

# **Eine netzstabilisierende Regelstrategie für Windenergieanlagen zur Bereitstellung von kraftwerksäquivalenten Systemdienstleistungen**

Vom Fachbereich für Physik und Elektrotechnik  
der Universität Bremen  
zur Erlangung des akademischen Grades  
„Doktor-Ingenieur“ (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation

von Herrn  
**M. Sc. David Matthies**

geboren am 16. April 1992  
in Hameln

Bremen  
**2024**

Referent: Prof. Dr.-Ing. Bernd Orlik  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jan Wenske

Eingereicht am: 30. November 2023  
Tag des Promotionskolloquiums: 17. Mai 2024

# Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente (IALB) der Universität Bremen. Zum Gelingen dieser Arbeit haben viele Personen und Umstände beigetragen. Hierfür möchte ich mich an dieser Stelle bedanken.

Mein besonderer Dank gilt dem damaligen Institutsleiter Herrn Prof. Dr.-Ing. Bernd Orlik, der mir das Vertrauen für eine Anstellung geschenkt und mich während der vergangenen Jahre durch anregende Diskussionen und kreative Gedankengänge in meiner Promotion begleitet hat. Weiterhin möchte ich mich bei Ihm für die erhaltenen Freiheiten bedanken, durch die ich meinen wesentlichen Fokus auf die Bearbeitung des Dissertationsthemas legen konnte. Ebenso schätze ich und motivierte mich zusätzlich, dass ich mich genau mit dieser, mich herausfordernden und begeisternden Thematik intensiv auseinandersetzen durfte.

Für die Übernahme des Korreferates und den damit verbundenen Mühen möchte ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Jan Wenske meinen Dank aussprechen.

Ohne die am IALB gegebenen technischen Voraussetzungen hätte diese Arbeit nicht entstehen können. Dies beinhaltet vor allem die gut ausgestattete Maschinenhalle, in der die verwendeten Aufbauten bereits grundlegend bereitstanden, sowie die schon zuvor am Institut existierenden, als Basis dienenden Arbeiten. Daher bedanke ich mich bei allen hieran in der Vergangenheit beteiligten Personen.

Weiterhin danke ich allen Mitarbeitern des IALBs, die mich auf dem Weg bis zur erfolgreichen Fertigstellung dieser Dissertation in irgendeiner Art und Weise unterstützt haben. Dabei möchte ich besonders Herrn Dipl.-Ing. Alexander Ernst für die letztendlich gute Zusammenarbeit und dessen Beistand hervorheben.

Abschließend möchte ich meinen Eltern einen persönlichen Dank für ihren stetigen ermutigenden Zuspruch und die mentale Unterstützung aussprechen.

Bremen, im Juli 2023

David Matthies

# Kurzfassung

Zur Wahrung eines stabilen Netzbetriebs bei einem immer weiter steigenden Anteil an installierten Windenergieanlagen ist ein Paradigmenwechsel in der bisher eingesetzten, ausschließlich auf eine maximale Windleistungsentnahme abzielenden MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) Regelstrategie unabdingbar. Hierbei ist es erforderlich, dass die bei einer gewünschten klimaneutralen Energieproduktion wegfallenden Systemdienstleistungen konventioneller, CO<sub>2</sub> emittierender Kraftwerke adäquat ersetzt werden.

Aufgrund dessen wird in der vorliegenden Dissertation die netzstabilisierende GPPT (*Grid-demanded Power Point Tracking*) Betriebsweise für eine häufig installierte Windenergieanlagentopologie mit Vollumrichter und permanentmagneterregtem Synchrongenerator entwickelt und experimentell erfolgreich validiert. Durch diese kann der Einfluss von Kraftwerken auf die Stabilität des Stromnetzes in gleicher Weise beibehalten und mit den spezifischen Begebenheiten von Windenergieanlagen bestmöglich vereinigt werden.

Zur praktischen Validierung wird ein Prüfstand mit einer maximalen Leistung von 20 kW aufgebaut. Dieser besteht im Wesentlichen aus einer realen Windenergieanlage ohne Turm und Windrotor. Daher treibt ein Motor den Generator für die Nachbildung des Rotorverhaltens an. Zusätzlich wird ein übergeordnetes Stromnetz emuliert, um damit die stabilisierende Auswirkung der Einspeisung auf die Netzgrößen bei einem hohen Anteil an Windenergie herauszustellen. Zur Übertragung der Regelstrategie auf den Prüfstand wird im Verlauf dieser Arbeit ein zentrales Regelungssystem entwickelt. Digitale Signalprozessoren dienen dabei hauptsächlich zur Aufnahme der Messgrößen und Ansteuerung der eingesetzten Frequenzumrichter. Diese kommunizieren über einen EtherCAT-Feldbus mit einem echtzeitfähigen PC, auf dem die zentrale Modellberechnung ausgeführt wird.

Zuerst wird am Prüfstand die korrekte Funktionsweise der grundlegend angewendeten Prinzipien, wie der sich als fiktiver Synchrongenerator verhaltende netzseitige Umrichter und eines daher notwendigen generatorseitigen Hochsetzstellers, nachgewiesen. Darauf aufbauend bietet die vollständige neuartige Regelung eine, bis zur maximal extrahierbaren Windleistung, windunabhängige Anpassung der eingespeisten Wirkleistung an die Forderung der Verbraucher. Analog zu konventionellen Kraftwerken stellt die Windenergieanlage eine Momentan- und Primärreserve und zusätzlich die Sekundärreserve von aktuellen Regelkraftwerken bereit. Die eingespeiste Leistung wird dann auch rotorseitig korrekt nachgestellt, was zu veränderten Arbeitspunkten des Windrotors führt. Durch die Ausnutzung aerodynamisch günstiger Effekte wird das frequenzstabilisierende Einspeiseverhalten von konventionellen Kraftwerken sogar übertroffen. Darüber hinaus bietet das GPPT-Verfahren eine von Netzbetreibern geforderte Spannungsstützung durch eine entsprechende Adaption des eingespeisten Blindstroms sowie das Durchfahren von Unterspannung (LVRT) bei Netzfehlern. Außerdem wird die Schwarzstartfähigkeit im Inselbetrieb untersucht und simulatorisch veranschaulicht.

Abschließend wird das in dieser Dissertation entwickelte GPPT-Verfahren auf ein zukünftiges Stromnetz mit einer im besten Fall ausschließlichen Energieerzeugung durch Windenergieanlagen angewendet und der damit ebenso mögliche stabile Netzbetrieb aufgezeigt. In Abhängigkeit der prognostizierten Windleistung ergibt sich dabei das ergänzende Zuschalten von Kraftwerken in Kombination mit Energiespeichersystemen. Weiterhin werden Rahmenbedingungen



---

für die Einbindung von mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen in ein bestehendes Stromnetz geschaffen und Ansätze zur Einhaltung der auszutauschenden Leistung zwischen den einzelnen Regelzonen des Verbundnetzes geliefert.

# Abstract

In order to maintain a stable grid operation with an ever increasing proportion of installed wind turbines, a paradigm shift in the so far applied MPPT (*maximum power point tracking*) control strategy, that exclusively aims at a maximum wind power extraction, is indispensable. Hereby it is mandatory to adequately replace the ancillary services of conventional CO<sub>2</sub> emitting power plants, that would otherwise be lost in a desired climate-neutral energy production.

Hence, in the presented thesis the grid-stabilizing GPPT (*grid-demanded power point tracking*) operation mode is developed and successfully validated for a commonly installed wind turbine topology with a full-scale converter and a permanent magnet synchronous generator. Through this, the impact of power plants on the stability of the electricity grid is equally maintained and combined with the specific characteristics of wind turbines as best as possible.

For the practical validation, a test bench with a maximum power of 20 kW is set up. This basically consists of a real wind turbine without a tower and rotor blades. Therefore, a motor drives the generator for the reproduction of the rotor behaviour. Additionally, an overlaid electricity grid is emulated in order to highlight the stabilizing effect of the grid-feed on the grid parameters at a high proportion of wind energy. For the transfer of the control strategy to the test bench, a central control system is developed in the course of this work. Digital signal processors hereby mainly serve for the recording of the measurable values and the control of the used frequency inverters. These communicate via an EtherCAT fieldbus with a realtime capable PC, on which the central model calculation is executed.

First of all, the correct functioning of the fundamentally applied principles, such as the grid-side inverter behaving like a fictitious generator and the therefore necessary generator-side boost converter, is proven on the test bench. On this basis, the complete novel control offers a wind-independent adaptation of the fed-in active power to the demand of the consumer up to the maximum extractable wind power. Analogous to conventional power plants, the wind turbine provides an instantaneous and primary reserve and additionally the secondary reserve of current regulating power plants. The fed-in power is then correctly readjusted on the rotor side as well, resulting in changed operating points of the wind rotor. Using favourable aerodynamic effects, the frequency-stabilizing feeding behaviour of conventional power plants is even surpassed. Furthermore, the GPPT method provides the voltage support, demanded by grid operators, by an appropriate adjustment of the fed reactive current and also performs a low-voltage ride through (LVRT) at grid faults. Besides this, the black start capability at island operation is examined and simulatively illustrated.

Finally, the GPPT method developed in this thesis is applied on a future electricity grid with a, in the best case, sole energy production from wind turbines and the stable grid operation is shown. Depending on the forecast wind power, the additional support by power plants in combination with energy storage systems is determined. Moreover, the framework for the integration of GPPT controlled wind turbines into a consisting electricity grid is created and approaches for the compliance of the agreed exchanged power between the individual control areas of the integrated grid are provided.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b>	<b>I</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>II</b>
<b>Abstract</b>	<b>IV</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>VIII</b>
<b>Formelzeichenverzeichnis</b>	<b>X</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung der Dissertation .....	2
1.3 Gliederung der Dissertation .....	3
<b>2 Aktuelle Betriebsweise von Stromnetzen</b>	<b>5</b>
2.1 Aufbau und Struktur des deutschen Stromnetzes .....	5
2.2 Auslegung und Einsatzplanung der elektrischen Erzeuger.....	7
2.3 Von Kraftwerken bereitgestellte Systemdienstleistungen zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs .....	10
2.3.1 Aufbau eines Dampfkraftwerks und Stabilitätsbedingungen.....	10
2.3.2 Wirkleistungsfluss und Arten der zeitlich aufeinander folgenden Regelreserven.....	14
2.3.3 Blindleistungsfluss und Reaktion auf Netzfehler.....	26
2.4 Forschungsansätze, Netzeinbindung und Betriebsweise aktueller Windenergieanlagen .....	30
2.4.1 Aktuelle Forschungsansätze zur Erhöhung der Netzstabilität durch Windenergie .....	30
2.4.2 Einbindung in das Netz und Übersicht über die relevanten Anlagentypen .....	31
2.4.3 Betriebsweise einer Windenergieanlage nach dem Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme (MPPT) .....	33
<b>3 Prüfstandskonzept zur praktischen Validierung des GPPT-Verfahrens</b>	<b>47</b>
3.1 Zentrales Regelungssystem.....	48

3.1.1	Der EtherCAT-Feldbus.....	50
3.1.2	Prozessabläufe der zentralen Modellberechnung .....	51
3.2	Nachgebildetes Stromnetz und Windrotorverhalten.....	62
3.2.1	Netznachbildung .....	62
3.2.2	Windrotornachbildung.....	64
<b>4</b>	<b>Entwickeltes netzstabilisierendes GPPT-Verfahren</b>	<b>71</b>
4.1	Grundlegende Elemente des GPPT-Verfahrens .....	73
4.1.1	Fiktiver Synchrongenerator .....	73
4.1.2	Generatorseitiger Hochsetzsteller .....	80
4.2	Wirkleistungsfluss aus Sicht des Netzes .....	86
4.2.1	Kraftwerksanaloge Übertragung der bereitzustellenden Regelreserven auf Windenergieanlagen .....	87
4.2.2	Validierung und Herausstellung des frequenzstabilisierenden Verhaltens .....	90
4.3	Wirkleistungsfluss aus Sicht des Windes .....	97
4.3.1	Resultierende Arbeitspunkte des Windrotors .....	97
4.3.2	Validierung der rotorseitigen Nachstellung der eingespeisten Wirkleistung.....	103
4.4	Dynamisches Netz- und Rotorverhalten.....	109
4.4.1	Auftretende Laständerung ausgehend von einem stationärem Betriebspunkt .....	109
4.4.2	Durch eine vorherige Laständerung bedingte Pitchwinkelverstellung und Abschätzung der Häufigkeit eines Pitcheingriffs .....	110
4.4.3	Bezug des rotorseitigen Abbremsseffekts und der Pitchwinkelverstellung auf die Netzabläufe und -größen.....	112
4.4.4	Einordnung der relevanten netz- und rotorseitigen Zeitkonstanten mit Bezug dieser auf die netzstabilisierende Wirkung der Windenergieanlage .....	114
4.4.5	Notwendige Bedingungen für eine korrekte Funktionsweise.....	116
4.4.6	Vergleich des dynamischen Verhaltens zwischen dem realen PMSG und dem fiktiven SG .....	116
4.4.7	Auftretende Wind- und Laständerung bei einem dadurch kurzzeitigen Betrieb auf der linken Seite der Maxima des CP- Kennlinienfeldes .....	118
4.4.8	Zu berücksichtigende Zusammenhänge bei Verwendung der Generatorkennlinie zur Leistungsbegrenzung des fiktiven Generators.....	121
4.5	Blindleistungsfluss und Durchfahren von Unterspannung bei Netzfehlern (LVRT).....	123

---

4.5.1	Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung bei GPPT .....	123
4.5.2	Resultierende maximale Antriebsleistung des fiktiven Generators .....	125
4.5.3	Resultierender Wirk- und Blindleistungsfluss .....	126
4.5.4	Durchfahren von Unterspannung bei Netzfehlern (LVRT) .....	128
4.5.5	Handhabung von unsymmetrischen Netzfehlern .....	133
4.6	Startbedingung und netzbildende Regelung .....	138
4.6.1	Aktueller Forschungsstand zur netzbildenden Regelung von Windenergieanlagen.....	139
4.6.2	Netzbildende Betriebsart des GPPT-Verfahrens.....	141
4.7	Zusammenspiel mit Energiespeichersystemen .....	144
<b>5</b>	<b>Betriebsweise von Stromnetzen mit hohem Windenergieanteil</b>	<b>147</b>
5.1	Netzbetrieb bei einer rein durch Windenergieanlagen erzeugten Stromproduktion .....	147
5.2	Wind- und Lastprofil-basierte Einsatzplanung von Kraftwerken und Verwendung von Energiespeichern .....	152
5.3	Aspekte zur realen Umsetzung und Integration von mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen in das bestehende Stromnetz.....	155
5.4	Einhaltung der Austauschleistungen zwischen Teilnetzen und anzupassende Verteilung von Windenergie.....	157
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung, Fazit und Ausblick</b>	<b>163</b>
6.1	Grundlegend durchgeführte Arbeiten und Vorgehensweise.....	163
6.2	Zusammenfassung der erzielten Forschungsergebnisse und Fazit .....	164
6.3	Ausblick.....	166
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>169</b>
	<b>Anhang</b>	<b>175</b>
	<b>Akademischer Lebenslauf</b>	<b>180</b>

# Abkürzungsverzeichnis

<b>ADC</b>	<i>analog-to-digital converter/conversion</i> (dt. Analog-Digital-Wandler/Wandlung)
<b>ASM/ASG</b>	Asynchronmaschine/Asynchrongenerator
<b>CMP(-Register)</b>	<i>compare (register)</i>
<b>DAC</b>	<i>digital-to-analog converter/conversion</i> (dt. Digital-Analog-Wandler/Wandlung)
<b>DGASG</b>	Doppelt gespeister Asynchrongenerator
<b>DSP</b>	Digitaler Signalprozessor
<b>ECAT</b>	EtherCAT
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>ENTSO-E</b>	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> (dt. Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
<b>ESB</b>	Ersatzschaltbild
<b>ESC</b>	<i>EtherCAT Slave Controller</i>
<b>EZS</b>	Erzeugerzählpfeilsystem
<b>FESG</b>	Fremderregter Synchrongenerator
<b>f.SG</b>	Fiktiver Synchrongenerator
<b>GPIO</b>	<i>general purpose input/output</i>
<b>GPPT</b>	<i>Grid-demanded Power Point Tracking</i>
<b>HGÜ</b>	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
<b>IALB</b>	Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente der Universität Bremen
<b>IGBT</b>	<i>insulated-gate bipolar transistor</i> (dt. Bipolartransistor mit isolierter Gate-Elektrode)
<b>KW</b>	(Primärregel-)Kraftwerk
<b>LVRT</b>	<i>Low-Voltage Ride Through</i>
<b>MPPT</b>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<b>PC</b>	<i>Personal Computer</i>
<b>PI(-Regler)</b>	Proportional-Integral(-Regler)
<b>PLL</b>	<i>phase-locked-loop</i> (dt. Phasenregelschleife)
<b>PMSG</b>	Permanentmagneterregter Synchrongenerator
<b>PT<sub>1</sub></b>	Verzögerungsglied erster Ordnung
<b>PWM</b>	Pulsweitenmodulation
<b>R</b>	<i>read</i> (dt. Lesen)
<b>RKW</b>	(Sekundär-)Regelkraftwerk
<b>RTAI</b>	<i>Real Time Application Interface</i>
<b>RX</b>	<i>reception</i> (dt. Empfangen)

---

<b>SDLWindV</b>	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen
<b>SG</b>	Synchrongenerator
<b>TB</b>	Totband
<b>TBCTR(-Register)</b>	<i>time-base counter (register)</i>
<b>TBPRD(-Register)</b>	<i>time-base period (register)</i>
<b>TX</b>	<i>transmission</i> (dt. Übertragen/Senden)
<b>UINT</b>	<i>Unsigned Integer</i>
<b>VISMA</b>	<i>Virtuelle Synchronmaschine</i>
<b>VZS</b>	Verbraucherzählpfeilsystem
<b>W</b>	<i>write</i> (dt. Schreiben)
<b>WEA</b>	Windenergieanlage
<b>XINTF</b>	<i>external interface</i> (dt. externe Schnittstelle)

# Formelzeichenverzeichnis

## Allgemeine Konventionen

$b$	Zeitabhängige Größe
$B$	Effektivwert
$\hat{B}$	Amplitude
$\underline{B}$	Komplexe Größe
$\Delta b$	Änderung einer Größe oder Abweichung vom Nennwert
$\dot{b}$	Zeitliche Ableitung
$b^+$	Mitsystem
$b^-$	Gegensystem

### Hinweis zur Vorgehensweise bei der Suche eines Formelzeichens mit zugehöriger Erläuterung:

Zunächst ist zu überprüfen, ob sich das vollständige gesuchte Formelzeichen mit zugehöriger Erklärung direkt in der nachfolgenden Liste der lateinischen oder griechischen Buchstaben im Standardformat befindet. Falls dies der Fall ist, ist die Suche abgeschlossen. Sollte dies nicht der Fall sein, sind die weiteren, separat aufgeführten Indizes eigenständig zu der in der Liste der Buchstaben (Standardformat) genannten Grundform zuzuordnen. Dies ist so aufgebaut, dass sich die Bedeutung der dann zusammengesetzten Variablen anhand der jeweils dort aufgeführten Erläuterung einfach logisch erschließt. Falls nach Meinung des Autors diese Bedeutung nicht direkt eindeutig oder einfach zu verstehen ist oder die betroffene Variable einen Eigennamen aufweist, wurde die vollständige Variable bei den Buchstaben im Standardformat noch einmal gesondert aufgeführt. Es ist also möglich, dass einige der Indizes von den dort angegebenen Variablen trotzdem noch einmal in der Liste der Indizes auftauchen.

