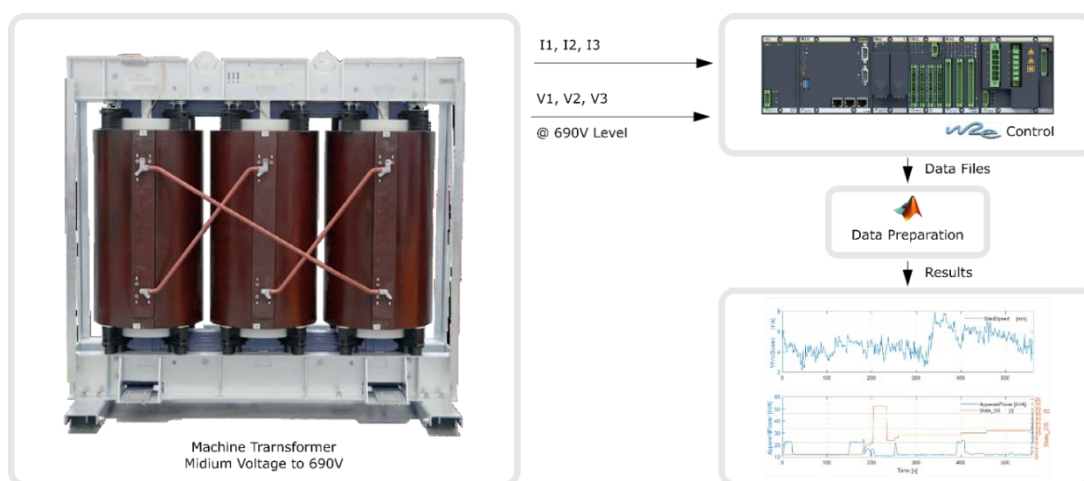


Abbildung 7-1: Eigenbedarfsmessung und Datenaufbereitung

Um den Einfluss der Windnachführung der Gondel zu umgehen, ist die Verstellung im Messzeitraum deaktiviert. In der Auswertung und zusammenfassend ergeben sich über die verwendeten Messzeitreihen im Mittel die Werte der Tabelle 7-2. Die Maximalleistung ist im Zustand „Cut in“ gegeben. Die Dauer dieses Zustandes ist sehr gering. Der Leistungsbezug wird durch den Umrichter verursacht, da die Zwischenkreisspannung von der Vorladung auf Nennwerte gebracht wird. Neben der hohen Leistungsbereitstellung im Zustand Cut-In, ist ein hoher Leistungsbedarf in den Zuständen der Pitch-Tests zu erkennen. Hier ist die Blattverstellung aktiv und muss entsprechen mit Energie versorgt werden.

Tabelle 7-2: Ergebnisse Eigenbedarfsmessung

State	Max Duration [s]	Mean Duration [s]	Max Power [kVA]	Mean Power [kVA]	Max Total Energy [kVAh]	Mean Total Energy [kVAh]
1 Start	181	143	14,88	12,57	0,75	0,51
3 Pitchtest 1	4	4	20,07	14,59	0,03	0,02
4 Pitchtest 2	3	3	14,65	13,63	0,02	0,02
5 Pitchtest 3	10	9	16,49	16,02	0,04	0,05
6 Pitchtest 4	6	6	18,11	16,23	0,04	0,03
21 Safety Release	29	29	11,73	11,60	0,10	0,10
7 Safety Check 1	18	18	11,32	11,21	0,06	0,06
8 Safety Check 2	16	9	17,75	16,11	0,07	0,04
9 Anemometer Test	233	164	12,68	12,14	0,78	0,56
10 Freewheel	237	127	14,31	12,64	0,78	0,44
11 Increase RPM	116	102	14,54	12,95	0,42	0,37
13 Cut in	1	1	42,83	21,44	0,03	0,02

Es ergeben sich für den Typ W2E-120/3.0fc folgende Maximalwerte für den Startprozess (Tabelle 7-3) für die Zustände 1 (Start) bis 13 (Cut in). Durch Summation der einzelnen Maximalenergiemengen der Zustände ergibt sich die Gesamtenergie von 3.09 kVAh.

Tabelle 7-3: Maximalwerte Startprozess WEA W2E-120/3.0fc

Description	Value	Unit
Maximum Apparent Power	42.83	kVA
Maximal Apparent Energy	3.09	kVAh
Maximum Time Duration	854	Seconds

Die Windnachführung der Gondel über den YAW-Antrieb ist abhängig von der sich ändernden Windrichtung. Der Energie- und Leistungsbedarf muss in der Auslegung der Batterie beachtet werden. Untersuchungen haben gezeigt, dass der Leistungsbedarf unterhalb des Leistungsbedarfs im Zustand „Cut in“ liegt (Abbildung 7 2; roter Kreis). Der anzulegende Leistungswert für die Batterie bleibt damit bestehen und orientiert sich an den ermittelten Wert des Zustands „Cut in“ (13).

Zur Bereitstellung der Energie für den Eigenbedarf im Schwarzstartfall gibt es im Wesentlichen zwei Konzepte, zum einen kann eine dezentrale Versorgung direkt am Verbraucher erfolgen, zum andern eine zentrale Anordnung der Batterie um alle Verbraucher mit Energie zu versorgen. Die dezentrale Variante ist für diesen Zweck mit erheblichen Nachteilen verbunden. Zu nennen ist der erhöhte Materialeinsatz, da für jeden Verbraucher eine Speichereinheit, ein geeigneter DC/DC-Wandler und Wechselrichter verwendet werden müssen. In Summe steigen der Kostenaufwand bei der Installation und der Materialeinsatz. Auch muss an den Verbrauchern Platz für die Installation zur Verfügung stehen, was sich bei beengten Platzverhältnissen in der Windenergieanlage nicht ohne Weiteres realisieren lässt. Aufgrund der Vielzahl an Systemen steigt die Fehlerhäufigkeit, sodass der Ausfall eines Systems den Schwarzstart nicht mehr ermöglicht.