Die gleichen Buchstaben im Standardformat können in Abhängigkeit von deren Klein- und Großschreibung unterschiedliche Variablen bezeichnen. Dies gilt nicht für kleingeschriebene zeitabhängige Größen, deren zugehöriger Effektivwert nach den allgemeinen Konventionen als Großbuchstabe dargestellt wird. Weiterhin können die gleichen Symbole bei Verwendung im Index eine abweichende Bedeutung von den Buchstaben im Standardformat bekommen. Innerhalb der Buchstaben (Standardformat) oder der Indizes ist dabei jedes Symbol eindeutig und (mit Ausnahme der Variable  $\beta$  für den Pitchwinkel und den Statikfaktor) nie für mehrfache Größen vergeben.

## Lateinische Buchstaben (Standardformat)

$a_m$	Aussteuerung
$A_{\text{Rotor}}$	Von den Windrotorblättern aufgespannte Kreisfläche
$C_f$	Kondensator des LC-Filters



$\cos \varphi$	Leistungsfaktor des elektrischen Erzeugers
$c_p$	Leistungsbeiwert
$d$	Anzahl der Teilnetze des Verbundnetzes
$e$	Regelfehler (allgemein)
$E_{\text{kin}}$	Kinetische Energie
$E_{\text{Speicher, max}}$	Maximale Energie, die durch eingesetzte Energiespeicher gespeichert werden kann
$f_{\text{DSP}}$	Taktfrequenz des DSPs
$f_g$	Grenzfrequenz des Abtastfilters
$f_{\text{Netz}}$	Netzfrequenz
$f_s$	Schaltfrequenz des Umrichters
$g$	Gesamtanzahl an installierten Windenergieanlagen
$h_1 / h_j$	Anzahl der als Regelkraftwerk wirkenden Windenergieanlagen im betrachteten <i>Teilnetz 1</i> / beliebigen Teilnetz <i>j</i>
$I_B$	Eingespeister Blindstrom des elektrischen Erzeugers
$i_e$	Erregerstrom des fremderregten Synchrongenerators
$i_f$	Aus dem Umrichter [b] ausgehender Phasenstrom
$I_k$	(dreipoliger) Kurzschlussstrom
$i_{\text{max}}$	Fehlerabschaltungsgrenze für den Phasenstrom des Umrichters
$I_N$	Nennstrom des elektrischen Erzeugers
$i_{\text{Netz}}$	Der in ein starres Netz fließende Strom oder der von der Last bezogene Strom bei einem weichen Netz
$i_{\text{PMSG}} / I_{\text{PMSG}}$	Statorstrom des PMSGs
$i_Q$	Resultierender Quellenstrom bei Beschreibung des Umrichterhaltens durch eine Stromquelle
$i_S / I_S / \underline{I}_S$	Statorstrom des Generators/Motors
$i_{S,2}^*$	Resultierender Quellenstrom zur Einprägung der durch die Windenergieanlage eingespeisten Leistung in das Netzmodell durch eine Stromquelle
$i_{S, \text{Summe}}$	Summe der Phasenströme des fiktiven Synchrongenerators
$J_{f, \text{SG}}$	Massenträgheitsmoment des fiktiven Synchrongenerators
$J_{\text{PS}}$	Massenträgheitsmoment des Antriebsstrangs vom Prüfstand
$J_{\text{Rotor}} / J_{\text{Rotor}}^*$	Massenträgheitsmoment des Windrotors (langsame / schnelle Getriebeseite)
$J_{\text{Rotor, red}} / J_{\text{Rotor, red}}^*$	Am Prüfstand reduziert nachgebildetes Massenträgheitsmoment des Windrotors (langsame / schnelle Getriebeseite)
$J_{\text{SG}}$	Wirksames Massenträgheitsmoment des (fremderregten) Synchrongenerators im Kraftwerk

$k_{1B, WEA}$	Negativer Kehrwert des Spannungs-/Blindstrom-Statikfaktors beziehungsweise Steigung der Spannungs-/Blindstrom-Statikkennlinie bei Verwendung des VZSS
$K_p$	Verstärkungsfaktor des PI-Reglers (allgemein)
$k_{P, E}$	Netzerzeugerkennlinie
$k_{P, KW}$	Leistungszahl des (Primärregel-)Kraftwerks
$k_{P, Last}$	Netzlastkennlinie
$k_{P, Netz}$	Netzleistungszahl
$L_D$	Induktivität der Netzdrossel
$L_e$	Induktivität des Erregerkreises des fremderregten Synchrongenerators
$l_j$	Anzahl der sich an der Primärregelung beteiligenden Kraftwerke im beliebigen Teilnetz $j$
$L_L$	Induktivität der Zuleitung
$L_{Last}$	Induktivität der Last
$m$	Drehmoment (allgemein)
$m_A$	Antriebsmoment des Generators
$m_D$	Durch die Dämpferwicklung des Synchrongenerators verursachtes Dämpfungsmoment
$m_{el}$	Elektrisches Drehmoment des Generators/Motors
$\tilde{m}_{el, ASM}$	Elektrisches Drehmoment der ASM abzüglich des Verlustdrehmoments
$\tilde{m}_{el, ASM, soll}$	Einzustellendes Solldrehmoment der ASM abzüglich des Verlustdrehmoments
$m_{el, Netz}$	Netzseitiges, von der Last initiiertes elektrisches Generatordrehmoment
$m_{el, PMSG} / m'_{el, PMSG}$	Elektrisches Drehmoment des PMSGs (schnelle Getriebeseite / langsame Getriebeseite)
$m_{Rotor} / m^*_{Rotor}$	Antriebsmoment des Windrotors (langsame Getriebeseite / schnelle Getriebeseite)
$m_{Verluste}$	Drehzahlabhängiges Verlustdrehmoment der ASM
$n_1 / n_j$	Anzahl der Regelkraftwerke im betrachteten <i>Teilnetz</i> 1 / beliebigen Teilnetz $j$
$n_{Getriebe}$	Übersetzungsverhältnis des Getriebes
$p$	Polpaarzahl
$P$	Wirkleistung (allgemein)
$P_A$	Antriebsleistung des fiktiven Synchrongenerators
$P_{el}$	Eingespeiste Wirkleistung des elektrischen Erzeugers
$P_{el, Speicher}$	Vom Energiespeicher in das Netz eingespeiste beziehungsweise aus dem Netz entnommene Wirkleistung
$P^*_{el, WEA}$	Die äquivalent zur Einspeisung der Windenergieanlage in das Netzmodell durch eine Stromquelle eingeprägte Wirkleistung

$P_{I_S, \max}$	Verbleibende maximal einspeisbare Wirkleistung, um den zulässigen Phasenstrom bei Priorisierung des geforderten Blindstroms nicht zu überschreiten
$P_{\text{kin}}$	Aus der kinetischen Energie bezogene Wirkleistung
$P_{\text{Last}}$	Geforderte Wirkleistung der Last
$P_{\text{Last, tol}}$	Zu erwartendes Intervall innerhalb dessen die von der Last geforderte Wirkleistung liegt
$P_{\max} / P_{N, \text{WEA}}^*$	Maximalleistung der Windenergieanlage / Ursprüngliche Definition der Nennleistung der Windenergieanlage
$P_{N, \text{WEA}}^* / P_{\max}$	Ursprüngliche Definition der Nennleistung der Windenergieanlage / Maximalleistung der Windenergieanlage
$P_{\text{Reserve}}$	Im Nennbetrieb zurückgehaltene Reserveleistung
$P_{\text{Rotor}}$	Rotorleistung/Extrahierte Windleistung
$P_{\text{Rotor, max, gesamt}}^*$	Insgesamte durch eine Windprognose ermittelte verfügbare Rotorleistung aller Windenergieanlagen abzüglich einer Toleranz
$P_{\text{Rotor, max, WP}}$	Summe aller durch die jeweilige Generatorkennlinie der Windenergieanlagen eines Windparks ermittelten maximalen Rotorleistungen zur übergeordneten Leistungsbegrenzung im Falle einer Anbindung über HGÜ
$P_{\dot{u}}$	Allgemein vereinbarte Austauschleistung zwischen einzelnen oder mehreren Teilnetzen
$P_{\dot{u}, 12} / P_{\dot{u}, 1d}$	Vereinbarte Übergabeleistung zwischen <i>Teilnetz 1</i> und <i>Teilnetz 2</i> / <i>Teilnetz 1</i> und <i>Teilnetz d</i>
$P_{\dot{u}, j}$	Insgesamte von einem beliebigen Teilnetz <i>j</i> vereinbarte Übergabeleistung mit anderen Teilnetzen
$P_{\text{Verluste, f.SG}}$	Durch den Statorwiderstand bedingte Verlustleistung des fiktiven Synchrongenerators
$P_{\text{Wind}}$	Enthaltene Windleistung in der von den Windrotorblättern aufgespannten Kreisfläche
$Q$	Blindleistung (allgemein)
$Q_{\text{Last}}$	Geforderte Blindleistung der Last
$Q_{\text{WEA}}^*$	Die äquivalent zur Einspeisung der Windenergieanlage in das Netzmodell durch eine Stromquelle eingeprägte Blindleistung
$R_{\text{D}}$	Ohmscher Widerstand der Netzdrossel
$R_{\text{e}}$	Ohmscher Widerstand des Erregerkreises des fremderregten Synchrongenerators
$R_{\text{L}}$	Ohmscher Widerstand der Zuleitung
$R_{\text{Last}}$	Ohmscher Widerstand der Last
$r_{\max}$	Oberer Integratorgrenzwert des PI-Reglers (allgemein)
$r_{\min}$	Unterer Integratorgrenzwert des PI-Reglers (allgemein)
$R_{\text{Rotor}}$	Rotorradius
$R_{\text{S}}$	Ohmscher Widerstand des Stators/Statorwicklungswiderstands

$S$	Scheinleistung (allgemein)
$\sin \varphi$	Entsprechend umgerechneter Wert des Leistungsfaktors $\cos \varphi$
$S_k$	Kurzschlussleistung
$\underline{S}_{\text{Last}}$	Geforderte Scheinleistung der Last
$t$	Zeitpunkt oder Zeitdauer
$T'_d$	Transiente Kurzschlusszeitkonstante der Längsachse (Generatormodell)
$T''_d$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Längsachse (Generatormodell)
$T''_{d0}$	Einen mathematischen Ausdruck ersetzende Zeitkonstante für die Längsachse (Generatormodell)
$T_e$	Zeitkonstante der Erregermaschine
$T_E$	Zeitkonstante des Erregerkreises (Generatormodell)
$t_{\text{ECAT, Zyklus}}$	Minimal erforderliche Zeitdauer für einen EtherCAT-Sendezyklus
$T_f$	Zeitkonstante für die Filterung der Sollstatorströme des fiktiven Generators
$t_{\text{jitter, max}}$	Maximal auftretende Zeitverzögerung bis zur Ausführung der Echtzeit-Task auf dem PC
$T_m$	Trägheitszeitkonstante (Generatormodell)
$t_{\text{Mod, max}}$	Maximal zulässige Zeitdauer pro Takt für die vom PC durchgeführte Modellberechnung
$T_n$	Nachstellzeit des PI-Reglers (allgemein)
$T''_q$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Querachse (Generatormodell)
$T''_{q0}$	Einen mathematischen Ausdruck ersetzende Zeitkonstante für die Querachse (Generatormodell)
$T_r$	Zeitkonstante, die die Übergangszeit zwischen dem Verhalten der Windenergieanlage vom (Primärregel-)Kraftwerk zum (Sekundär-)Regelkraftwerk festlegt
$T_{\text{Rotor}}$	Windrotorzeitkonstante
$t_{\text{System, i}}$	Systemzeit eines ESCs
$t_{\text{System, Ref}}$	Referenzsystemzeit des ersten ESCs für alle weiteren ESCs
$t_{\text{Tot, DSP}}$	Totzeit für die auf dem DSP implementierte Regelung (Zeit zwischen der A/D-Wandlung und daraus resultierender Ansteuerung der IGBTs)
$t_{\text{Tot, PC}}$	Totzeit für die auf dem PC ablaufende Modellberechnung (Zeit zwischen der A/D-Wandlung und daraus resultierender Ansteuerung der IGBTs)
$T_{\text{Turb}}$	Turbinenzeitkonstante
$T_{\text{Verbund}}$	Zeitkonstante zur Beschreibung der Einregelzeit der Primärreserve im Verbundbetrieb

$t_{\text{warten}, 1}$	Wartezeit in der PC Echtzeit-Task währenddessen das EtherCAT-Datentelegramm gesendet, die Slaves durchläuft und wieder empfangen wird
$t_{\text{warten}, 2}$	Fortlaufend angepasste Wartezeit in der PC Echtzeit-Task zur Synchronisierung dieser auf die SYNC0-Signalausgabe
$T_y$	Für die unsymmetrische d/q-Transformation verwendete allgemeine Filterzeitkonstante
$t_{\text{Zyklus}}$	Periodendauer eines Taktes/Kehrwert der Schaltfrequenz
$u_C$	Spannung über dem Kondensator des LCL-Filters
$u_F$	Erregerspannung des fremderregten Synchrongenerators
$u_{\text{max}}$	Fehlerabschaltungsgrenze für die verkettete Klemmenspannung
$u_{\text{Netz}} / U_{\text{Netz}} / \underline{U}_{\text{Netz}}$	Netzspannung
$u_p / U_p / \underline{U}_p$	Polradspannung
$u_Q$	Resultierende Quellenspannung bei Beschreibung des Umrichter Verhaltens durch eine Spannungsquelle
$u_S / U_S / \underline{U}_S$	Klemmenspannung des Generators
$U_{S, \text{GK}}$	Vom Netzbetreiber geforderte Spannungsgrenzkurve oberhalb der sich die Erzeugungsanlage bei Auftreten eines Netzfehlers nicht vom Netz trennen darf
$u_{\text{WR}}$	Ausgegebene Spannung des Wechselrichters/Umrichters
$u_{\text{ZK}}$	Zwischenkreisspannung
$u_{\text{ZK, max}}$	Fehlerabschaltungsgrenze für die Zwischenkreisspannung
$v_{\text{Wind}}$	Windgeschwindigkeit
$v_{\text{Wind, cut-in}}$	Einschaltwindgeschwindigkeit
$v_{\text{Wind, cut-out}}$	Ausschaltwindgeschwindigkeit
$w_{\text{stell}}$	Stellgröße des PI-Reglers (allgemein)
$X_d / X_S$	Statorreaktanzen
$x_d$	Synchrone Längsreaktanzen (Generatormodell)
$x_d(s)$	Reaktanzoperator der Längsachse (Generatormodell)
$x'_d$	Transiente Längsreaktanzen (Generatormodell)
$X'_d$	Transiente Statorreaktanzen
$x''_d$	Subtransiente Längsreaktanzen (Generatormodell)
$X''_d$	Subtransiente Statorreaktanzen
$X_L$	Reaktanz der Zuleitung
$X_{\text{Last}}$	Reaktanz der Last
$x_q$	Synchrone Querreaktanzen (Generatormodell)
$x_q(s)$	Reaktanzoperator der Querachse (Generatormodell)
$x''_q$	Transiente Querreaktanzen (Generatormodell)
$y$	Dreiphasige Beispielgröße für die unsymmetrische d/q-Transformation (allgemein)

$y_{\text{ist}}$	Regelgröße (allgemein)
$y_{\text{soll}}$	Führungsgröße (allgemein)
$\underline{Z}_L$	Impedanz der Zuleitung
$\underline{Z}_{\text{Last}}$	Impedanz der Last
$Z_N$	Bezugs- und Nennwert für die Normierung der Impedanzen (Generatormodell)
$\underline{Z}_{\text{Netz}}$	Netzipedanz
$\underline{Z}_S$	Statorimpedanz
$Z_Q$	Resultierende Innenimpedanz bei Beschreibung des Umrichterhaltens durch eine Spannungs- oder Stromquelle

## Griechische Buchstaben (Standardformat)

$\beta$	Pitchwinkel
$\beta_{\text{IB}}$	Spannungs-/Blindstrom-Statikfaktor
$\beta_{\text{P}}$	Frequenz-/Wirkleistungs-Statikfaktor
$\delta$	Leitungswinkel
$\eta_{\text{f.SG}}$	Wirkungsgrad des fiktiven Synchrongenerators
$\vartheta$	Polradwinkel
$\vartheta + \delta$	Summenpolradwinkel
$\lambda$	Schnelllaufzahl
$\lambda_N$	Windabhängige Schnelllaufzahl bei Nennrotordrehzahl
$\lambda_{\text{opt}}$	Optimale Schnelllaufzahl im Arbeitspunkt maximal möglicher Windleistungsentnahme
$\rho_{\text{Luft}}$	Luftdichte
$\varphi$	Generator-/Motor-/Netzwinkel (allgemein)
$\varphi_{\text{Netz}}$	Durch eine PLL bestimmter Netzwinkel
$\varphi_{\text{Netz}}^*$	Durch eine PLL bestimmter Netzwinkel mit zusätzlicher Addition der sich in einem Regeltakt voraussichtlich ergebenden Zunahme dieser Größe
$\phi_{\text{PMSG}}$	Konstanter magnetischer Fluss des PMSGs
$\omega$	Mechanische Winkelgeschwindigkeit (hier auch als Drehzahl bezeichnet)
$\omega_{\text{el}}$	Elektrische Winkelgeschwindigkeit des Generators
$\omega_{\text{Netz}}$	Kreisfrequenz der Netzspannung (hier auch direkt als Netzfrequenz bezeichnet)
$\omega_{\text{Rotor}}$	Rotordrehzahl
$\omega_{\text{Rotor, cp, max}}$	Windabhängige Rotordrehzahl im Arbeitspunkt maximal möglicher Windleistungsentnahme
$\omega_{\text{Rotor, soll}}^*$	Eine um 10 % erhöhte Rotorsolldrehzahl

## Indizes

0	Normierte Größe (einheitenlos)
1, 2, 3, ...	Fortlaufender Index für verschiedene Größen <i>Insbesondere notwendig für die Unterscheidung der jeweiligen Größen bei der gleichzeitigen Betrachtung von zwei Kraftwerken oder zwei Windenergieanlagen. Es tritt dadurch auf, dass Variablen mit unterschiedlicher Bedeutung in einigen Abschnitten des Dokuments gleich bezeichnet werden (bspw. <math>\Delta P_{\text{Last}, 2}</math> für die Laständerung in Teilnetz 2 in Abschnitt 2.3.2.3 sowie für die zweite, beispielhaft angenommene Laständerung in Abschnitt 4.3.1). Dies ist jedoch durch den gegebenen Zusammenhang jeweils eindeutig trennbar und bleibt somit verständlich.</i>
a	Erste Phase einer dreiphasigen Größe
ASM	Zur Asynchronmaschine (ASM) gehörende Größe
b	Zweite Phase einer dreiphasigen Größe
c	Dritte Phase einer dreiphasigen Größe
d	d-Komponente
dq	d/q-Komponenten
f.SG	Zum fiktiven Synchrongenerator (f.SG) gehörende Größe
G	Kennzeichnung für den <i>Beispielknoten G</i>
gesamt	Bezug auf die gesamte Wirk- oder Blindleistung aller betrachteten elektrischen Erzeuger
i	Allgemeiner Laufindex (verwendet für verschiedene Größen)
$i_j$	Dem Laufindex $j$ und damit einem Teilnetz $j$ untergeordneter Laufindex
j	Laufindex für die einzelnen Teilnetze des Verbundnetzes
K	Aktueller Regeltakt
KW	(Primärregel-)Kraftwerk
max	Maximalwert
min	Minimalwert
N	Nennwert
PMSG	Zum permanentmagneterregten Synchrongenerator (PMSG) gehörende Größe
q	q-Komponente
RKW	(Sekundär-)Regelkraftwerk
SG	Zum (fremderregten) Synchrongenerator (SG) gehörende Größe
soll	Einzuregelnder/einzustellender Sollwert
WEA	Windenergieanlage





# 1

## Einleitung

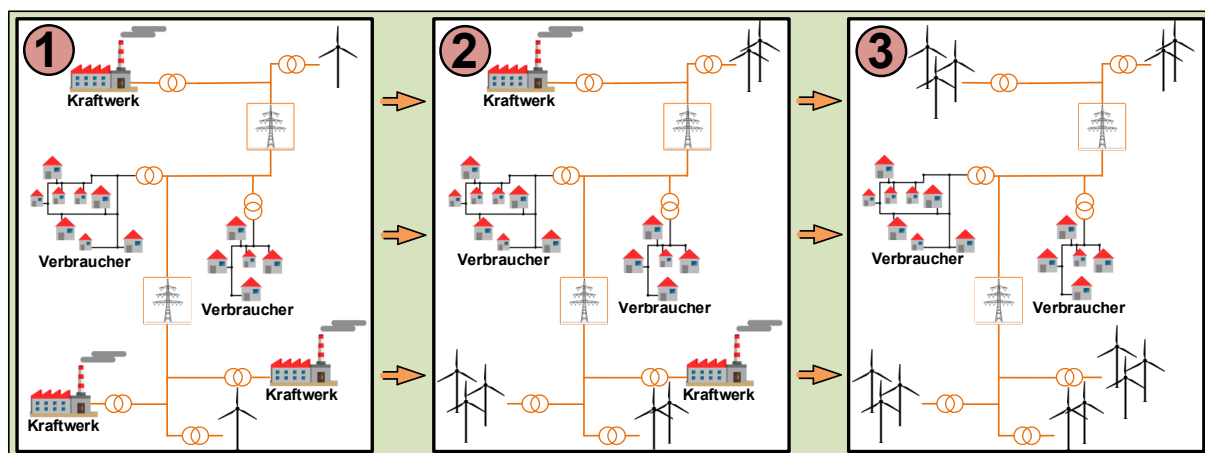
### 1.1 Motivation

Der heutige Wohlstand ist unabdingbar an die permanente und störungsfreie Verfügbarkeit von elektrischer Energie gebunden. Für die sich in allen Lebensbereichen etablierten technischen Anwendungen gilt diese daher als unverzichtbar. Bereits ein kurzzeitiger Ausfall der Energieversorgung (engl. *blackout*) kann vor allem durch die damit einhergehende Bedrohung kritischer Infrastrukturen (z. B. Krankenhäuser, Kommunikationsmittel, Lebensmittelversorgung) zu erheblichen, nicht abschätzbaren Gefährdungen und negativen Folgen für die Bevölkerung sowie des allgemeinen Fortschritts führen [1].

Die sichere Betriebsweise aktueller Stromnetze ist im Wesentlichen noch vom Verhalten großer CO<sub>2</sub> emittierender Dampf- und Gaskraftwerke, die mit Kernenergie, Erdgas oder Stein- und Braunkohle betrieben werden, geprägt [2], [3]. Die eingespeiste Leistung wird dabei über Freileitungen und Kabel in unterschiedlichen Spannungsebenen bis zum elektrischen Verbraucher übertragen. Durch die Bereitstellung von Regelreserven können sich Kraftwerke auf die variierende, geforderte Leistung der Verbraucher anpassen, sodass ein für die Netzstabilität notwendiges Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung gewährleistet werden kann. Neben dieser Fähigkeit gibt es weitere als Systemdienstleistungen bezeichnete Eigenschaften von Kraftwerken zur Erfüllung der für den Netzbetrieb notwendigen Stabilitätskriterien (u. a. Spannungshaltung). Diese Prinzipien werden im Groben seit dem Anbeginn kommerzieller Stromnetze zum Ende des 19. Jahrhunderts angewendet und haben sich somit lange bewährt [2], [4], [5]. Dabei wurden die elektrischen Netze mit einem über die Jahre immer weiter steigenden Leistungsbedarf entsprechend ausgebaut und in ihrer Funktionsweise, auch in Hinblick des technischen Fortschritts, durchgängig verbessert und angepasst. Am Beispiel des europäischen Verbundnetzes wird deutlich, dass die heutigen großen Stromnetze nach [6] und [7] zwar selten einigen kritischen Störungen und lokal begrenzten, temporären Stromausfällen unterliegen, jedoch insgesamt als durchgehend stabil und zuverlässig angesehen werden können.

Endliche Ressourcen und die durch den Klimawandel dringlich zu vollziehende Energiewende erfordern hingegen einen fundamentalen Wandel in der Struktur und im erprobten Betrieb des Stromnetzes. Hierfür wurde beispielsweise in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geschaffen, durch das die bevorzugte Einspeisung, der Ausbau und die Förderung von erneuerbaren Energiequellen festgelegt ist [2]. Es wird angestrebt, dass der Anteil von zentralen konventionellen Kraftwerken an der Stromerzeugung immer weiter reduziert und durch dezentrale regenerative Erzeugungsanlagen geeignet aufgefangen wird.

Dafür werden insbesondere den in dieser Arbeit betrachteten Windenergieanlagen aufgrund des bedeutsamen Entwicklungsfortschritts bezüglich immer größerer installierter Leistungsklassen und dem Einsatz von hochentwickelten leistungselektronischen Umrichtersystemen eine große, wenn nicht die größte Bedeutung zugeschrieben [8]. Dieser tiefgreifende Eingriff in bewährte Abläufe setzt voraus, dass Windenergieanlagen die Kraftwerke zur Aufrechterhaltung eines weiterhin stabilen Netzbetriebs adäquat ersetzen müssen. Heutzutage stellt die Einspeisung von Windenergieanlagen diesbezüglich allerdings immer noch nur eine Ergänzung zu der von Kraftwerken dar (siehe Abbildung 1.1 links, *Netzzustand 1*) [2], [9]. Aktuelle Betriebsweisen zielen dabei einzig auf eine maximal mögliche Windleistungsentnahme (MPPT: *Maximum Power Point Tracking*) ab, ohne die von den Verbrauchern tatsächlich geforderte Leistung zu beachten [10], [11]. Aufgrund dessen liefert nicht nur die zunehmende Anzahl an installierten Windenergieanlagen die Lösung für den Erhalt der Netzstabilität. Es wird vielmehr ein Paradigmenwechsel in deren Betriebsweise erforderlich.



**Abbildung 1.1:** Aktuelle und sich verändernde Netzstruktur entgegen eines ausschließlich durch Windenergie betriebenen Stromnetzes

## 1.2 Zielsetzung der Dissertation

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist eine Regelstrategie für Windenergieanlagen zu entwickeln, die das netzstabilisierende Einspeiseverhalten von Kraftwerken vollständig übernimmt und somit deren bislang immer noch unverzichtbare Bereitstellung von Systemdienstleistungen redundant macht. Hierzu gehört auch ein Ausgleich der dann wegfallenden rotierenden Massen der starr an das Netz gekoppelten Generatoren und der Erhalt von deren Einfluss auf das dynamische Netzverhalten. Damit eine größtmögliche Wahrscheinlichkeit für die Akzeptanz einer realen Umsetzung gegeben ist, bleibt hierbei der bestehende und bewährte Aufbau einer Windenergieanlagen unverändert. Es wird deshalb ausschließlich die den vorhandenen Regeleinrichtungen hinterlegte Regelung modifiziert. In die Regelung soll miteinbezogen werden wie die aktuell durch das Verhalten von Kraftwerken definierten Netzabläufe angemessen auf die spezifischen Begebenheiten von Windenergieanlagen angepasst werden können. Dies sind unter anderem schnell veränderliche, unvorhersehbare Windgeschwindigkeiten oder deren hohe Anzahl mit vergleichsweise geringer installierter Leistung pro Anlage. Mit der Intention ein Stromnetz mit einem hohen Anteil an Windenergie weiterhin stabil betreiben zu können (siehe Abbildung 1.1 mitte, *Netzzustand 2*), hat die entwickelte Regelstrategie dabei die genannten verkomplizierenden Faktoren zu berücksichtigen und diese bestmöglich mit dem Verhalten eines Kraftwerks zu vereinigen. Für die praktische Validierung soll hierzu ein Prüfstand mit einer maximalen

Leistung von 20 kW in Betrieb genommen werden, durch den eine in ein Stromnetz einspeisende Windenergieanlage nachgebildet wird.

Neben einem Wandel der Netzstruktur ist ein Umdenken der bestehenden Anforderungen an die elektrischen Erzeuger, den im Netz ablaufenden Prozessen und auch der ökonomischen Sichtweise gefordert. Einzig auf diese Weise könnte eine funktionsfähige und sinnvolle Veränderung des komplexen Stromnetzes umsetzbar sein, sodass die Netzstabilität zukünftig weiterhin nachhaltig gewährleistet werden kann und sogar ein zumindest zeitweise rein mit Windenergie betriebenes Stromnetz im *Netzzustand 3* nach Abbildung 1.1 (rechts) realisierbar ist.

### 1.3 Gliederung der Dissertation

Im Anschluss an diese Einleitung verschafft Kapitel 2 zunächst einen Überblick über den Aufbau und sicheren Betrieb aktueller Stromnetze. Ein wesentlicher Fokus liegt hierbei auf der Betriebsweise und dem Einspeiseverhalten von konventionellen Kraftwerken und Windenergieanlagen. Daran anschließend wird in Kapitel 3 auf den für die praktische Validierung der entwickelten, netzstabilisierenden Windenergieanlagenregelung aufgebauten Prüfstand mit zentralem Regelungssystem eingegangen. Unter Einbezug der Grundlagen von Kapitel 2 wird in Kapitel 4 die entwickelte Regelstrategie hergeleitet und anhand der damit erzielten experimentellen Ergebnisse erläutert und validiert. Dabei werden als Erstes die grundlegenden Elemente der Regelung (fiktiver Synchrongenerator und generatorseitiger Hochsetzsteller) messtechnisch erprobt. Darauf aufbauend wird der angestrebte, nahezu kraftwerksanaloge Wirk- und Blindleistungsfluss der kompletten Windenergieanlage dargestellt und das dynamische Verhalten untersucht. Das Kapitel 5 bezieht sich auf die Anwendung der hergeleiteten Betriebsweise auf ein Stromnetz mit möglichst hohem Windenergieanteil und stellt die dafür zu geltenden Bedingungen und Grenzen heraus. Abschließend erfolgt in Kapitel 6 eine Zusammenfassung der in dieser Dissertation erzielten Ergebnisse sowie ein daraus resultierender Ausblick für weitere Arbeiten.



## 2

# Aktuelle Betriebsweise von Stromnetzen

Um sinnvolle Anpassungen an der aktuellen Betriebsweise von Windenergieanlagen und dem Stromnetz selbst vornehmen zu können, ist es notwendig zuvor ein umfassendes Verständnis über heutige stabil betriebene Stromnetze zu erlangen. Daher gibt dieses Kapitel eine Übersicht über den strukturellen Aufbau vom Erzeuger bis hin zum Verbraucher sowie die relevanten Abläufe in Kraftwerken zur Wahrung der Netzstabilität. Weiterhin wird die Regelung und das dadurch bedingte Einspeiseverhalten aktueller Windenergieanlagen betrachtet.

## 2.1 Aufbau und Struktur des deutschen Stromnetzes

Das elektrische Netz stellt ein zumeist weiträumiges, komplexes Regelungssystem dar [4]. Grundlegend besteht dieses aus der jederzeit gesicherten Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie sowie der Abnahme dieser durch die Verbraucher (siehe Abbildung 1.1 links). Im liberalisierten deutschen Strommarkt ist den Verbrauchern hierbei die freie Wahl des gewünschten Stromanbieters überlassen. Für die Energieübertragung selbst sind vier verschiedene Übertragungsnetzbetreiber (*TenneT TSO*, *50Hertz Transmission*, *Amprion* und *TransnetBW*) verantwortlich, auf die das Netz entsprechend Abbildung 2.1 in einzelne Regelzonen (Teilnetze) unterteilt ist [2].

Die Übertragungsnetzbetreiber haben als Aufgabe die Rahmenbedingungen für einen stabilen Netzbetrieb zu schaffen, indem unter anderem die Betriebsmittel instand gehalten und gewisse technische Anforderungen an die einspeisenden Energieerzeugungsanlagen

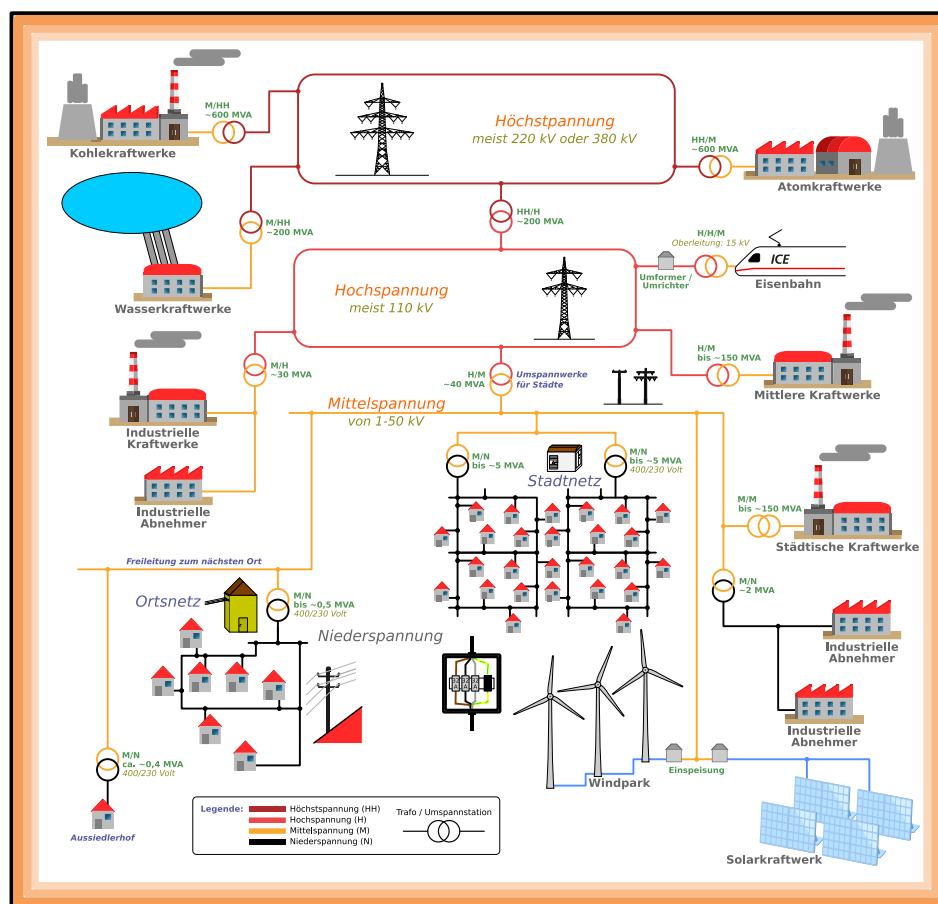


**Abbildung 2.1:** Zonen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland<sup>1</sup>

<sup>1</sup> **Bildrechte:** Francis McLloyd ([https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Regelzonen\\_mit\\_Übertragungsnetzbetreiber\\_in\\_Deutschland.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Regelzonen_mit_Übertragungsnetzbetreiber_in_Deutschland.png)), „Regelzonen mit Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland“, Anpassung des Bildrandes, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/legalcode>

gestellt werden [12]. Der Zusammenschluss mehrerer benachbarter und elektrisch verbundener Teilnetze wird als Verbundnetz bezeichnet. Ein bedeutendes Beispiel hierfür stellt das unter dem Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E: *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) zusammengefasste europäische Verbundsystem dar [5].