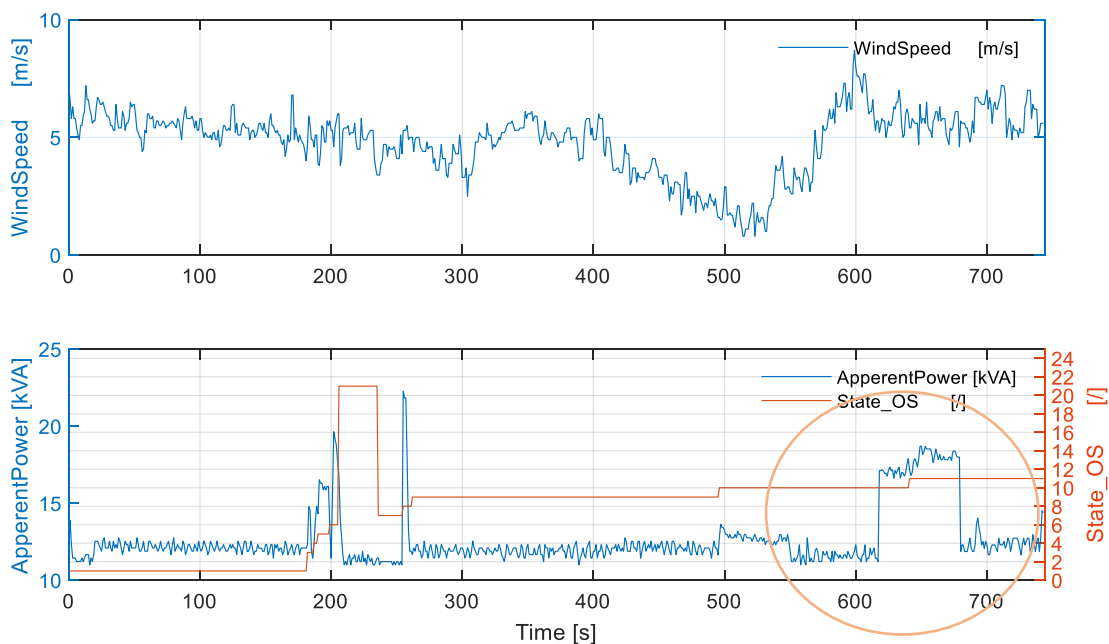


Abbildung 7-2: P_02_02 (StartProcedure_ManYaw_0kVAr_202105181035.csv)

Bei der zentralen Versorgung der Betriebsmittel über einen Batteriespeicher ergeben sich Vorteile in der Dimensionierung, da nicht alle Verbraucher zeitgleich in Betrieb sein müssen. In der Betriebsführung kann eine intelligente Steuerung implementiert werden, welche bspw. einen zeitgleichen Betrieb von bestimmten Verbrauchern verhindert. Denkbar wäre zum Beispiel eine Verriegelung der Windnachführung und der leistungsintensiven Ölpumpen. Die Pumpen brauchen zumindest im Schwarzstartfall nicht zwangsläufig zeitgleich mit der Windnachführung betrieben werden, da die Anlage aus dem Stillstand hochfährt und eine Kühlung während des Hochfahrens nicht notwendig ist. Eine Überdimensionierung kann somit ausgeschlossen werden. Weiterhin bietet die zentrale Anordnung vielfältige verschaltungstechnische Vorteile, welche bewertet wurden. Hier gibt es ebenfalls zwei Hauptvarianten, wie die Batterie verknüpft werden kann. Einerseits kann die Einbindung auf der Wechselspannungsseite oder andererseits direkt in den DC-Kreis des Umrichters erfolgen. Als Auslegungskriterium hat die Versorgung der Betriebsmittel bei Ausfall des Batteriespeichers und Anliegen des Versorgungsnetzes eine hohe Priorität erhalten, wodurch die Einbindung auf der Wechselspannungsseite erfolgen muss. Somit bleibt auch der bestehende Aufbau der Niederspannungsverteilung weitestgehend erhalten, eine Nachrüstung des Speichers bei bestehenden Anlagen wäre möglich. Mit dem gewählten Konzept wird eine robuste Eigenbedarfsversorgung erreicht (Abbildung 7-3). Im Produktionsbetrieb wird der Eigenbedarf durch den Generator und bei gestoppter Windenergieanlage über das Netz gedeckt. Je nach Füllstand der Batterie kann diese auch geladen werden. Somit basiert das gewählte Konzept auf der bestehenden Eigenbedarfsversorgung und stellt eine Erweiterung dar.

Bspw. bietet die Fa. COMMEO robuste Speichersysteme basierend auf der Lithium-Ionen Technologie an. Diese Systeme zeichnen sich im Allgemeinen durch eine sehr hohe Brandsicherheit und Lebensdauer aus. Aus der Untersuchung zur Ermittlung der notwendigen Energie und Leistung im Startprozess der Windenergieanlage wurde eine erhöhte Leistungsbereitstellung ermittelt (siehe Tabelle 7-3), wonach der Batteriespeicher COMMEO ESB 112 ausgewählt wurde. Dieser Speicher zeichnet sich durch eine hohe Leistungsbereitstellung (konfiguriert auf 79 kW) und kompakte Abmaße aus. Der Speicher ist geeignet den für die Niederspannungsverteilung notwendigen Kurzschlussstrom zu liefern, sodass keine Änderungen an der bestehenden Schutztechnik notwendig werden. Die Installation der Batteriemodule erfolgt in einem Industrieschaltschrank, wodurch das Anreihen an die bereits verwendeten

Umrichterschränke möglich ist. Die Kosten für den Batteriespeicher inklusive Batteriemangementssystem belaufen sich auf ca. 28000 Euro. Bei einer angegebenen Lebensdauer von 12 Jahren unter Beachtung der angegebenen Zyklenzahl für das Laden und Entladen von 100 pro Jahr, ergeben sich für die 3 MW Windenergieanlage Kosten auf die erzeugte kWh von 0.024 Cent.

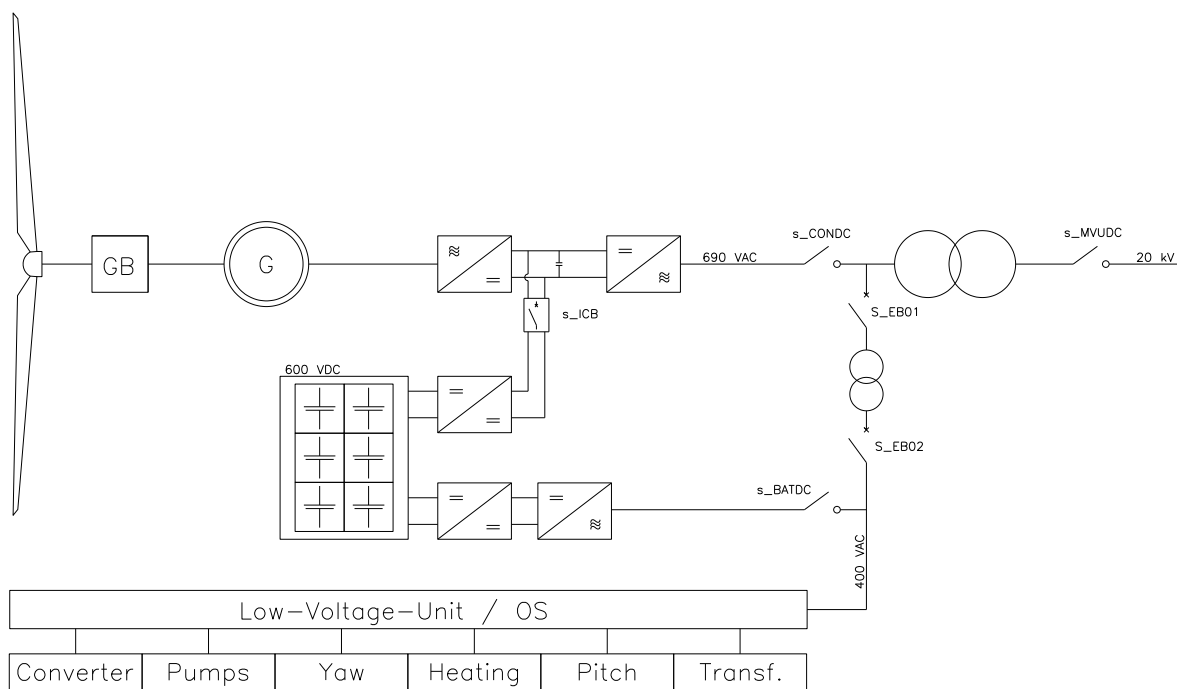


Abbildung 7-3: Einbindung des Batteriespeichers auf der 400 VAC Ebene

Für zukünftige Anwendungen ist auch eine Ankopplung des Speichers an den Zwischenkreis des Hauptumrichters über einen DC/DC-Wandler vorgesehen, um größere Speicher mit höheren Kapazitäten im MWh-Bereich für eine erweiterte Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu nutzen. Der Speicher und die peripheren Einrichtungen zur Energiewandlung sind entsprechend zu dimensionieren. Eine Installation im Turm der Windenergieanlage wäre möglich.