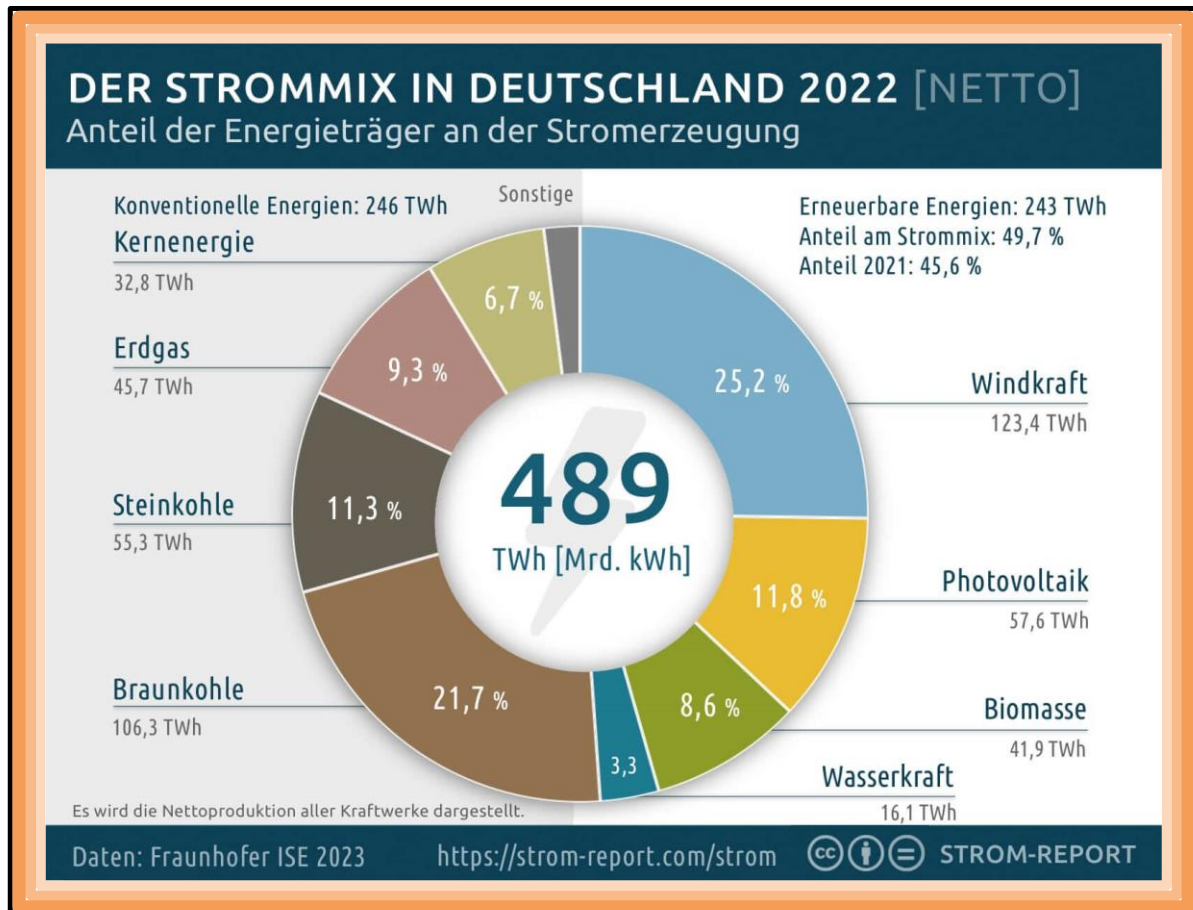
In Abbildung 2.2 ist die detaillierte Netzstruktur mit den verschiedenen Spannungsebenen und den zugehörigen Erzeugern und Verbrauchern unterschiedlichster Leistungsklassen exemplarisch illustriert. Aufgrund der geringsten elektrischen Verluste findet hierbei in der Höchstspannungsebene im Bereich von 220 kV bis 380 kV die Energieübertragung über weite Strecken statt. Weiterhin speisen hierin die großen Kraftwerke mit einer installierten Nennleistung im hohen Megawattbereich über die angebundenen Maschinentransformatoren ein. Durch für hohe Leistungen ausgelegte Leistungstransformatoren in Umspannwerken werden die einzelnen Spannungsebenen über die Hoch- und Mittelspannung bis hin zur Niederspannung miteinander gekoppelt. Mit geringerer werdender Spannungsebene nimmt dann auch die Leistungsklasse der darin einspeisenden Erzeuger sowie die der Verbraucher ab. Die erneuerbaren Energiequellen, wie Solarkraftwerke und die explizit in dieser Arbeit näher untersuchten Windenergieanlagen, speisen zumeist in die Mittelspannungsebene ein [2], [5].



**Abbildung 2.2:** Schematischer Aufbau und Struktur eines Stromnetzes mit verschiedenen Erzeugern, Verbrauchern und unterschiedlichen Spannungsebenen zur Energieübertragung<sup>2</sup>

<sup>2</sup> **Bildrechte:** Original: Stefan Riepl Vector: Mrmw (<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Stromversorgung.svg>), „Stromversorgung“, Anpassung des Bildrandes, <https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0/legalcode>

Die Abbildung 2.3 führt den jeweiligen Anteil der relevanten Energieträger an der Stromerzeugung in Deutschland für das Jahr 2022 nach [3] auf. Hierbei wird übergeordnet zwischen den konventionellen und erneuerbaren Energien unterschieden. Letztere leisten dabei von den insgesamt 489 TWh bereits einen Beitrag von 49,7 %. Ungefähr die Hälfte davon wurde durch Windkraft bereitgestellt.



**Abbildung 2.3:** Anteil der einzelnen Erzeugungsanlagen an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2022 [3]

Neben dem hier betrachteten Drehstromsystem kommt die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) insbesondere für die Landanbindung von Offshore-Windparks oder den großen Entfernungen bei der Stromverteilung von Nord- nach Süddeutschland ebenso zum Einsatz [2].

## 2.2 Auslegung und Einsatzplanung der elektrischen Erzeuger

In den nachfolgenden Ausführungen wird die aktuell in Deutschland herrschende Netzstruktur (*Netzzustand I*) noch als ein von Kraftwerken dominierter und mit den in dieser Arbeit zu modifizierenden Windenergieanlagen ergänzter Zusammenschluss entsprechend Abbildung 2.4 angesehen. Diese Sichtweise ist insbesondere durch den unverzichtbaren netzstabilisierenden Einfluss von Kraftwerken (siehe Abschnitt 2.3) und nicht nur durch deren Anteil an der Gesamtstromerzeugung nach Abbildung 2.3 bedingt. Die zusätzlichen in Abbildung 2.3 aufgeführten Arten von erneuerbaren Energiequellen werden in den anschließenden Untersuchungen nicht weiter miteinbezogen.

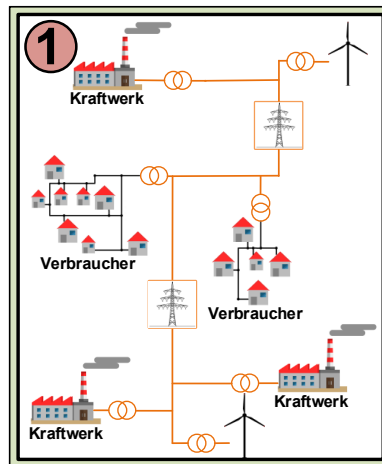


Abbildung 2.4: Aktueller von Kraftwerken dominierter Netzzustand 1

Für einen stabilen Netzbetrieb muss jederzeit die von den Verbrauchern geforderte Wirkleistung durch die Erzeuger bereitgestellt werden. Die bezogene Leistung  $P_{\text{Last}}$  ist dabei durch ein wiederkehrendes Verhalten der Verbraucher für einzelne Tage innerhalb eines gewissen tolerierten Rahmens von  $P_{\text{Last, tol}} = P_{\text{Last, max}} - P_{\text{Last, min}}$  ungefähr bekannt. Dieses Verhalten wird in einem Standardlastprofil festgehalten, welches in Abbildung 2.5 exemplarisch für einen typischen Werktag dargestellt ist [2].

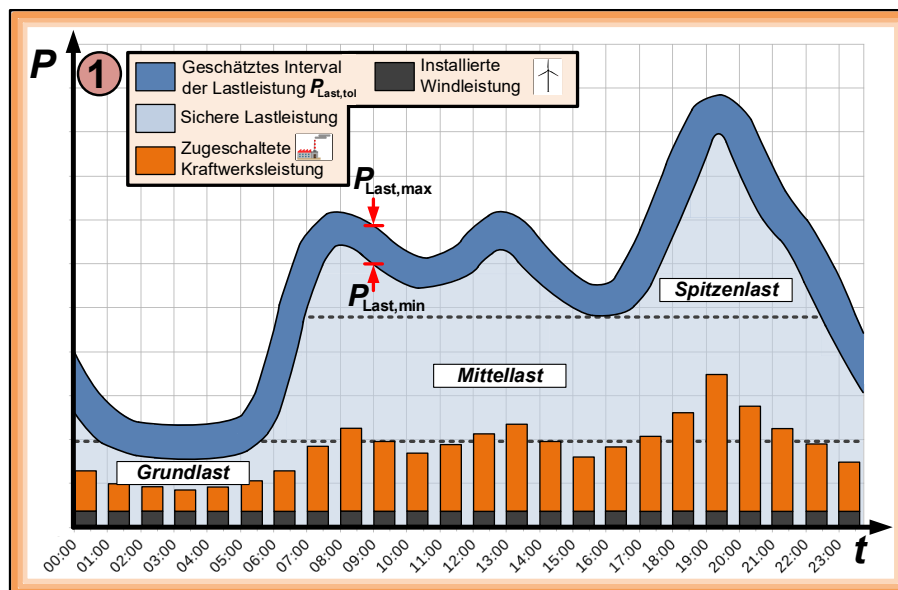


Abbildung 2.5: Standardlastprofil mit dadurch geplantem Zuschalten von Kraftwerken und ergänzender Einspeisung von Windenergieanlagen

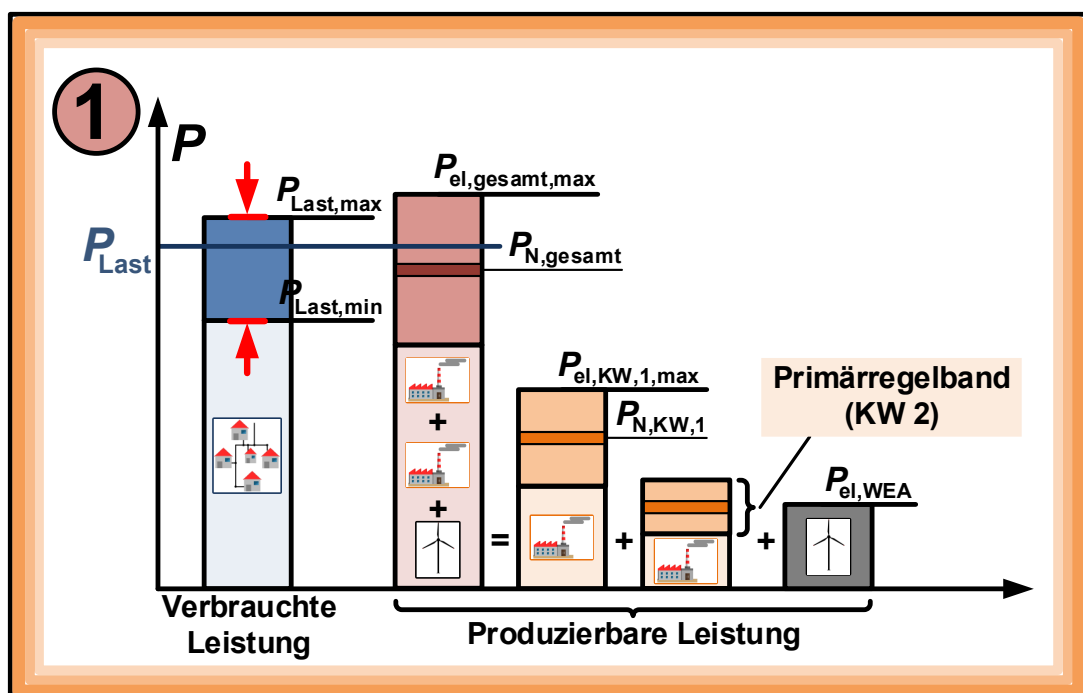
Die geschätzte Verbraucherleistung  $P_{\text{Last, tol}}$  variiert hierbei zeitlich entlang des Tages. Aufgrund dessen werden Kraftwerke mit einer ausreichend großen insgesamt resultierenden Nennleistung  $P_{\text{N, gesamt}}$  zuvor installiert und dann nach dem Lastprofil zu den entsprechenden Zeitpunkten hoch- oder heruntergefahren. Dies ist durch die orangenen Balken für eine der Einfachheit halber äquivalente Nennleistung pro Kraftwerk illustriert. Des Weiteren sind große elektrische Verbraucher dazu verpflichtet ihre benötigte Leistung im Voraus anzumelden. Aus ökonomischen und technischen Gründen, wie beispielsweise mögliche abrufbare Leistungsgradienten, gibt es drei wesentliche Kraftwerksarten. Diese variieren zwischen einem nahezu dauerhaften Betrieb mit der höchsten installierten Nennleistung von Grundlastkraftwerken (u. a.



Atomkraft, Braunkohle) über die entsprechend dem Lastverlauf eingreifenden Mittellastkraftwerke (u. a. Steinkohle) bis hin zu den kurzfristige Lastschwankungen ausgleichenden Spitzenlastkraftwerken (u. a. Pumpspeicher) [2], [13].

Unter Berücksichtigung der zuvor genannten Aspekte wird dann ein Fahrplan für die Verteilung der zeitlich variierenden Netzlast auf die einzelnen Kraftwerke für den nachfolgenden Tag erarbeitet (engl. *load scheduling*). Hierbei wird ebenso die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen berücksichtigt. In Abbildung 2.5 ist hierzu qualitativ und beispielhaft die konstant bleibende gesamte installierte Leistung der in das Netz einspeisenden Windenergieanlagen durch die grauen Balken repräsentiert. Bei dem über den Fahrplan festgelegten Zuschalten der Kraftwerke, dargestellt durch die orangenen Balken, wird die durch die Windenergieanlagen über eine Windprognose ergänzend zur Verfügung stehende Leistung miteinbezogen. Diese liegt bei sich verändernden Windgeschwindigkeiten nicht durchgängig beim konstanten Wert der installierten Nennleistung (siehe Abschnitt 2.4.3). Da die Windvorhersage Schwankungen unterliegt und nie exakt ist, stehen bei unvorhergesehenen, größeren Windeinbrüchen sogenannte Schattenkraftwerke (Mittellast) bereit, um den dann eingetretenen Leistungsabfall wieder auszugleichen [13].

Kleinere vom Lastprofil tatsächlich abweichende Laständerungen innerhalb des tolerierten Bereichs  $P_{\text{Last, tol}}$  werden durch die Bereitstellung einer gesichert zur Verfügung stehenden Regelreserve wieder ausgeglichen. Die erwartete Leistungsspanne  $P_{\text{Last, tol}}$  der verbrauchten Leistung, die in Abbildung 2.6 explizit für einen Zeitpunkt zusammen mit der darin auftretenden tatsächlichen Lastleistung  $P_{\text{Last}}$  dargestellt ist, kann vorhergesehen werden. Damit ist garantiert, dass die maximal von den Verbrauchern geforderte Leistung  $P_{\text{Last, max}}$  in keinem Fall die höchstens erzeugbare Leistung  $P_{\text{el, gesamt, max}}$  überschreitet. Die von den hier exemplarisch aufgeführten zwei Kraftwerken (KW: Kraftwerk) in Kombination mit der ohne auf die Last angepassten Einspeisung einer Windenergieanlage (WEA) insgesamt produzierte Leistung



**Abbildung 2.6:** Gegenüberstellung der geschätzten verbrauchten Leistung bei einer angenommenen Lastleistung  $P_{\text{Last}}$  mit der garantiert produzierbaren Leistung von zwei Kraftwerken und einer ergänzenden Windenergieanlage (Netzzustand 1) zu einem festen Zeitpunkt

$$P_{el, gesamt} = P_{el, KW, 1} + P_{el, KW, 2} + P_{el, WEA} \quad \text{für} \quad P_{el, gesamt} = P_{Last} \quad (2.1)$$

bleibt damit zu jeder Zeit innerhalb des für die Regelreserve zur Verfügung stehenden, resultierenden Primärregelbands [2], [9]. Die benötigte Menge an Regelleistung wird für einen möglichst kosteneffizienten Betrieb an einem Regenergiemarkt zuvor von den Übertragungsnetzbetreibern für die Kraftwerksbetreiber ausgeschrieben.

Bereits an dieser Stelle ist unter Einbezug von Abbildung 2.5 und Abbildung 2.6 zu erkennen, dass bei einem zunehmenden Anteil an Windenergieanlagen, die nach dem Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme operieren, und damit einhergehend einer abnehmenden Anzahl an zugeschalteten Kraftwerken die für einen stabilen Netzbetrieb zwingend notwendige ausgeglichene Bilanz zwischen der insgesamt erzeugten Leistung  $P_{el, gesamt}$  und der geforderten Leistung der Last  $P_{Last}$  immer schwieriger zu erzielen ist. Um den dann wegfallenden Anteil der durch Kraftwerke sicher bereitgestellten Reserveleistung wieder aufzufangen, ist deshalb vor allem die in dieser Arbeit angestrebte Modifikation der aktuellen Betriebsweise von Windenergieanlagen erforderlich.

## 2.3 Von Kraftwerken bereitgestellte Systemdienstleistungen zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs

### 2.3.1 Aufbau eines Dampfkraftwerks und Stabilitätsbedingungen

Die zur Deckung der Grund- und Mittellast eingesetzten Kraftwerke funktionieren im Wesentlichen nach dem Prinzip eines Dampfkraftwerks. Grundlegend wird hierbei Wasserdampf in einem Dampferzeuger, der elementar aus einem Kessel besteht, durch Erhitzung erzeugt und damit eine Turbine angetrieben (siehe Abbildung 2.7) [4]. Die dafür notwendige Energie wird je nach Kraftwerksart aus dem fossilen Brennstoff (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas bei Gasturbinen) beziehungsweise durch Kernenergie gewonnen.

Die Turbine ist über eine Welle mit einem starr an das Netz gekoppelten fremderregten Synchrongenerator (FESG) verbunden. Hierbei werden vor allem sogenannte Turbogeneratoren,

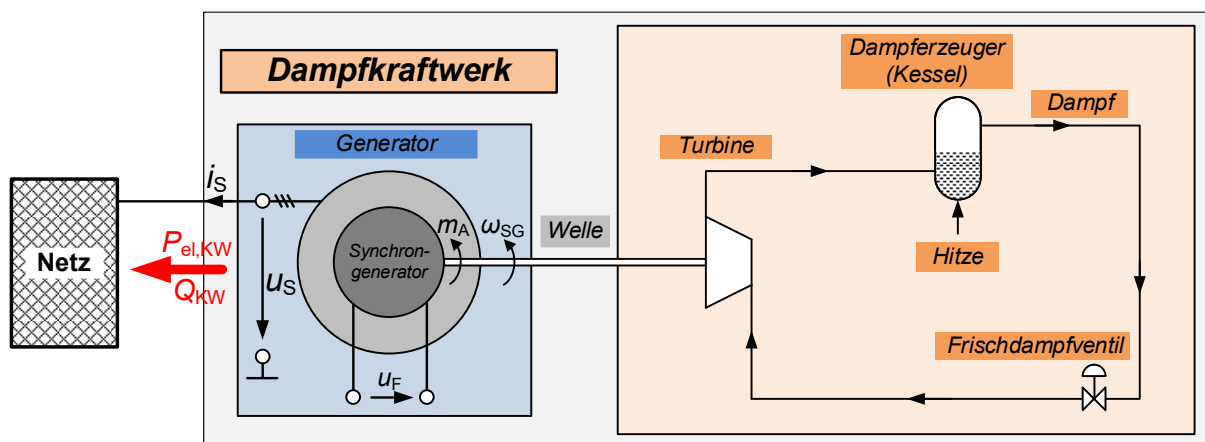
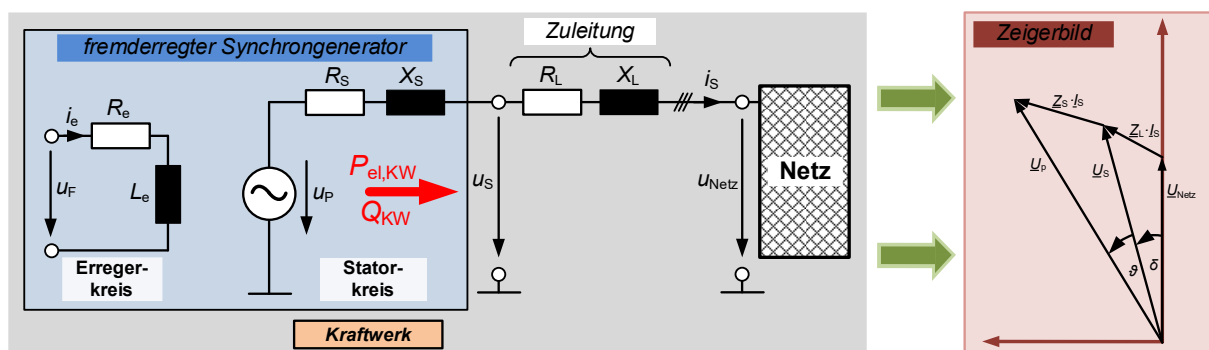


Abbildung 2.7: Aufbau eines Dampfkraftwerks – Eine vom Dampf bewegte Turbine treibt einen ins Netz speisenden, starr gekoppelten Synchrongenerator an

also Synchronmaschinen im hohen Megawattbereich mit Vollpolläufer und niedriger Polpaarzahl, eingesetzt. Das zugehörige resultierende Antriebsmoment  $m_A$  und damit die eingespeiste Wirkleistung  $P_{el, KW}$  kann dabei durch ein Frischdampfventil beeinflusst werden [4]. Weiterhin wirkt sich die eingestellte Erregerspannung  $u_F$  auf die in das Netz gespeiste Blindleistung  $Q_{KW}$  aus. Die Klemmenspannung des Synchrongenerators wird mit  $u_S$  und der Statorstrom mit  $i_S$  bezeichnet. Das Kraftwerk ist im Hinblick an die Netzanbindung im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) modelliert.

In den nachfolgenden Ausführungen wird eine grundlegende Kenntnis über Synchronmaschinen vorausgesetzt. Für eine detaillierte Übersicht über die Funktions- und Wirkungsweise sei auf die Ausführungen in gängiger Literatur, wie [2] und [4], verwiesen. Auf der linken Seite von Abbildung 2.8 ist das einphasige Ersatzschaltbild (ESB) des im Kraftwerk eingesetzten fremderregten Synchrongenerators mit einer zusätzlichen über die Elemente  $R_L$  und  $L_L$  repräsentierten Zuleitung zum Netzanschlusspunkt dargestellt.

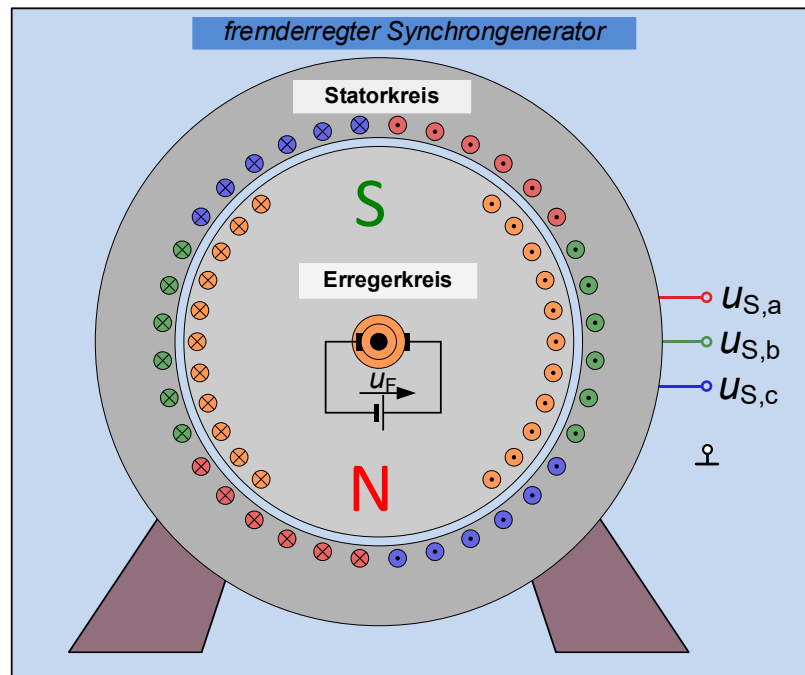


**Abbildung 2.8:** Einphasiges ESB des fremderregten Synchrongenerators mit Anschluss an das Netz über eine Zuleitung (links) und zugehöriges Zeigerbild (rechts)

Der Generator wird hierbei über einen mit dem Rotor rotierenden einphasigen Erregerkreis mit angelegter Gleichspannung  $u_F$  und einen sich am festen Stator befindenden dreiphasigen Statorkreis repräsentiert. Hierzu ist in Abbildung 2.9 der Querschnitt eines fremderregten Synchrongenerators mit Vollpolläufer zusammen mit dessen Rotor- und Statorwicklungen dargestellt. Die Überlagerung der beiden entstehenden Drehfelder bestimmt dabei das elektrische Generatorverhalten [2].

Über eine Zuleitung speist der Generator in das übergeordnete Verbundnetz ein. Anders ausgedrückt stellt diese Zuleitungsimpedanz  $\underline{Z}_L = R_L + jX_L = R_L + j\omega_{Netz}L_L$  bei einer Zusammenfassung des komplex aufgebauten Stromnetzes am Netzanschlusspunkt die Netzimpedanz  $\underline{Z}_{Netz} = \underline{Z}_L$  und  $u_{Netz}$  die dort resultierende Ersatzspannung dar. Aus Sicht des einzelnen Kraftwerks mit einer im Vergleich zu den vielen anderen Kraftwerken im gesamten Stromnetz (siehe Abbildung 2.2) geringen installierten Leistung ergibt sich damit ein starres Netz mit fester Spannung  $u_{Netz}$  und Frequenz  $f_{Netz}$  [2]. Es wird ersichtlich, dass die Netzimpedanz  $\underline{Z}_{Netz}$  beziehungsweise hier die Zuleitungsimpedanz  $\underline{Z}_L$  die wirksame Statorimpedanz zu  $\underline{Z}_s + \underline{Z}_{Netz}$  erhöht. In dem für einen ausgewählten Betriebspunkt in Abbildung 2.8 (rechts) aufgeführten zugehörigen Zeigerbild ergibt sich daher der Summenpolradwinkel  $\vartheta + \delta$ , bestehend aus dem Polradwinkel  $\vartheta$  und dem Leitungswinkel  $\delta$ , zwischen der Polradspannung  $u_p$  und der Netzspannung  $u_{Netz}$ . Über die Erregerspannung  $u_F$  kann durch den resultierenden Erregerstrom  $i_e$

die Höhe der induzierten Polradspannung  $u_p$  und somit die ausgehende Blindleistung  $Q_{KW}$  eingestellt werden.



**Abbildung 2.9:** Querschnitt eines fremderregten Synchrongenerators mit Vollpolläufer<sup>3</sup>

Unter Beachtung der wirksamen Massenträgheit des Generators  $J_{SG}$  mit Turbine und Welle und des dynamisch wirkenden Dämpfungsmoments  $m_D$  nach [2] wird die Dynamik der starr an das Netz gekoppelten Synchronmaschine grundlegend wie folgt beschrieben:

$$J_{SG} \cdot \dot{\omega}_{SG} = m_A - m_{el, \text{Netz}} - m_D. \quad (2.2)$$

Hierbei bewirkt eine Erhöhung des Antriebsmoments  $m_A$  aufgrund des stationär synchron zur Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}} = \omega_{el, SG}$  laufenden Generators eine Zunahme des elektrischen Drehmoments  $m_{el, \text{Netz}} = m_{el, SG}$  und somit der eingespeisten Leistung  $P_{el, KW}$ . Die mechanische Winkelgeschwindigkeit  $\omega_{SG}$  ist dabei über die Polpaarzahl  $p_{SG}$  mit der elektrischen  $\omega_{el, SG}$  linear verknüpft:

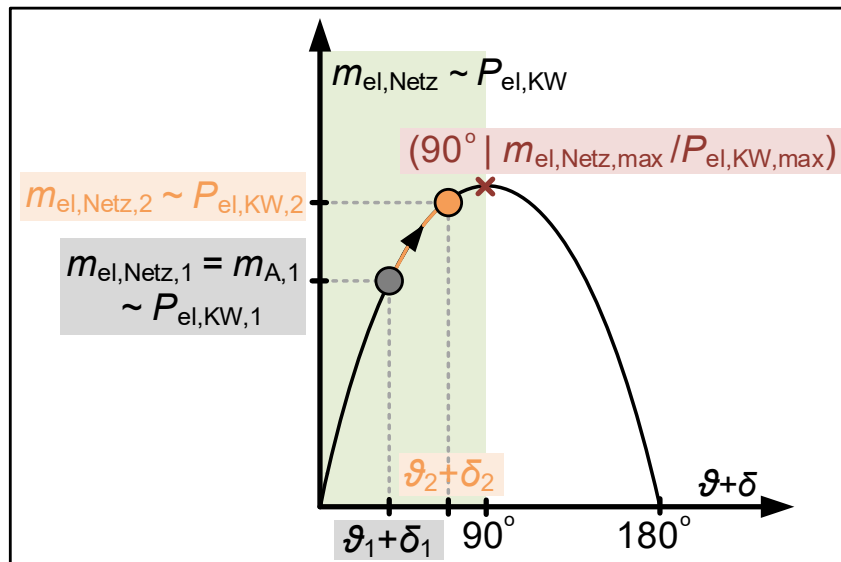
$$\omega_{el, SG} = p_{SG} \cdot \omega_{SG}. \quad (2.3)$$

Solange bis die Drehmomentbilanz wieder ausgeglichen ist, treten kurzzeitige Abweichungen  $\Delta\omega_{el, SG} = \omega_{el, SG} - \omega_{\text{Netz}}$  zwischen der Generatorzahl und der an der Stelle des Netzanschlusspunkts vorhandenen Netzfrequenz auf, die die damit einhergehende Änderung des Summenpolradwinkels bedingen:

$$\vartheta + \delta = \int \Delta\omega_{el, SG} dt. \quad (2.4)$$

<sup>3</sup> **Bildrechte:** Biezl (<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Vollpolmaschine.svg>), „Vollpolmaschine“, Bezeichnungen und Hintergrund angepasst, <https://creativecommons.org/publicdomain/zero/1.0/legalcode>

Die Größen  $m_{el, Netz}$  und  $P_{el, KW}$  sind wie in Abbildung 2.10 dargestellt jeweils proportional zum Ausdruck  $\sin(\vartheta + \delta)$  und daher auch proportional zueinander ( $m_{el, Netz} \sim P_{el, KW}$ ) [2], [4]. Die statische Stabilitätsgrenze ist hierbei jeweils durch das Maximum  $m_{el, max}$  beziehungsweise  $P_{el, KW, max}$  bei einem Summenpolradwinkel von  $90^\circ$  festgelegt [2]. Für einen stabilen Netzbetrieb ist deshalb vorausgesetzt, dass diese Grenze von keinem der vielen Synchrongeneratoren eines Verbundnetzes (siehe Abbildung 2.2) überschritten werden darf. Aus diesem Grund wird im realen Betrieb ausreichend Abstand hierzu eingehalten [4].



**Abbildung 2.10:** Zusammenhang zwischen der Generatorleistung beziehungsweise dem Generatordrehmoment und dem Summenpolradwinkel mit Darstellung einer Laständerung und Kennzeichnung der statischen Stabilitätsgrenze

Ausgehend von dem an dieser Stelle beispielhaft angenommenen stationären Arbeitspunkt bei  $m_{el, Netz, 1} = m_{A, 1}$  mit der eingespeisten Leistung  $P_{el, KW, 1}$  und dem zugehörige Summenpolradwinkel  $\vartheta_1 + \delta_1$  ist die durch eine plötzliche Laständerung resultierende dynamische Änderung des elektrischen Moments zu  $m_{el, Netz, 2}$  eingezeichnet. Es muss dabei sichergestellt werden, dass die entstehenden Winkelwerte von  $\vartheta + \delta$  bei den dann nach Gleichung (2.2) und (2.4) bedingten Polradwinkelschwingungen weiterhin nicht größer als  $90^\circ$  werden. Der zusätzlich zur Erregerwicklung im Läufer eingebaute Kurzschlusskäfig besitzt hierbei die dämpfende Wirkung  $m_D$  auf die in Gleichung (2.2) beschriebene Generatordynamik. Sobald sich durch dynamisch auftretende Drehmomentänderungen von  $m_{el, Netz}$  (oder auch  $m_A$ ) eine kurzzeitige Abweichung zwischen der Netz- und Generatorfrequenz ergibt, wird in der Dämpferwicklung eine Spannung induziert aus der dann wiederum das Dämpfungsmoment  $m_D$  resultiert. Dieses wirkt dem Frequenzunterschied  $\Delta\omega_{el, SG} = \omega_{el, SG} - \omega_{Netz}$  solange entgegen, bis dieser wieder aufgehoben wurde. Weiterhin werden bei dynamischen Statorstromänderungen zunächst die reduzierten subtransienten und zeitlich daran anschließenden transienten Statorreaktanzen  $X_d''$  und  $X_d'$  für  $X_d = X_S$  wirksam (siehe Abbildung 2.12). Der Generator wird daraufhin solange abgebremst, bis eine Erhöhung des Antriebsmoments  $m_A$  die Drehmomentbilanz nach Gleichung (2.2) wieder ausgleicht.