Mit dem ausgewählten Ersatzstromsystem, dem netzbildenden Umrichter und der Anpassung der Betriebsführung und Regelung sind wesentliche Voraussetzungen gegeben, um die Windenergieanlage ohne ein anliegendes äußeres Netz zu starten. Für einen erfolgreichen Start werden weitere Bedingungen definiert, welche ebenfalls für den Start der Windenergieanlage gegeben sein müssen. Dazu zählen vor allem die Zustandsbeschreibung der Schalterstellungen in der Anlage und die Definition eines Netzgebietes, welches nach erfolgtem Start eingeschaltet wird. Prinzipiell werden sukzessiv Netzabschnitte dazu geschaltet, um so immer größere unter Spannung stehende Netzabschnitte zu erhalten bis letztlich das komplette Versorgungsnetz wieder unter Spannung steht. In der weiteren Betrachtung wird sich jedoch auf die Zuschaltung des von der Windenergieanlage zu speisenden Windparknetzes nebst einigen Verbrauchern beschränkt, um den Start und das Verhalten der Windenergieanlage bei der Zuschaltung und dem Abfangen auf Eigenbedarf aufzuzeigen.

Der Start der Windenergieanlage wird analog dem Normalstart bei vorhandenem Netz durchgeführt, da mit dem gewählten Ersatzstromsystem ausreichend Energie zur Verfügung steht. Mehrere Starts (mindestens drei) können durchgeführt werden, ohne die Systemsicherheit zu gefährden. Für die gesamte Dauer des Startprozesses kann die Blattverstellung gespeist werden. Damit ist die Funktion gewährleistet und bei z.B. auftretenden Böen wird die Maschine im Drehzahlbereich gehalten. Zur Abbildung der Vorgänge beim Start der Windenergieanlage werden die Prozesse weitestgehend im Modell hinterlegt. Der Start kann somit unter Berücksichtigung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten und Turbulenzintensitäten getestet werden. Der Start bei Schräganströmung

durch eine fehlerhafte Windausrichtung der Gondel wird in der Untersuchung vernachlässigt. Das OpenFAST-Modell beinhaltet jedoch diese Funktionalität, sodass der Anlagenstart zukünftig auch unter diesen Bedingungen geprüft werden kann. Die Signale der Tabelle 7-4 werden zur Beschreibung der entwickelten Schwarzstart-Funktion genutzt. Der Startprozess wird initiiert durch das Freigabesignal von der Netzleitwarte. Darauf folgend setzt das Batteriemangement über die Batterie und den vorhandenen Batteriewechselrichter das 400VAC-System unter Spannung. Dies wird durch das Schließen des Schalters s_BATDC signalisiert. Die Niederspannungshauptverteilung wird unter Spannung gesetzt. Nun kann die Steuerung starten. Nach dem Hochfahren wird der Signaleingang „Schwarzstart“ abgefragt und die Windenergieanlage gestartet.

Tabelle 7-4: Signale und Schalterstellungsmeldungen während des Schwarzstarts

Ziffer	Signalbezeichnung	Beschreibung
1	s_BATDC	Zuschaltung Eigenbedarfsbereitstellung Batterie
2	b_Start	Beginn Startprozedur
3	s_CONDC	Zuschaltung Umrichter (Netzkopplung)
4	b_ConCtrl	Beginn Führung Umrichter/ Turbinenregelung als Drehzahlregelung aktiv
5	b_Produ	Beginn Leistungsbereitstellung (Produktion; Zustand 15)
6	b_AdPset	Flag Sollwertaktualisierung OC (Vorgabe Umrichter)
7	b_FrqCtrl	Beginn Frequenzregelung (Basis Umrichtersollwert)
8	b_AddPow	Beginn AddPower Mode
9	s_MVUDC	Zuschaltung Mittelspannungsnetz (Schließen Mittelspannungslasttrennschalter)
10	s_BATDC	Einstellung Eigenbedarfsbereitstellung Batterie
11	B_AuxSup	Beginn Eigenbedarfsversorgung (Deckung über Hauptumrichter)
12	s_MVUDC	Abfangen auf Eigenbedarfsversorgung (Öffnen Mittelspannungslasttrennschalter)

Es ergibt sich ein Verfahrensschema gemäß Abbildung 7-7, in dem nicht nur der eigentliche Start, sondern auch der Betrieb der Windenergieanlage unter den angenommenen Bedingungen und das Abfangen auf Eigenbedarf beschrieben wird. Beispielhaft soll der Startprozess und das darauffolgende Verhalten bei Sollwertvorgaben durch den Umrichter in Kombination mit einer erweiterten Frequenzregelung für Windenergieanlagen aufgezeigt werden. Die gewählte Windgeschwindigkeit beträgt 7 m/s (Abbildung 7-5).

Nach der Freigabe wird die Startprozedur eingeleitet. Es erfolgt der Zustandswechsel aus dem gestoppten Zustand (35) in den Zustand Start (1). Die Betriebsführung durchläuft die Startprozedur (Abbildung 8 6). Die einzelnen Zustände der Tabelle 7-1 werden angefahren. Zur Reduzierung der Simulationszeit ist der Zustand Anemometertest (9) verkürzt hinterlegt. Nach den Selbsttests wird im Zustand Increase RPM (11) der Blattwinkel hin zu kleineren Werten verfahren. Durch die in der Rotorebene zunehmende Energieumsetzung in Rotationsbewegung, erhöht sich die Drehzahl und wird auf den Nennwert über den Blattwinkel eingeregelt (Abbildung 7-6).

Im Zustand Cut in (13) wird dem Umrichter das Freigabesignal erteilt. Der Schalter s_ConDC wird geschlossen. Gleichzeitig erfolgt die Sollwertaktualisierung (b_AdPset) durch den Umrichter. Die Anlage geht in den Produktionsbetrieb über. Die benötigte Wirkleistung für den Eigenbedarf (b_AuxSup) wird nun durch den Hauptumrichter gedeckt. Die Wirkleistung muss über die Primärenergie bereitgestellt werden. Bei ausreichendem Windenergieangebot kann die Anlage dauerhaft in diesem Zustand verharren. Bei b_ConvCtrl, hier in Kombination mit b-AuxSup, arbeitet die Turbinenregelung als reine Drehzahlregelung und führt in Abhängigkeit des durch den Umrichter hervorgerufenen Leistungsabrufs die Drehzahl auf Nennwerte zurück.

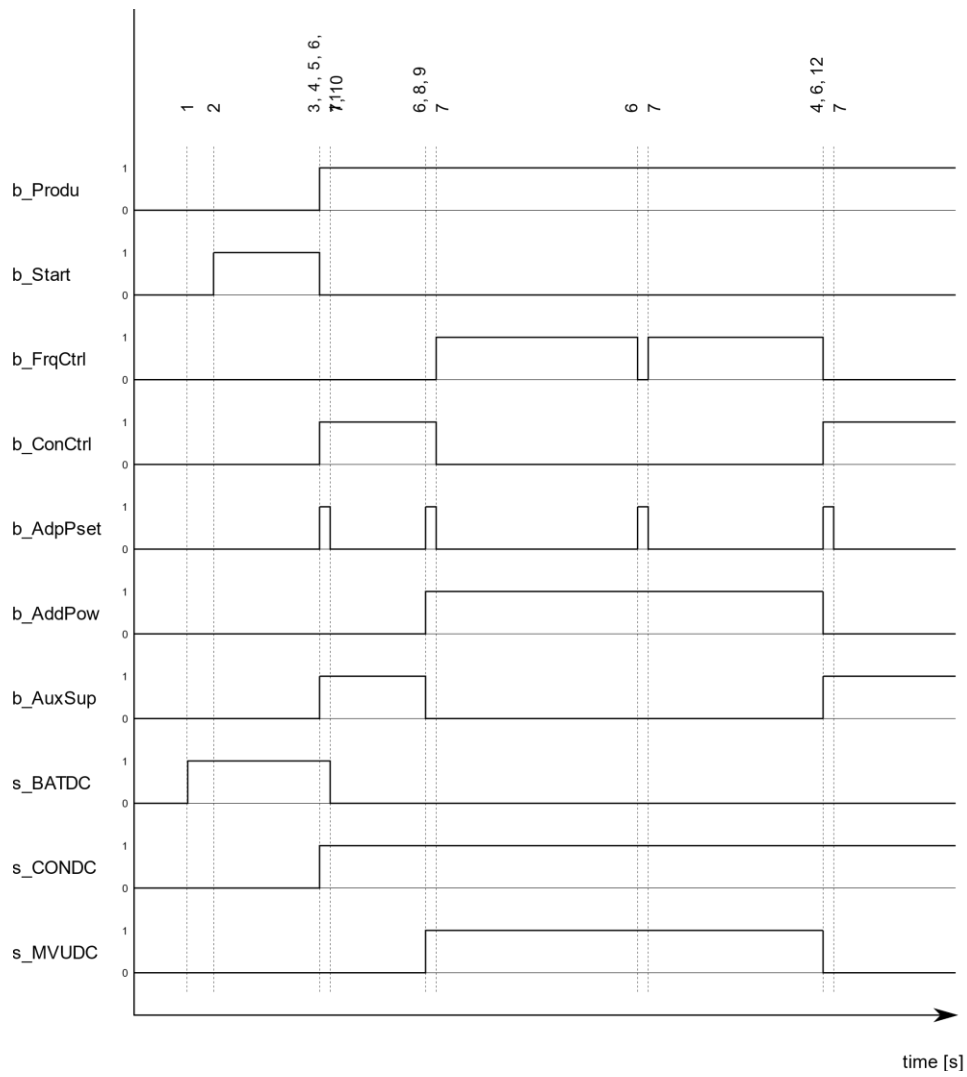


Abbildung 7-4: Verfahrensweise Schwarzstart / Abfangen auf Eigenbedarf

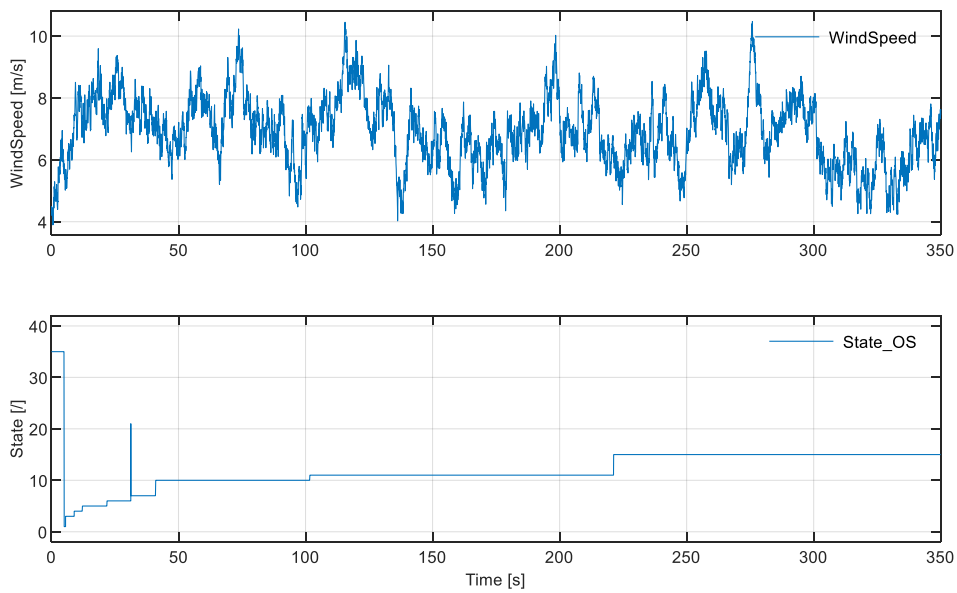


Abbildung 7-5: Schwarzstart – Darstellung Windgeschwindigkeit, Betriebsführungszustand

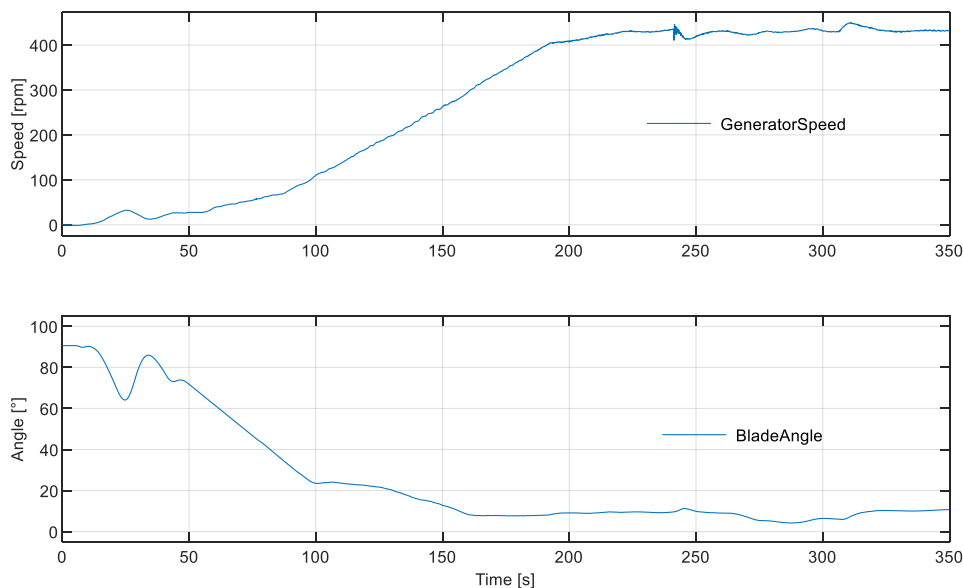


Abbildung 7-6: Schwarzstart – Darstellung des Verhaltens von Windgeschwindigkeit, Drehzahl, Blattwinkel