Durch das Nachstellen der Polradspannung  $u_p$  über eine durch die Erregerspannung  $u_F$  eingreifende Regelung der Klemmenspannung  $u_S$  kann das Verhalten der Synchronmaschine dahingehend beeinflusst werden, dass diese an den Klemmen und nicht mehr nur an der Stelle der Polradspannung (siehe Abbildung 2.8) wie eine Spannungsquelle wirkt [4]. Dadurch kann der

negative Einfluss des Summenpolradwinkels auf den Stabilitätsbereich in Abbildung 2.10 zumindest stationär wieder ausgeglichen werden. Der Polradwinkel  $\vartheta$  und der Leitungswinkel  $\delta$  können dann getrennt betrachtet werden, weshalb auch theoretisch eine höhere maximale Leistung  $P_{el, KW, max}$  einstellbar ist.

### 2.3.2 Wirkleistungsfluss und Arten der zeitlich aufeinander folgenden Regelreserven

Wie in Abschnitt 2.2 ausgeführt, ist es für einen stabilen Netzbetrieb zwingend erforderlich, dass die elektrischen Erzeuger ihre eingespeiste Leistung auch auf unvorhersehbar auftretende Laständerungen der Verbraucher anpassen müssen. Bei einem Lastsprung  $\Delta P_{Last}$  werden daher entsprechend Abbildung 2.11 verschiedene zeitlich aufeinander folgende Regelreserven aktiviert [2].

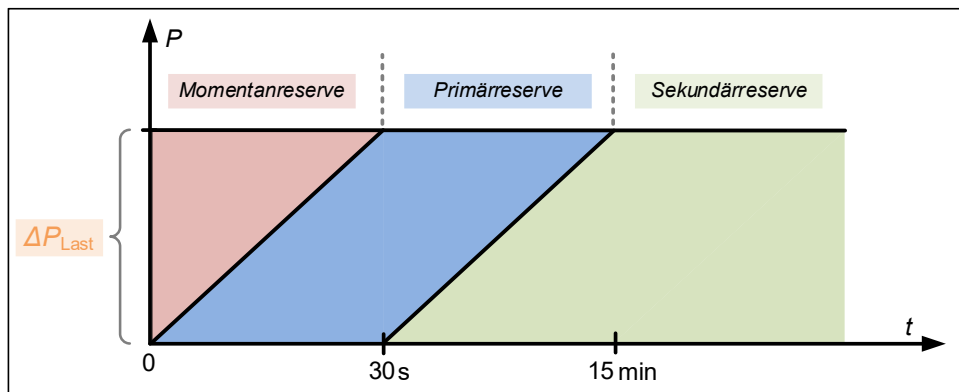


Abbildung 2.11: Aufeinanderfolgend aktivierte Regelreserven zum sofortigen und dauerhaften Ausgleich einer aufgetretenen Laständerung  $\Delta P_{Last}$

Für die anschaulichere Darstellung und der besseren Untersuchbarkeit halber wurde das an ein starres Netz angebundene Kraftwerk nach Abbildung 2.8 zu dem weichen Stromnetz in Abbildung 2.12 erweitert und die dort resultierenden Abläufe bei einer dynamischen Laständerung  $\Delta P_{Last}$  betrachtet. Hierbei speisen nun zwei Kraftwerke (Erzeuger) über eine jeweilige Zuleitung eine gemeinsame ohmsch-induktive Last (Verbraucher). Das einzelne Kraftwerk wirkt nun mit seiner installierten Nennleistung im Verbundnetz nicht mehr klein und die Einspeisung hat direkte Auswirkungen auf die Netzgrößen Spannung  $u_{Netz}$  und Frequenz  $f_{Netz}$ . Im übertragenen Sinne könnte diese Darstellung auch so angesehen werden, dass die Nennleistung vieler

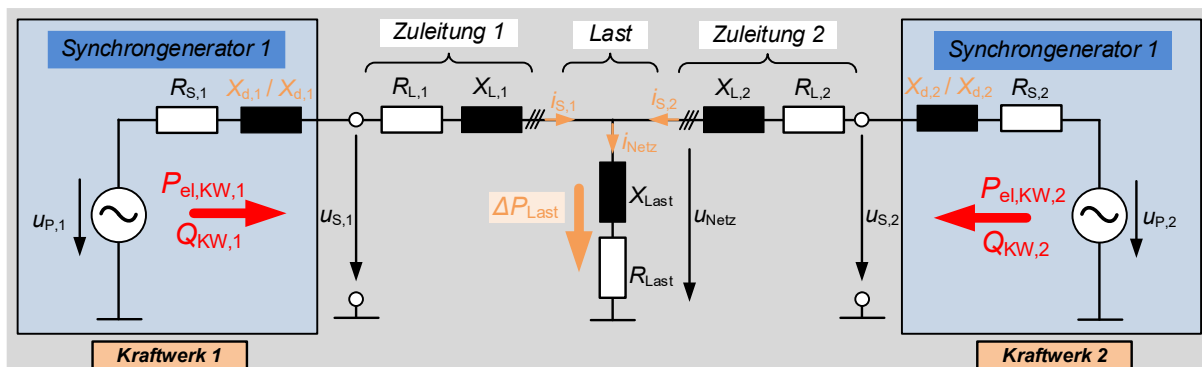


Abbildung 2.12: ESB der Kopplung von zwei Kraftwerken über eine gemeinsame Last mit jeweiliger Zuleitung zur Nachbildung eines weichen Stromnetzes und der Veranschaulichung der Abläufe bei Laständerungen

Kraftwerke jeweils zu einer ähnlich hohen Gesamtleistung zusammengefasst wird, sodass beispielsweise das eine Kraftwerk Süd- und das andere Kraftwerk Norddeutschland repräsentiert.

Die Zuleitungsimpedanz  $\underline{Z}_L$  eines Kraftwerks entspricht in diesem Fall ebenso nicht mehr dessen Netzimpedanz  $\underline{Z}_{\text{Netz}}$ . Diese ergibt sich beispielsweise für *Kraftwerk 1* aus dessen eigener Zuleitungsimpedanz und der Parallelschaltung von der Lastimpedanz und der Summe aus Zuleitungs- und Statorimpedanz von *Kraftwerk 2* zu

$$\underline{Z}_{\text{Netz}, 1} = \underline{Z}_{L, 1} + (\underline{Z}_{\text{Last}} \parallel (\underline{Z}_{L, 2} + \underline{Z}_{S, 2})). \quad (2.5)$$

Der dabei resultierende höhere Wert ( $\underline{Z}_{\text{Netz}, 1} > \underline{Z}_{L, 1}$ ) kennzeichnet ebenso das nun gebildete weiche Stromnetz. Streng genommen findet sich die Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$  von Abbildung 2.8 (links) aus Sicht von *Kraftwerk 1* eigentlich in der sich ergebenden Quellenspannung einer Ersatzspannungsquelle mit  $\underline{Z}_{\text{Netz}, 1}$  als Innenimpedanz wieder und liegt daher eigentlich nicht direkt über der Last an. Trotzdem wurde die Bezeichnung  $u_{\text{Netz}}$  für die Lastspannung der Einfachheit halber nicht abgeändert.

Die verschiedenen Spannungs- und Verteilungsebenen des komplexen elektrischen Netzes in Abbildung 2.2 sind dann alle auf ein einzelnes Spannungslevel mit einer durch einen ohmschen und induktiven Anteil zusammengefassten Zuleitung repräsentiert. Dies stellt eine ausreichende Näherung für die gewünschten Untersuchungsergebnisse dar, sodass auf die Anwendung von ausführlicheren Darstellungsformen wie ein  $T$ - oder  $\pi$ -ESB nach [5] verzichtet worden ist.

### 2.3.2.1 Momentanreserve

Im anschließenden Betrachtungsfall wird das Auftreten einer sprungförmigen positiven Laständerung  $\Delta P_{\text{Last}} > 0$  angenommen. Hierbei ist zu erwähnen, dass bei negativen Laständerungen für alle fortlaufenden Erläuterungen ein inverses Verhalten auftritt. Ebenso lassen sich die dargestellten Zusammenhänge und Abläufe auf kontinuierliche Variationen der von der Last geforderten Leistung übertragen.

Sobald die Laständerung  $\Delta P_{\text{Last}} > 0$  auftritt, wird die zusätzlich geforderte Leistung zunächst aus der kinetischen Energie der rotierenden Generatormassen ausgekoppelt (Momentanreserve). Die sich erhöhende eingespeiste Leistung der Kraftwerke wird daher von der Last aus initiiert. Im ersten Moment teilen sich die resultierenden Statorströme  $i_{S, 1}$  und  $i_{S, 2}$  entsprechend der jeweiligen Stator- und Zuleitungsimpedanzen nach der allgemeingültigen Stromteilerregel auf (siehe Abbildung 2.12). Bedingt durch die dynamische Änderung sind hierbei zunächst die transienten und subtransienten Statorreaktanzen  $X'_d$  und  $X''_d$  wirksam. Das sich dabei jeweils erhöhende elektrische Drehmoment  $m_{\text{el}, \text{Netz}, 1}$  und  $m_{\text{el}, \text{Netz}, 2}$  führt dann in Abhängigkeit der zugehörigen Massenträgheitsmomente  $J_{\text{SG}, 1}$  und  $J_{\text{SG}, 2}$  zu einem Abbremsen der Generatoren mit den Drehzahlen  $\omega_{\text{SG}, 1}$  und  $\omega_{\text{SG}, 2}$ , welches unter Verwendung von Gleichung (2.2) entsprechend beschrieben wird:

$$J_{\text{SG}, 1} \cdot \dot{\omega}_{\text{SG}, 1} = m_{A, 1} - m_{\text{el}, \text{Netz}, 1} \quad (2.6)$$

und

$$J_{\text{SG}, 2} \cdot \dot{\omega}_{\text{SG}, 2} = m_{A, 2} - m_{\text{el}, \text{Netz}, 2} \quad (2.7)$$



Hierbei ist das ebenso noch auftretende Dämpfungsmoment  $m_D$  aus Gleichung (2.2) der Übersichtlichkeit halber nicht berücksichtigt, da im weiteren Verlauf keine hochdynamischen Abläufe mehr genauer betrachtet werden. Die in der rotierenden Masse insgesamt gespeicherte kinetische Rotationsenergie wird anhand [5] jeweils über

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} \cdot J_{\text{SG}} \cdot \omega_{\text{SG}}^2 \quad (2.8)$$

berechnet. Hieraus lässt sich dann die bei einer Frequenzänderung  $\dot{\omega}_{\text{SG}}$  abgegebene Leistung eines Kraftwerks herleiten:

$$P_{\text{kin}} = \frac{dE_{\text{kin}}}{dt} = J_{\text{SG}} \cdot \omega_{\text{SG}} \cdot \dot{\omega}_{\text{SG}} \quad (2.9)$$

Im ersten Moment ist diese somit für die über die Polpaarzahl  $p_{\text{SG}}$  mit der Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}}$  nach Gleichung (2.3) verknüpfte Generatorzahl  $\omega_{\text{SG}}$  von dem am Generatorrotor angreifenden Drehmoment  $m_{\text{el, Netz}}$  sowie dessen Massenträgheitsmoment  $J_{\text{SG}}$  abhängig.

### 2.3.2.2 Primärreserve

Wie in Abschnitt 2.2 aufgeführt, werden Kraftwerke mit einer für mögliche auftretende Laständerungen ausreichend zur Verfügung stehenden Menge an Primärreserve ausgelegt (siehe Abbildung 2.6). Die bereitgestellte Primärreserve eines Kraftwerks wird dabei über die implementierte Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung im Verbundbetrieb festgelegt. In Abbildung 2.13 ist hierzu schematisch das Kraftwerk mit einer über PT<sub>1</sub>-Glieder angenäherten Turbine und Erregermaschine dargestellt. Hierüber werden die aus der jeweiligen Statikregelung als Stellgröße resultierenden Größen Antriebsmoment  $m_{\text{A, soll}}$  und Erregerspannung  $u_{\text{F, soll}}$  eingestellt und dadurch der Leistungsfluss zum Stromnetz, ohne hier aufgeführte Zuleitung, beeinflusst. Wie in Abschnitt 4.4.4 noch ausführlicher beschrieben wird, ist die hier als ein einheitliches Element modellierte Turbine in der Realität lokal in einen Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil unterteilt. Die die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der drei Bereiche charakterisierenden Zeitkonstanten reichen dabei von unter 150 ms bis in den unteren zweistelligen Sekundenbereich [2], [4]. Für die Turbine wurde an dieser Stelle eine Zeitkonstante von  $T_{\text{Turb}} = 100$  ms verwendet. Diese spiegelt damit ausschließlich den Hochdruckteil und daher nicht die Änderung über den kompletten Leistungsbereich vollständig realitätsnah wieder. Die Wahl

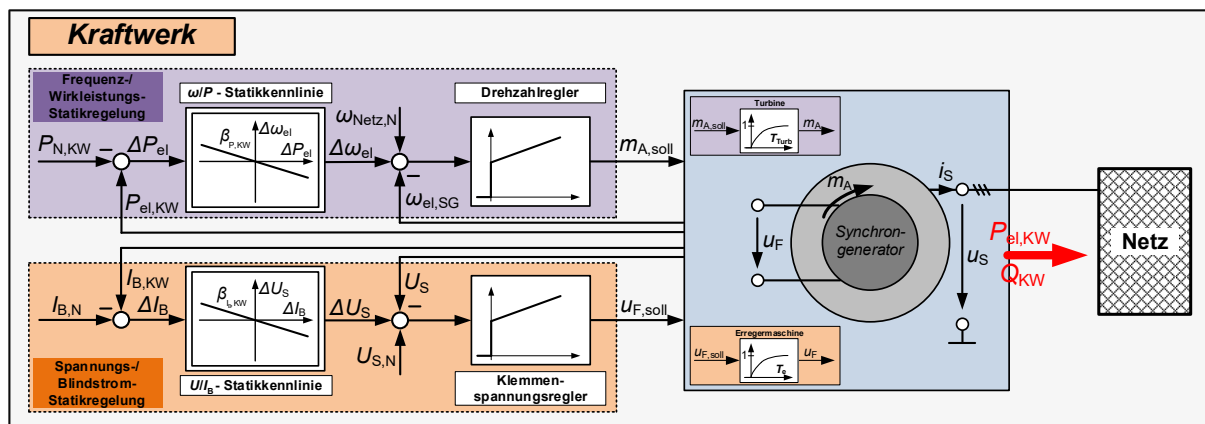


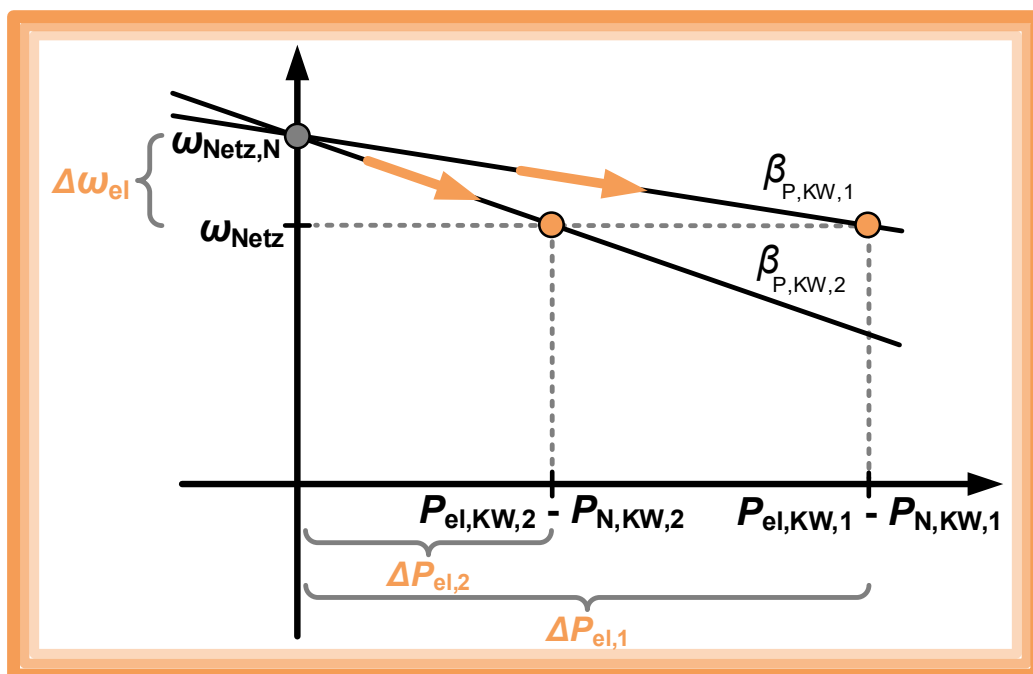
Abbildung 2.13: Schematische Darstellung eines Kraftwerks mit Frequenz-/Wirkleistungs- und Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung



hiervon ist dadurch begründet, dass die im Folgenden zur besseren Veranschaulichung unrealistisch hoch gewählten Laständerungen trotzdem innerhalb der für die vollständige Aktivierung der Primärreserve geforderten Zeitdauer von den Kraftwerken stationär ausgeglichen werden sollen. Die Erregerzeitkonstante besitzt einen direkt aus [4] übernommenen Wert von  $T_e = 100$  ms.

### Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung

Anhand der implementierten Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung wird nach erfolgter Laständerung und Bereitstellung einer Momentanreserve das Antriebsmoment  $m_A$  erhöht, um dem Abbremsen der Generatoren entgegenzuwirken und somit die Netzfrequenz wieder zu stabilisieren. Weiterhin ist hierüber eine koordinierte Leistungsaufteilung zwischen den beiden hier betrachteten Kraftwerken entsprechend Abbildung 2.14 festgelegt. Diese muss sich nach einer maximalen Zeit von 30 s eingestellt haben (siehe Primärreserve in Abbildung 2.11) [2], [4], [9].