Im Weiteren erfolgt die Zuschaltung des Mittelspannungsnetzes über den Lasttrennschalter s_MVUDC (Abbildung 7-7). Das Freigabesignal zur Zuschaltung (Feststellung der Spannungslosigkeit) wird über einen Relais-Ausgang der kapazitiven Spannungsanzeige realisiert, welche in der Mittelspannungsschaltanlage installiert ist. Die Zuschaltung kennzeichnet sich durch einen erhöhten Lastfluss, welcher nach einigen Millisekunden abgeklungen ist (Abbildung 7-8). Der Umrichter stellt die Leistung auf der Netzseite zur Verfügung. Nach erfolgreicher Zuschaltung geht die Anlage in den Modus AddPower (b_AddPow) über. Es erfolgt eine Sollwertnachführung durch den Umrichter (b_Adppset). Nach der Sollwertanpassung kann die Turbinenregelung über die Frequenzregelung agieren und entsprechend der Frequenzabweichung die Wirkleistung hin zu größeren oder zu kleineren Werten anpassen. Der intern berechnete Leistungssollwert der Turbinenregelung ist mit Aktivierung der Frequenzregelung höher priorisiert. Die Freigabe der relativ langsamen Frequenzregelung erfolgt durch den Umrichter nur im Modus AddPower (b_AddPow), da der Einfluss der einzuspeisenden Wirkleistung wegen der höheren Systemdämpfung gering ausfällt. In den Versuchen werden Lastsprünge generiert, welche die Frequenz hin zu größeren oder kleineren Werten der Netznennfrequenz beeinflussen. Die Frequenzregelung reagiert und stellt den berechneten Wirkleistungssollwert ein (Abbildung 7-8).

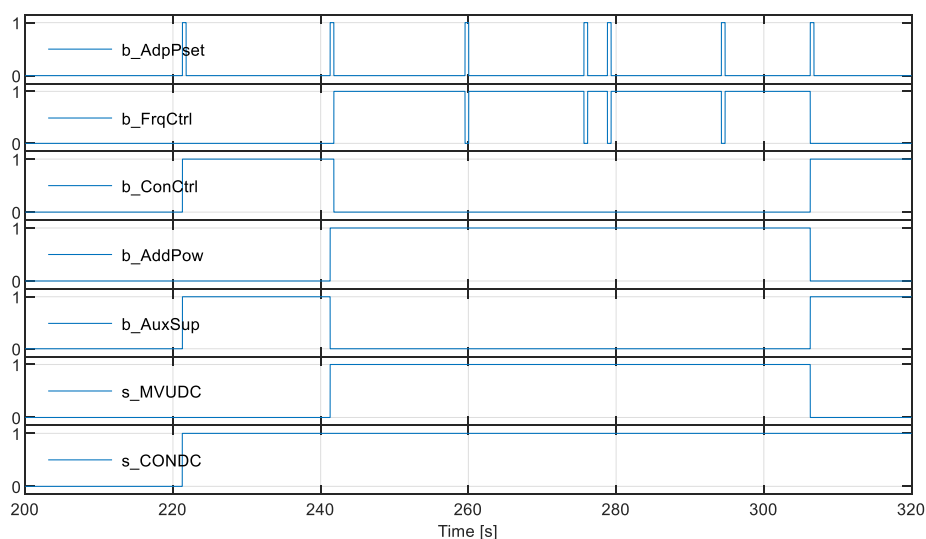


Abbildung 7-7: Schwarzstart – Darstellung der Schalterstellungs- und Signaländerung

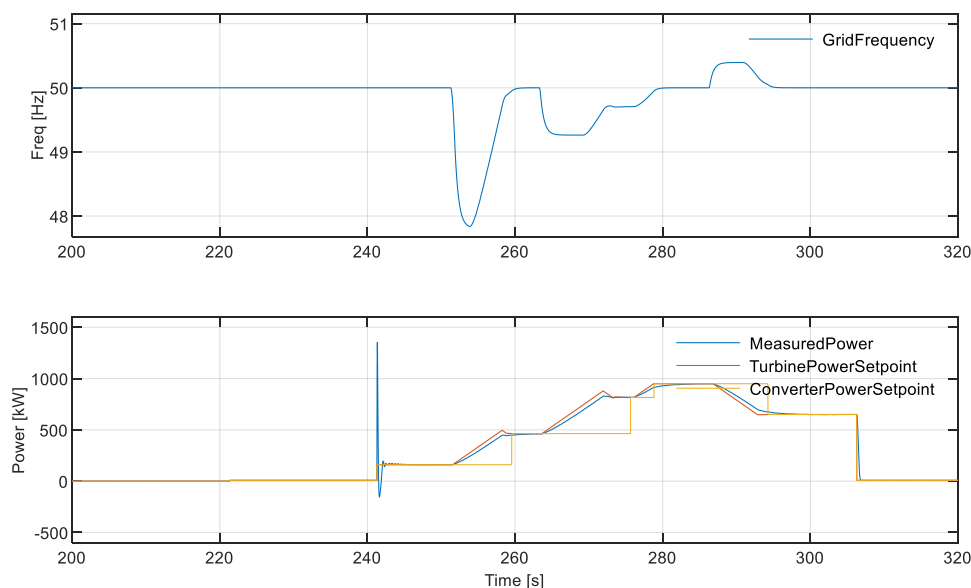


Abbildung 7-8: Schwarzstart – Darstellung der Netzfrequenz und der Leistung/Sollwerte

Bei sich ändernden Netzverhältnisse durch eine plötzliche Lastveränderung/Netzzusammenschaltung ist die Übernahme und damit die geführte Leistungsbereitstellung durch den Umrichter auch im Modus AddPower dauerhaft möglich (b_ConvCtrl, hier nicht abgebildet). Bei einer neuen Sollwertvorgabe (b_Adppset) durch den Umrichter erfolgt immer eine Aktualisierung des aktuellen Wirkleistungssollwertes in der Turbinenregelung. Bei Freigabe der in der Turbinenregelung hinterlegten Frequenzregelung wird dieser Sollwert genutzt, um entsprechend der parametrisierten Statik in Abhängigkeit der Netzfrequenz einen berechneten internen Wirkleistungssollwert anzufahren.

Wenn es gelingt, durch die Wirkleistungsbereitstellung die Netzfrequenz

- a) in das Normalfrequenzband von $\pm 200\text{mHz}$ zurückzuführen, oder
- b) auf ein konstantes Niveau $\pm 200\text{mHz}$ zu halten,

kann der Sollwert wieder aktualisiert werden. Wobei im Fall b) und der Freigabe zur Frequenzregelung, erneut entsprechend der vorhandenen Frequenzabweichung ein neues Wirkleistungsniveau angefahren wird (Abbildung 7-8, Bereich 275 s bis 285 s).