**Abbildung 2.14:** Über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung im Verbundbetrieb festgelegte Leistungsaufteilung zwischen den Erzeugern

Mit dem jeweiligen Antriebsmoment  $m_A$  als Stellgröße werden die sich synchron zur Netzfrequenz einstellenden elektrischen Winkelgeschwindigkeiten der Generatoren  $\omega_{\text{el,SG},1}$  und  $\omega_{\text{el,SG},2}$  geregelt (siehe Abbildung 2.13). Aufgrund des direkt über die Polpaarzahl des Synchrongenerators  $p_{\text{SG}}$  gegebenen Zusammenhangs zwischen der elektrischen und mechanischen Winkelgeschwindigkeit entsprechend Gleichung (2.3) wird dies auch als Drehzahlregelung bezeichnet. Daher werden im Nachfolgenden die Bezeichnungen Drehzahl, Winkelgeschwindigkeit und Frequenz oftmals äquivalent verwendet.

Allgemein ergibt sich der Drehzahl- beziehungsweise Frequenzsollwert  $\omega_{\text{el,soll,KW}}$  eines Kraftwerks dabei nach [4] durch die eingesetzte Statikkennlinie mit zugehörigem Statikfaktor  $\beta_{P,KW}$  jeweils zu

$$\omega_{\text{el,soll,KW}} = \omega_{\text{Netz,N}} + \beta_{P,KW} \cdot (P_{\text{el,KW}} - P_{\text{N,KW}}) \quad \text{für} \quad \beta_{P,KW} < 0. \quad (2.10)$$

Dabei gilt  $\Delta\omega_{el} = \beta_{P, KW} \cdot \Delta P_{el}$  und  $\Delta P_{el} = P_{el, KW} - P_{N, KW}$ . Der in den Drehzahlregler eingehende Regelfehler ist die Differenz aus  $\omega_{el, soll, KW}$  und  $\omega_{el, SG}$  (siehe Abbildung 2.13). Im Nennbetrieb ( $P_{el, KW} = P_{N, KW}$ ) entspricht die Sollfrequenz  $\omega_{el, soll, KW}$  der nominalen Netzfrequenz  $\omega_{Netz, N} = 2\pi \cdot 50$  rad/s. Wenn die Bereitstellung einer Primärreserve gefordert ist, resultiert dies in einem vom Statikfaktor  $\beta_{P, KW}$  abhängigen neuen Frequenzsollwert. Wie aus Abbildung 2.14 zu erkennen ist, existiert immer nur ein einziger stationärer Arbeitspunkt mit der Netzfrequenz  $\omega_{Netz} = \omega_{el, soll, KW, 1} = \omega_{el, soll, KW, 2}$ , an dem die zusätzlich geforderte Leistung  $\Delta P_{Last} = \Delta P_{el, 1} + \Delta P_{el, 2}$  mit zugehöriger Aufteilung eindeutig für beide Kraftwerke definiert ist. Sobald die jeweils in das Netz gespeiste Leistung  $P_{el, KW}$  die Nennleistung  $P_{N, KW}$  überschreitet, fällt die Netzfrequenz entsprechend Gleichung (2.10) unter den nominalen Wert  $f_{Netz, N} = 50$  Hz und umgekehrt. Wie ebenso in Abbildung 2.13 durch eine absteigende Statikennlinie dargestellt, besitzt der Statikfaktor  $\beta_{P, KW}$  zur Erzielung dieses durch die Primärregelung festgelegten Verhaltens einen negativen Wert. Der Statikfaktor könnte aber auch wie in [4] positiv gewählt werden, wenn dann wiederum das Vorzeichen von  $P_{el, KW}$  und  $P_{N, KW}$  umgekehrt werden würde.

Die Beteiligung eines elektrischen Erzeugers an der Primärreserve wird über den Betrag des Frequenz-/Wirkleistungs-Statikfaktors  $\beta_P$  festgelegt. Je flacher die damit verbundene Steigung der Statikennlinie in Abbildung 2.14 gewählt wird, desto höher ist die Leistungsbeteiligung des jeweiligen Erzeugers im Verbundbetrieb. Aus diesem Grund sollte der Wert des Statikfaktors für Kraftwerke in Abhängigkeit der Nennleistung  $P_{N, KW}$  gewählt werden. Für die beiden hier betrachteten Kraftwerke ist es daher sinnvoll das nachfolgende Verhältnis ungefähr anzustreben:

$$\frac{P_{N, KW, 1}}{P_{N, KW, 2}} = \frac{\beta_{P, KW, 2}}{\beta_{P, KW, 1}}. \quad (2.11)$$

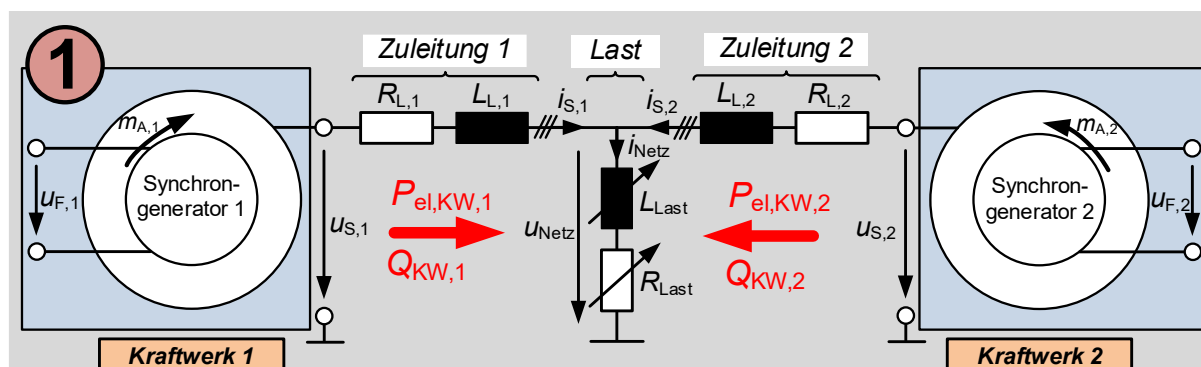
Zur besseren Verständlichkeit und der Übersichtlichkeit halber wurde die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung bisher ausschließlich unter Verwendung von absoluten Größen betrachtet (unnormiert). Wie in [2] und [4] aufgeführt, wird diese gewöhnlich in relativen beziehungsweise normierten Größen dargestellt. Somit ergibt sich der normierte Drehzahlsollwert aus der allgemeinen Beziehung von Gleichung (2.10) für ein Kraftwerk zu:

$$\frac{\omega_{el, soll, KW}}{\omega_{Netz, N}} = \frac{\omega_{Netz, N}}{\omega_{Netz, N}} + \beta_{P, KW, 0} \cdot \left( \frac{P_{el, KW}}{P_{N, KW}} - \frac{P_{N, KW}}{P_{N, KW}} \right) \quad \text{mit} \quad \beta_{P, KW, 0} = \beta_{P, KW} \cdot \frac{P_{N, KW}}{\omega_{Netz, N}} = -0,05. \quad (2.12)$$

Dabei wird der nun ebenfalls normierte Statikfaktor nach [4] zu  $\beta_{P, KW, 0} = -0,05$  für beide Kraftwerke angenommen. Das durch Gleichung (2.11) ausgedrückte Verhältnis der unnormierten Statikfaktoren stellt sich durch diese Normierung automatisch ein.

### **Implementiertes Simulationsmodell und zugehörige Simulationsergebnisse**

Zur Veranschaulichung der zuvor beschriebenen Abläufe wurde ein entsprechendes Simulationsmodell für die von zwei Kraftwerken versorgte Last nach Abbildung 2.12 beziehungsweise Abbildung 2.15 in *MATLAB/Simulink* in Anlehnung an [4] erstellt [9]. Weiterhin wird hiermit der Einfachheit halber ohne Beachtung der Einspeisung von Windenergieanlagen der *Netzzustand 1* aus Abbildung 2.4 repräsentiert.



**Abbildung 2.15:** Schematische Darstellung des implementierten Simulationsmodells bei dem zwei Kraftwerke eine gemeinsame ohmsch-induktive Last über eine jeweilige Zuleitung speisen

Die zugehörige Auslegung des jeweiligen Kraftwerks ist in Tabelle 2.1 aufgeführt und leistungsmäßig bereits auf den in dieser Arbeit eingesetzten Windenergieanlagen-Prüfstand (siehe Kapitel 3) bezogen.

**Tabelle 2.1:** Übersicht über die Auslegung und Parametrierung der beiden Kraftwerke aus Abbildung 2.15

	<i>Kraftwerk 1</i>	<i>Kraftwerk 2</i>
Nennscheinleistung	$S_{N, KW, 1} = 42,462 \text{ kVA}$	$S_{N, KW, 2} = 31,847 \text{ kVA}$
Leistungsfaktor	$\cos \varphi_{N, 1} = 0,942$ (übererregt)	$\cos \varphi_{N, 2} = 0,942$ (übererregt)
Nennwirkleistung	$P_{N, KW, 1} = 40 \text{ kW}$	$P_{N, KW, 2} = 30 \text{ kW}$
Nennblindleistung	$Q_{N, KW, 1} = 14,251 \text{ kvar}$	$Q_{N, KW, 2} = 10,688 \text{ kvar}$
Nennklemmenspannung (Phase)	$U_{S, N, 1} = 230 \text{ V}$	$U_{S, N, 2} = 230 \text{ V}$
Nennphasenstrom	$I_{N, 1} = 61,29 \text{ A}$	$I_{N, 2} = 45,97 \text{ A}$
Nennblindstrom (insgesamt)	$I_{B, N, 1} = 61,96 \text{ A}$	$I_{B, N, 2} = 46,47 \text{ A}$

Je nach Annahme der aktuell geforderten Wirkleistung  $P_{Last}$  beziehungsweise Blindleistung  $Q_{Last}$  der Verbraucher werden dann der ohmsche Widerstand  $R_{Last}$  sowie die sich in Reihe hierzu befindende Induktivität  $L_{Last}$  der Last für die Nennwerte der Netzspannung  $U_{Netz, N} = 230 \text{ V}$  und der Netzfrequenz  $\omega_{Netz, N} = 2\pi \cdot 50 \text{ rad/s}$  dimensioniert. Ausgehend vom Zusammenhang

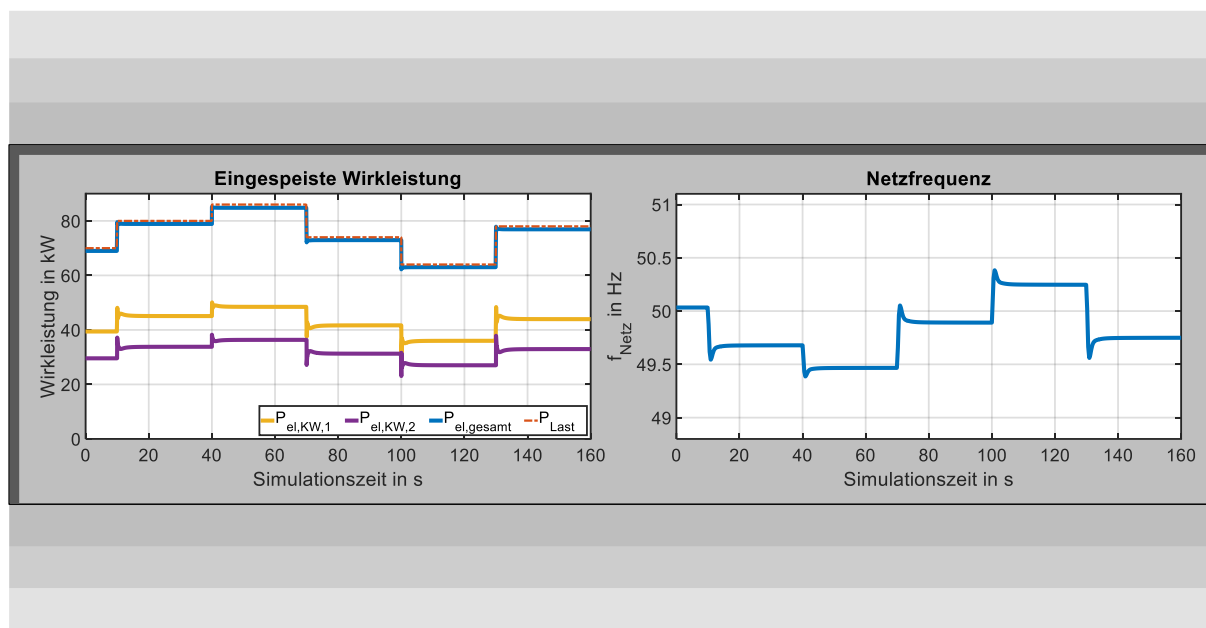
$$\underline{S}_{Last} = P_{Last} + jQ_{Last} = \frac{U_{Netz, N}^2}{R_{Last} + j \cdot \omega_{Netz, N} \cdot L_{Last}} \quad (2.13)$$

ergibt sich dann

$$R_{Last} = \frac{P_{Last} \cdot U_{Netz, N}^2}{P_{Last}^2 + Q_{Last}^2} \quad \text{und} \quad L_{Last} = \frac{U_{Netz, N}^2}{\left(\frac{P_{Last}^2}{Q_{Last}^2} + 1\right) \cdot \omega_{Netz, N} \cdot Q_{Last}} \quad (2.14)$$

Aufgrund zulässiger und auch im realen Betrieb unvermeidbarer Schwankungen der Netzspannung  $U_{\text{Netz}}$  von bis zu  $\pm 10\% \cdot U_{\text{Netz},N}$ , die unter anderem aus dem Spannungsabfall über der Zuleitung zum Verbraucher entstehen, ist zu beachten, dass die Netzgrößen nie exakt mit den an den Klemmen der Kraftwerke eingeregeltten Sollgrößen übereinstimmen und daher gewisse Toleranzen für die Verbraucher einzuplanen sind. Als Beispiel hierfür dient eine bei Nennspannung  $U_{\text{Netz},N}$  auf 50 W ausgelegte Glühlampe (ohmscher Widerstand), die dann bei einer um 10 % eingebrochenen Netzspannung nur noch 40,5 W beziehen würde. Um solche Abweichungen zunächst während des fehlerfreien Betriebs der besseren Nachvollziehbarkeit halber möglichst klein zu halten, wurde die jeweilige Zuleitungsimpedanz für einen geringen Spannungsabfall entsprechend niedrig dimensioniert.

Bei dem erstellten Simulationsmodell ist das physikalische Verhalten sowie der Nachweis der korrekten Funktionsweise unabhängig von der eingesetzten Leistungsklasse, sodass die gewonnenen Erkenntnisse auch auf reale Kraftwerke und Windenergieanlagen im Megawattbereich übertragen werden können. Die zugehörigen Simulationsergebnisse in Abbildung 2.16 zeigen die Lastaufteilung zwischen den beiden Kraftwerken zusammen mit der resultierenden Netzfrequenz für verschiedene Laständerungen [9].



**Abbildung 2.16:** Resultierende Wirkleistungsaufteilung zwischen beiden Kraftwerken und sich ergebende Netzfrequenz bei verschiedenen Laständerungen

Unter Beachtung der leichten Übertragungsverluste wird die von den Verbrauchern geforderte Wirkleistung  $P_{\text{Last}}$  durchgängig bereitgestellt:

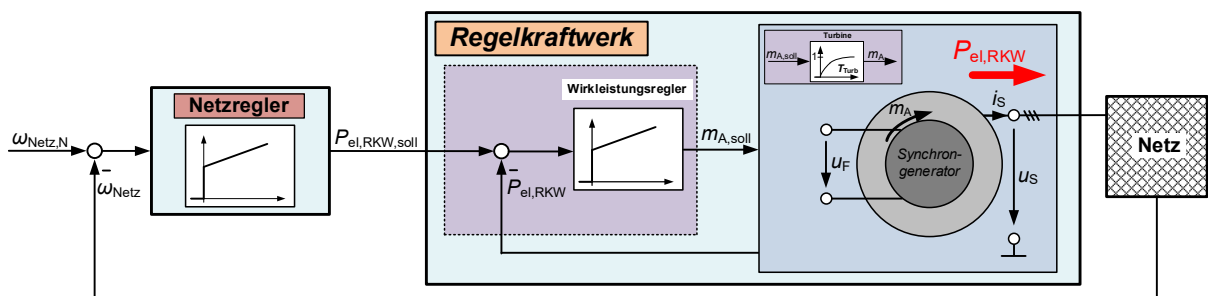
$$P_{\text{Last}} \approx P_{\text{el,gesamt}} = P_{\text{el,KW,1}} + P_{\text{el,KW,2}} \quad (2.15)$$

Nach einem ersten Abbremsen beziehungsweise Beschleunigen des Generators wird die jeweils eingespeiste Leistung über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung festgelegt. Immer wenn die zur Verfügung gestellte Leistung  $P_{\text{el,KW}}$  eines Kraftwerks dessen Nennleistung  $P_{N,KW}$  überschreitet, ergibt sich eine Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$  unterhalb vom Nennwert  $f_{\text{Netz},N} = 50 \text{ Hz}$  und andersherum.