Das Abfangen auf Eigenbedarf erfolgt durch das Öffnen des Mittelspannungsleistungsschalters (s_MVUDC). Der Umrichter übernimmt die Leistungsbereitstellung (b_ConvCtrl) und ein neuer Wirkleistungssollwert zur Deckung des Eigenbedarfs wird vorgeben. Die Frequenzregelung wird inaktiv und die Turbinenregelung geht in den Zustand der reinen Drehzahlregelung über. Aufgrund des Lastabwurfs und der Trägheit der Blattverstellung kommt es zur Drehzahlerhöhung. Dennoch werden kritische Drehzahlbereiche nicht erreicht, da die Blattwinkelregelung der Drehzahlerhöhung entgegenwirkt. Die Drehzahl wird auf den Nennwert eingeregelt (Abbildung 7-9).

Bei aktiver Frequenzregelung ist auf Frequenzabweichungen ein Antwortverhalten der Wirkleistung parametrierbar. Dabei ist die Einstellung des Wirkleistungsgradienten hin zu größeren oder kleinen Werten möglich. Untersuchungen erfolgten mit Leistungsgradienten von 50 kW/s (Abbildung 7-8) und 100 kW/s (nicht abgebildet). Ein stabiles Verhalten der Regelung ist dabei gegeben. Damit ist das Verfahren auch für die Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet.

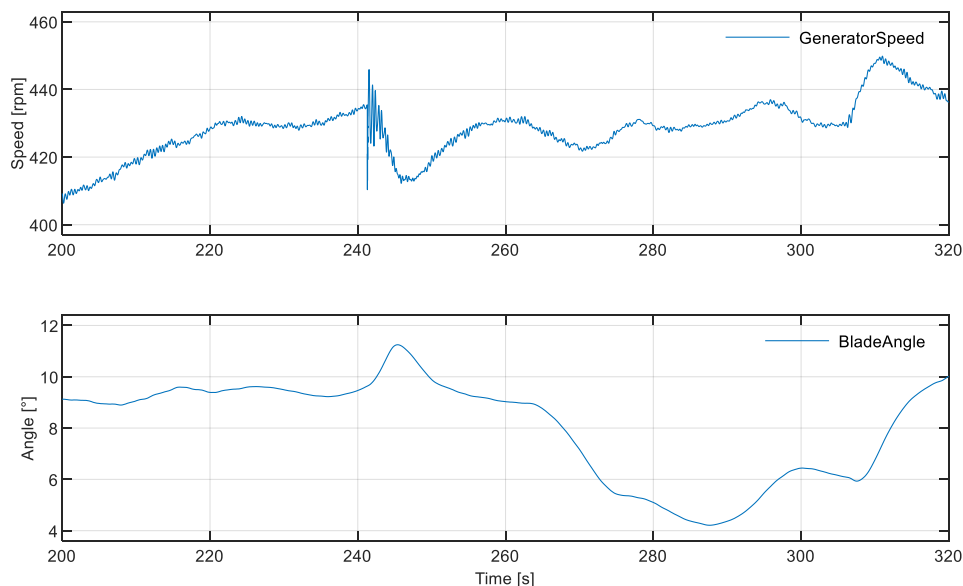


Abbildung 7-9: Schwarzstart – Darstellung Generatordrehzahl, Blattwinkel

Im Ergebnis zeigen die durchgeführten Berechnungen zum Schwarzstart ein stabiles Verhalten der Turbinenregelung über den geprüften Windgeschwindigkeitsbereich von 5 m/s bis 20 m/s für normal-turbulenten Wind und für extrem-turbulenten Wind. Das Abfangen auf Eigenbedarf führt nicht zu Überdrehzahlen. Durch den bei der Zuschaltung des Windparknetzes angenommenen Lastsprung von 160 kW ist die Wirkung auf die Mechanik gering. Inwieweit sich diese Belastung des Triebstrangs über einen definierten Leistungsgradienten bei Abruf der Wirkleistung durch den maschinenseitigen Umrichter reduziert werden kann, ist zu prüfen.

Bei einer signifikanten Leistungsreduzierung (Lastabwurf, Abfangen auf Eigenbedarf) des netzseitigen Umrichters der Vollumrichter-Maschine bietet der vorhandene Chopper den Vorteil, den Generator kontrolliert auf das geforderte Leistungsniveau zu regeln. Eine zusätzliche Belastung der Triebstrangs wird vollständig vermieden. Bei einer DFIG-Maschine erfolgt der Lastabwurf direkt am Generator und würde sich auf den Triebstrang und damit auf die mechanischen Komponenten auswirken (nicht weiter betrachtet).

Die Einstellung eines Wirkleistungswertes durch den Umrichter kann nur im Bereich des zur Verfügung stehenden Primärenergieangebots erfolgen. Hierzu wird zukünftig ein Verfahren benötigt, welches aus den Anlagendaten den Grenzwert der Wirkleistung basierend auf den aktuellen Arbeitspunkt zyklisch berechnet und dem Umrichter zur Verfügung stellt. Die Grenzwertberechnung stellt die netzbildende Betriebsweise des Umrichters sicher, sodass im Bereich des Leistungsabrufs hin zu höheren Werten eine bestmögliche Netzstützung erfolgen kann.

8 Echtzeitsimulation, Validierung und Verifizierung

Das in Kapitel 3 vorgestellte Regelungsverfahren konnte in der Entwicklungsumgebung MATLAB/Simulink entsprechend der in Kapitel 2 gestellten Anforderungen entwickelt und getestet werden. Eine direkte Verwendung der Regelungsbausteine auf den zu verwendenden Controllerbaustein des Umrichters ist bislang nicht möglich. Dies begründet sich in der Verwendung von Gleitkommazahlen in der Entwicklungsumgebung MATLAB/Simulink, während das Betriebssystem des Controllers der Fa. CT mit Festkommazahlen arbeitet. Auch die Verwendung spezieller in MATLAB/Simulink vordefinierter Funktionen verhindert eine direkte Verwendung auf dem Controller.

Um dennoch einen Test der von der HSD entwickelten Regelung in der Hardware-Umgebung des CT Controllers zu gestatten, wurde die Regelung aus dem MATLAB/Simulink-Modell der HSD zunächst mit allen verwendeten Funktionen in eine abgeschlossene Dynamic Link Library (DLL) portiert. Hierbei werden die im Originalmodell verwendeten Datentypen der Variablen beibehalten und Eingabegrößen (vorrangig Messgrößen) als auch Ausgabegrößen (Sollspannungsgrößen im dq-Koordinatensystem) als Schnittstellengrößen definiert. Hierbei ist sicherzustellen, dass die Regelung in der DLL im Vergleich zur Regelung im Originalmodell ein identisches Verhalten aufweist. Erfahrungsgemäß liegt bei einer solchen Verifikation der Fokus auf der Initialisierung der Modelle, das stationäre Verhalten der Regelung und das Verhalten bei Netzspannungseinbrüchen.

In der Umsetzung wurden dementsprechend in einer Simulationsumgebung die beiden Regelungsmodelle (Original und DLL) parallel gerechnet, verglichen und bewertet. Die Abbildung 8-1 bis Abbildung 8-4 zeigen die Ergebnisse, welche keine signifikanten Abweichungen aufweisen. Die Abweichung zum Zeitpunkt $t = 0,5$ s in der Abbildung 8-3 ist lediglich auf die unterschiedliche Initialisierung der Regler zurückzuführen und hat keine signifikante Relevanz auf das stationäre Verhalten des Systems. Zur Vollständigkeit sind in Abbildung 8-4 die Modulationsspannungen des Originalmodells und der ConverterTec DLL übereinandergelegt, woraus ebenfalls keine Abweichung erkennbar ist. Die vorläufige Überführung des Regelungsverfahrens in eine abgeschlossene DLL ist somit erfolgreich durchgeführt.

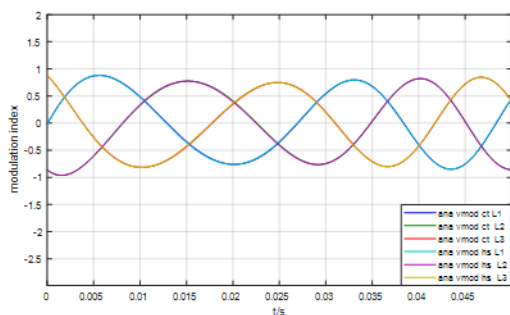


Abbildung 8-1: Modulationsgrad bei der Initialisierung

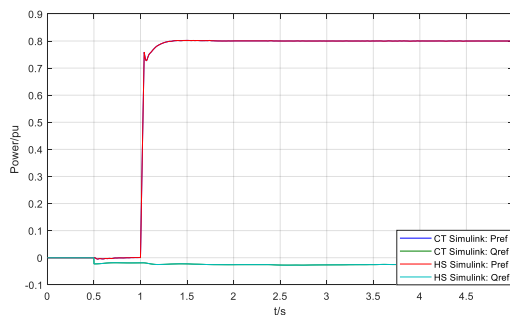


Abbildung 8-2: Sollwerte der Leistungen

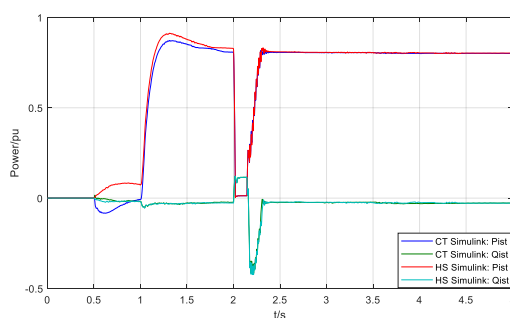


Abbildung 8-3: Istwerte der Leistungen

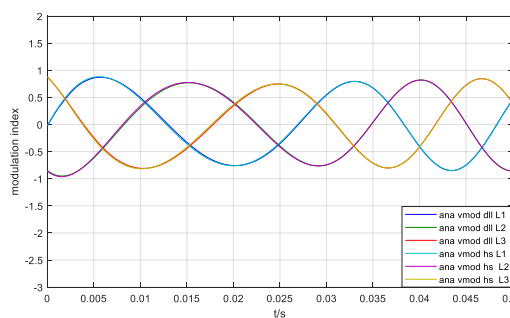


Abbildung 8-4: Modulationsgrad bei der Initialisierung des HS-Modells und der Controller DLL

Um die für die Controller-Hardware erforderlichen Datentypen der Signale zu garantieren, wurde der nun vorliegende Controllercode der DLL in einen reinen C-Code überführt und ebenfalls in eine neue DLL eingebettet. Die Erstellung erfolgte manuell durch Mitarbeiter der Softwareentwicklung bei CT, womit die für die Controller-Hardware nötige Datentypdefinition der Variablen sichergestellt wurde. Die Einbindung und der Test dieser neuen DLL erfolgt wiederum in dem Umgebungsmodell der HSD. Programmierfehler, Variablenüberläufe wie auch Rundungsfehler wurden dabei erkannt und behoben.

Jedes neu geschriebene DLL Funktionsmodul wurde dabei im Einzelnen mit dem Funktionsmodul des Originalmodells verglichen.

Im abschließenden Test der gesamten Regelung zeigen die Ergebnisse im Vergleich DLL-Simulation zur Original-Simulation gute Übereinstimmungen. Die Sollleistungen (Abbildung 8-5) sind nahezu identisch. Bei den Istleistungen (Abbildung 8-6) sind unterschiedliche Verläufe zu erkennen, was nach detaillierter Analyse auf Frequenzabweichung zwischen den beiden Simulationsmodellen zurückzuführen ist. Die Ursache der Abweichung liegt in dem Rundungsfehler des Datentyps des Signalprozessors, der im Controller verbaut wird.

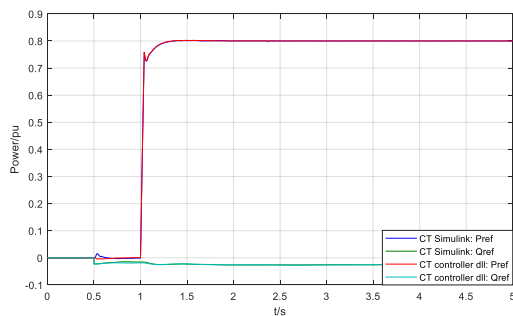


Abbildung 8-5: Sollwerte der Leistungen

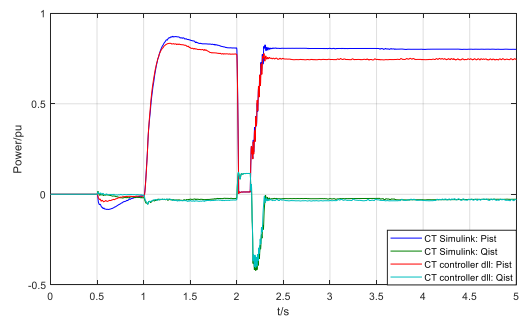


Abbildung 8-6: Istwerte der Leistungen

Darüber hinaus beeinflusste die Bandbreite der Strommessung in dem untersuchten Modell die Stabilität der Regelung, da bei Berücksichtigung der Bandbreite des Messeingangsfilters des Controllers in der Simulation der Regelkreis während eines Netzeinbruchs instabil wurde. Leider konnte die weitere Verifizierung der Regelung und weiterführende Analysen auf dem Hardware-In-the-Loop-Prüfstand der Firma CT nicht umgesetzt werden, da die Firma während des Projektlaufes strukturellen Änderungen unterworfen und die im Projekt beteiligten Mitarbeiter abschließend nicht mehr dem Consortialpartner CT angehörten.

Eine weiterführende Analyse und Optimierung des netzbildenden Regelungsverfahrens im Rahmen von detaillierter Untersuchungen auf einem Hardware-In-the-Loop-Prüfstand stellen somit einen zukünftigen Entwicklungsbedarf dar.

9 Fazit

Die vorliegenden Untersuchungsergebnisse und Auswertungen belegen, dass Windenergieanlagen zukünftig weiterführende Systemdienstleistungen, die bisher durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wurden, erbringen können. Hierfür sind Anpassungen in der Anlagenauslegung und -regelung sowie eine gewisse Erweiterung der Komponenten, hin zu integrierten elektrischen Energiespeichern, umzusetzen. Zukünftig ist damit ein netzkonformes Anlagenverhalten auch bei zu erwartenden Änderungen in den Anschlussbedingungen und den geforderten Prüf- und Zertifizierungsverfahren für elektrische Energieerzeugungsanlagen gewährleistet.

Mit der Umstellung von einem netzspannungsfolgenden hin zu einem netzspannungsbildenden Regelungsverfahren des vorhandenen Umrichtersystems ist der Grundstein zur Erfüllung spezieller Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Momentanreserve und die Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit gegeben. Das entworfene Regelungsverfahren wirkt dabei in allen Betriebszuständen netzbildend. Simulationen belegen ein stabiles Verhalten im Normalbetrieb (Kleinsignalstabilität) als auch bei Netzstörungen (Großsignalstabilität). Umfangreiche Untersuchungen zeigen eine gesicherte Bereitstellung von Momentanreserve bei unterschiedlichen Winkelsprüngen der Netzspannung über das gesamte Leistungsspektrum des Umrichters hinweg.

Zur Bewertung des Einflusses der augenblicklichen Bereitstellung von Momentanreserve auf die mechanischen Komponenten der Windkraftanlage wurden die dabei in einem idealen Gleichspannungszwischenkreis ermittelten Leistungsverläufe in Modellrechnungen auf den Triebstrang der Windenergieanlage aufgeprägt. Dabei wurde in den Lastenberechnungen zum einen die Regelung der Turbine bei optimaler Drehzahl verwendet, zum anderen Berechnungen mit Konstantdrehzahl durchgeführt. Als Vergleich diente jeweils eine Rechnung ohne eine zusätzliche Belastung durch die Bereitstellung der Momentanreserve. Es konnten realistische Auswirkungen auf die einzelnen Komponenten durch die zusätzliche Belastung aufgezeigt werden. Vor allem weisen die Einwirkung der zusätzlichen Belastung am nächsten gelegenen Triebstrangkomponenten eine höhere Schädigung in der Lebensdauerbetrachtung der Lastkollektive auf. Eine weiterführende Bewertung der mechanischen Struktur der einzelnen Bauteile kann unter Verwendung der ermittelten Lastzeitreihen durchgeführt werden.

Bei der Verwendung eines elektrischen Energiespeichers wird der Triebstrang der Windenergieanlage durch die augenblickliche Bereitstellung von Momentanreserve nicht belastet. Die dabei im Gleichspannungszwischenkreis des Umrichtersystems auftretenden Laständerungen können durch dynamische Lade- und Entladeprozesse einer Batterie ausgeglichen werden. Da eine Schwarzstartfähigkeit einer Windenergieanlage sowieso eine Energiequelle ausreichender Größe erfordert, ist dieser Ansatz vielversprechend, da das strukturmechanische Design bestehender Anlagen beibehalten werden kann.

Um den Schwarzstart zu ermöglichen als auch die Versorgung der Windenergieanlage bei Windmangel sicherzustellen, ist die Eigenbedarfsversorgung elektrotechnisch anzupassen. Durch das entwickelte Verfahren ist eine Einbindung des Speichers auf der AC-Seite in der Niederspannungshauptverteilung notwendig, zusätzlich ist eine DC-Anbindung vorgesehen. Das entwickelte Steuerungskonzept mit einer erweiterten Frequenzregelung zeigt das Verfahrensschema beim Schwarzstart der Anlage sowie Abfangen auf Eigenbedarf. Zukünftig wäre ein Netzwiederaufbau mit Windenergieanlagen möglich.

Durch die Integration von Batteriespeichersysteme in den Turm von Windkraftanlagen kann ein zusätzlicher Flächenverschleiß durch den Bau von zentralen Energiespeichern vermieden werden. Auch werden durch dieses Vorgehen die Gesamtkosten der Energiebereitstellung gesenkt, da die Infrastruktur wie die Verkabelung zum Netzanschlusspunkt, die Schaltanlage, der Transformator sowie der Umrichter in Windenergieanlagen bereits vorhanden sind. Dies ermöglicht eine weitreichende Schonung von Ressourcen und damit eine nachhaltige Umsetzung der Energiewende.

Literaturverzeichnis

- [1] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [2] Hatziaargyriou, Nikos & Milanović, Jovica & Rahmann, Claudia & Ajarapu, Venkat & Canizares, C.A. & Erlich, Istvan & Hill, David & Hiskens, Ian & Kamwa, Innocent & Pal, B.C. & Pourbeik, Pouyan & Sanchez-Gasca, Juan & Stankovic, A.M. & Van Cutsem, Thierry & Vittal, V. & Vournas, Costas. (2020). Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies.
- [3] Winter, P., 2022. Netzspannungsbildende und -folgende Umrichtersysteme am elektrischen Energieversorgungsnetz: Regelungsentwurf, Analyse und Stabilitätsbetrachtung. <https://doi.org/10.17185/dupublico/75784>
- [4] ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, „High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters“, 2020.
- [5] 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, “4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter“, 2022.
- [6] P. Strauß, T. Degner, G. Arnold., T. Reimann: „Netzregelung 2.0 | Forschungsfrage F/G: Eigenschaften und Prüfung netzbildender Stromrichter“, Abschlusskonferenz Netzregelung 2.0. 2022.
- [7] VDE FNN. Spannungseinprägendes Verhalten von HGÜ-Systemen und nicht-synchronen Erzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung - in Ergänzung zur VDE AR-N 4131 für das dynamische Frequenz-Wirkleistungsverhalten und die dynamische Spannungsregelung ohne Blindstromvorgabe. 2020.
- [8] Göbel, Carsten, Modelle der Synchrongeneratoren für die Simulation der subsynchronen Resonanzen, Dissertation, 2010
- [9] J. M. Cajigal Núñez; R. Mahmens; S. Engelhardt; J. Struwe; P Winter; H. Wrede, Investigation of a wind turbine with grid forming control, 20th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, 2021
- [10] Documentation OpenFAST, <https://openfast.readthedocs.io/en/main/>, 2022
- [11] R. Korthauer, Handbuch Lithium-Ionen-Batterien, Berlin, Heidelberg;: Springer, 2013
- [12] Kawasaki Heavy Industries, Ltd., Gigacell, High-capacity Nickel-metal Hybride Battey, 2013
- [13] WEMAG Unternehmensgruppe, Solide Speicher-Station, Flexible Anwendungen, www.wemag.com.
- [14] Kleine Anfrage der Abgeordneten Hagen Reinhold, Michael Theurer, Dr. Martin Neumann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP betr.: “Kraftwerke mit Schwarzstartfähigkeit”, BT-Drucksache: 19/16316
- [15] Betriebsführung und Sicherheitssystem (T0502-C06-MANU-304-W2E-001-1-DE), W2E, 2018
- [16] Endbericht Analyse: Momentanreserve 2030., Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016
- [17] OERTEL, D. Energiespeicher - Stand und Perspektiven. Berlin, 2008
- [18] <https://www.cleantinking.de/faradion-und-catl-produzieren-lithiumfreie-e-auto-akkus/>
- [19] <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/natrium-ionen-batterie-catl-mixt-neue-zell-chemie/>
- [20] <https://www.golem.de/news/akkutechnik-catl-stellt-erste-natrium-ionen-akkus-fuer-autos-vor-2107-158529.html>