### 2.3.2.3 Sekundärreserve und Einhaltung der Austauschleistungen zwischen Teilnetzen

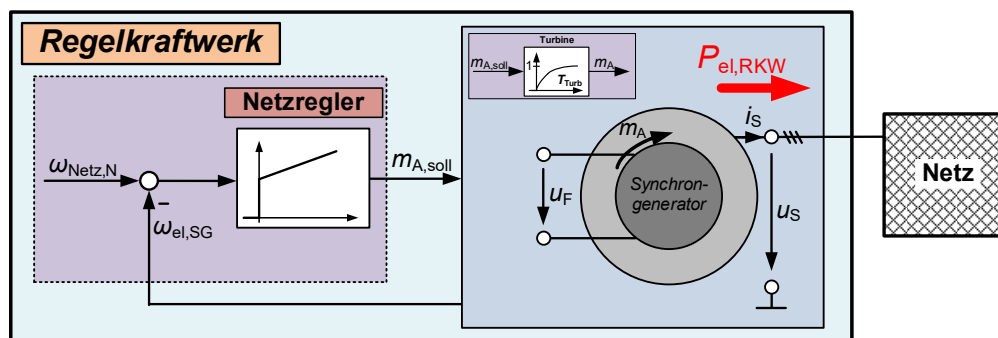
#### Sekundärreserve

Nach maximal 15 Minuten (siehe Abbildung 2.11) sorgen sogenannte Regelkraftwerke (u. a. Pumpspeicherkraftwerke) durch die Bereitstellung einer Sekundärreserve dafür, dass die nominale Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz, N}}$  wiederhergestellt wird. Zunächst wird hierzu in Abbildung 2.17 die Regelungsstruktur aufgezeigt, die für diesen Vorgang bei Betrieb mit nur einem einzigen Regelkraftwerk (RKW) im Netz sorgt. Der übergeordnete Netzregler ist dabei ein Frequenzregler mit der Sollwertvorgabe  $\omega_{\text{Netz, N}}$  [2]. Dessen Stellgröße ist die von dem als Stellglied dienenden Regelkraftwerk einzuregelnde Wirkleistung  $P_{\text{el, RKW, soll}}$ . Zur Einstellung dieser besitzt jedes Regelkraftwerk eine Wirkleistungsregelung.



**Abbildung 2.17:** Schematische Darstellung eines sich einzig im Netz befindenden Regelkraftwerks mit Wirkleistungsregler und übergeordnetem Netzregler

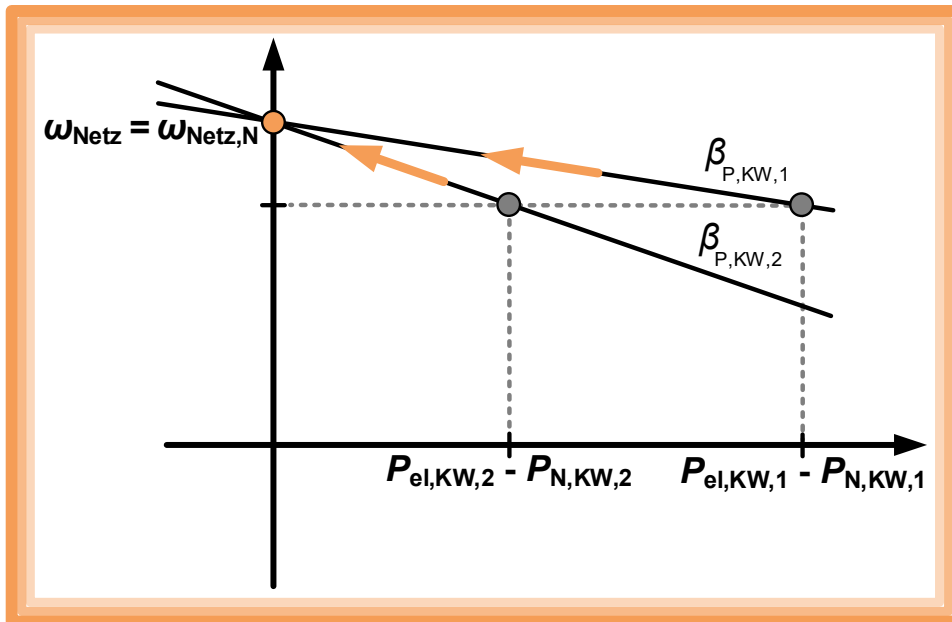
Diese könnte jedoch in dem aufgezeigten Betrieb mit nur einem einzigen Regelkraftwerk theoretisch auch entfallen, sodass, wie in Abbildung 2.18 illustriert, der Netzregler direkt über das einzustellende Turbinenantriebsmoment  $m_{A, \text{soll}}$  lokal eingreift. Damit wird das gleiche Verhalten wie in Abbildung 2.17 erzielt. Da die elektrische Winkelgeschwindigkeit des Generators  $\omega_{\text{el, SG}}$  synchron zur Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}}$  läuft, ist für diesen Fall eine separate Messung dieser nicht erforderlich. Die hier dargestellte Betrachtungsweise wird für die im Verlauf dieser Arbeit entwickelte Windenergieanlagenbetriebsweise noch bedeutsam (siehe Abschnitt 4.2).



**Abbildung 2.18:** Theoretisch ebenso mögliche Darstellung eines Regelkraftwerks mit direktem Eingriff des Netzreglers bei Vorhandensein von nur einem einzigen Regelkraftwerk im Netz

Die Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}}$  wird dann dadurch auf den Wert  $\omega_{\text{Netz, N}}$  wiederhergestellt, dass das Regelkraftwerk die zuvor von den (Primärregel-)Kraftwerken zur Verfügung gestellte Regelreserve wieder genau ausgleicht. Somit werden diese, ausgehend von der Darstellung in Abbildung 2.14, entsprechend Abbildung 2.19 auf ihre jeweilige Nennleistung  $P_{\text{el, KW}} = P_{\text{N, KW}}$  und

daher dem Frequenzsollwert  $\omega_{el, soll, KW} = \omega_{Netz, N}$  (siehe Gleichung (2.10)) zurückgeführt. Die bleibende Regelabweichung des proportional wirkenden Leistungsreglers ( $\omega/P$ -Statikennlinie) mit der Verstärkung  $\beta_{P, KW}$  beziehungsweise in normierter Form  $\beta_{P, KW, 0}$  verschwindet damit.



**Abbildung 2.19:** Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz durch die Übernahme der zuvor bereitgestellten Primärreserve durch Regelkraftwerke (Sekundärreserve)

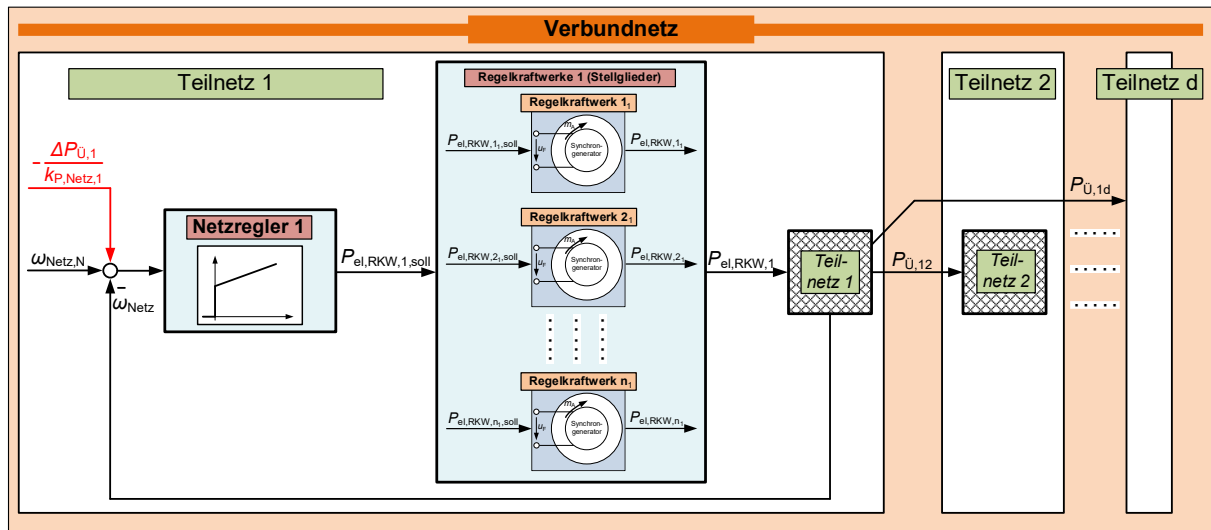
Entgegen dem festen Frequenzsollwert beim Netzregler des Regelkraftwerks aus Abbildung 2.17, weicht beim (Primärregel-)Kraftwerk in Abbildung 2.13 der resultierende Wert von  $\omega_{el, soll, KW}$  bei einer erneuten Bereitstellung einer Primärreserve wieder von  $\omega_{Netz, N}$  ab. Nur dadurch, dass über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung die jeweils eingespeiste Leistung im Verbundbetrieb entsprechend Abbildung 2.14 eindeutig festgelegt ist, ist ein stabiler Netzbetrieb möglich. Ein unkoordiniertes Einspeisen in Abhängigkeit des Leistungsgradienten eines Kraftwerks, wie es der Fall wäre, wenn alle Erzeuger auf den Sollwert  $\omega_{Netz, N}$  regeln würden, wird unterbunden.

Das gesamte Verbundnetz ist in einzelne Teilnetze unterteilt. Auf Deutschland bezogen gibt es beispielsweise die vier in Abbildung 2.1 dargestellten Teilnetze der Übertragungsnetzbetreiber. Innerhalb eines Teilnetzes befinden sich meistens mehrere Regelkraftwerke, sodass die Frequenzregelung nicht mehr wie noch in Abbildung 2.17 dezentral eingreift und auf ein einzelnes dieser Kraftwerke bezogen ist.

Jedes der in Abbildung 2.20 allgemein aufgeführten  $d$  Teilnetze besitzt dann einen eigenen zentralen Netzregler. An dieser Stelle ist für die bessere Nachvollziehbarkeit zu erwähnen, dass der im hier detailliert betrachteten *Teilnetz 1* in den *Netzregler 1* eingehende Ausdruck  $-\Delta P_{Ü, 1}/k_{P, Netz, 1}$  für die Einhaltung der vereinbarten Übergabeleistung zwischen den Teilnetzen sorgt. Dies wird zunächst noch nicht weiter beachtet und erst im späteren Teil dieses Abschnitts genauer erläutert. Die Stellgröße des *Netzreglers 1* ist die von den zugehörigen  $n_1$  Regelkraftwerken einzuspeisende Leistung  $P_{el, RKW, 1, soll}$ . Die daraus aufgeteilten Sollwerte  $P_{el, RKW, i_1, soll}$ , für die der Zusammenhang aus (2.16) für ein dort allgemeines Teilnetz  $j$  gilt, werden den lokalen Leistungsreglern vorgegeben [2]. Zur Übermittlung der einzelnen Werte ist

ein entsprechender Kommunikationsweg notwendig. Es resultiert dann insgesamt die zur Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz},N}$  erforderliche Leistung  $P_{\text{el,RKW},j}$  eines Teilnetzes  $j$  nach:

$$P_{\text{el,RKW},j,\text{soll}} = \sum_{i=1}^{n_j} P_{\text{el,RKW},i,j,\text{soll}} \quad \text{und} \quad P_{\text{el,RKW},j} = \sum_{i=1}^{n_j} P_{\text{el,RKW},i,j} \quad (2.16)$$



**Abbildung 2.20:** Ausschnitt eines Teilnetzes des gesamten Verbundnetzes und Darstellung der über die Regelkraftwerke einzuregelnden Teilleistungen als Stellgröße eines zentralen Netzreglers zur Wiederstellung der nominalen Netzfrequenz

### Einhaltung der vereinbarten Austauschleistungen zwischen Teilnetzen

Zwischen einzelnen oder mehreren Teilnetzen kann eine zuvor vereinbarte Übergabeleistung  $P_{\text{Ü}}$  über Kuppelleitungen ausgetauscht werden, die aus Sicht von jedem abgebenden Teilnetz als ein zusätzlicher Verbraucher wirkt. Dabei besteht eine weitere Aufgabe der Netzregler darin, dass diese Übergabeleistung auch bei auftretenden Laständerungen innerhalb eines Teilnetzes auf dem festgelegten Wert beibehalten wird, um unter anderem einer Überlastung der Kuppelleitungen vorzubeugen [2], [4]. Hierfür wird das sogenannte Netzkennlinienverfahren angewendet, welches nachfolgend erläutert ist.

Der die Leitungsbeteiligung eines Kraftwerks an der Primärreserve angegebende Statikfaktor  $\beta_{\text{P,KW}}$  (unnormiert) aus Gleichung (2.10) kann ebenso invers als Leistungszahl  $k_{\text{P,KW}}$  ausgedrückt werden:

$$k_{\text{P,KW}} = -\frac{1}{\beta_{\text{P,KW}}} = -\frac{\Delta P_{\text{el}}}{\Delta \omega_{\text{el}}} \quad \text{für} \quad k_{\text{P,KW}} > 0 \quad (2.17)$$

Bei Zusammenfassung aller sich an der Primärregelung beteiligenden Kraftwerke mit der Anzahl  $l_j$  eines jeweiligen Teilnetzes  $j$  ergibt sich die zugehörige Erzeugerkennlinie zu

$$k_{\text{P,E},j} = \sum_{i=1}^{l_j} k_{\text{P,KW},i,j} \quad (2.18)$$

Unter Berücksichtigung der im betrachteten Teilnetz  $j$  angeschlossenen Lasten in Form von elektrischen Maschinen mit frequenzabhängigem Leistungsverbrauch resultiert ebenso eine der Erzeugerkennlinie  $k_{P,E,j}$  entgegengesetzt wirkende Lastkennlinie  $k_{P,Last,j}$ . Aus beiden Größen folgt die Leistungszahl des Teilnetzes

$$k_{P,Netz,j} = k_{P,E,j} + k_{P,Last,j} \quad (2.19)$$

Für  $d$  Teilnetze erhält man dann die Netzleistungszahl

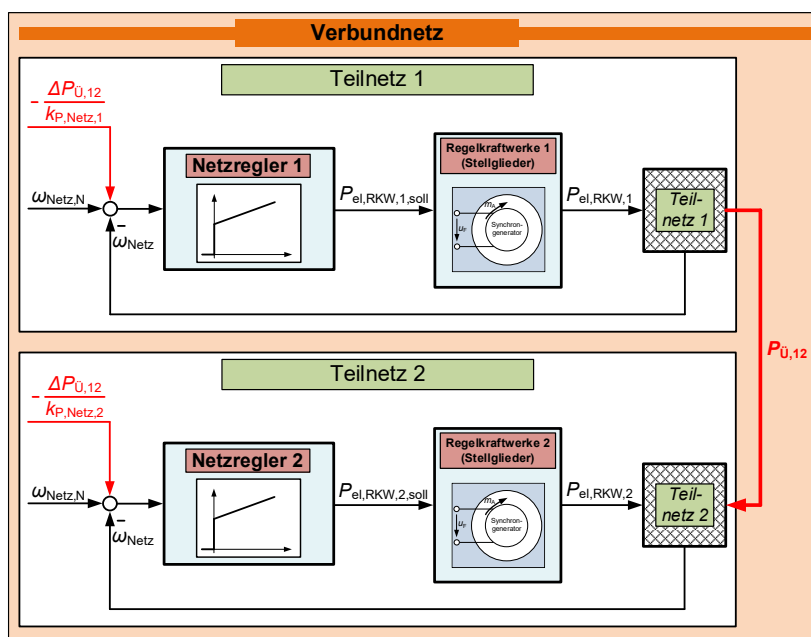
$$k_{P,Netz} = \sum_{j=1}^d k_{P,Netz,j} = k_{P,E} + k_{P,Last} \quad (2.20)$$

des gesamten Verbundnetzes mit der dazugehörigen totalen Leistungszahl der Erzeuger  $k_{P,E}$  und der Lasten  $k_{P,Last}$ . Über die Netzleistungszahl  $k_{P,Netz}$  kann durch die einheitliche Netzfrequenz  $f_{Netz}$  eine auf die Laständerung  $\Delta P_{Last}$  aus der Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung bedingte Frequenzabweichung  $\Delta\omega_{el}$  direkt abgeschätzt werden:

$$\Delta\omega_{el} = -\frac{\Delta P_{Last}}{k_{P,Netz}} \quad (2.21)$$

Je größer hierbei der Wert von  $k_{P,Netz}$  ist, desto geringer ist die zunächst entstehende Frequenzabweichung  $\Delta\omega_{el}$ , wodurch wiederum der Vorteil eines großen Verbundnetzes verdeutlicht wird.

Wie in [2] vorgestellt, ist zur anschaulichen Erläuterung dessen hierzu in Abbildung 2.21 exemplarisch ein aus nur zwei Teilnetzen bestehendes Verbundnetz mit der im stationären Betrieb von *Teilnetz 1* in *Teilnetz 2* zugeführten Leistung  $P_{\dot{U},12}$  aufgeführt. Ausgehend hiervon tritt nun eine Laständerung  $\Delta P_{Last,2} > 0$  im *Teilnetz 2* auf. Die nun unabhängig vom Ort dieser



**Abbildung 2.21:** Wahrung der festgelegten Austauschleistung  $P_{\dot{U},12}$  durch die jeweiligen Netzregler am Beispiel eines aus zwei Teilnetzen bestehenden Verbundnetzes



Laständerung durch die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung der an der Primärreserve beteiligten Kraftwerke (in Kombination mit den frequenzabhängigen Verbrauchern) im gesamten Verbundnetz resultierende Frequenzabweichung  $\Delta\omega_{el}$  ergibt sich anhand Gleichung (2.21) mit  $k_{P, \text{Netz}} = k_{P, \text{Netz}, 1} + k_{P, \text{Netz}, 2}$  aus Gleichung (2.20) zu

$$\Delta\omega_{el} = -\frac{\Delta P_{\text{Last}, 2}}{k_{P, \text{Netz}, 1} + k_{P, \text{Netz}, 2}}. \quad (2.22)$$

Hierdurch hat sich dann auch die vereinbarte Übergabeleistung  $P_{\ddot{U}, 12}$  im Verhältnis zur Leistungszahl der Teilnetze um  $\Delta P_{\ddot{U}, 12}$  erhöht:

$$\Delta P_{\ddot{U}, 12} = \frac{k_{P, \text{Netz}, 1}}{k_{P, \text{Netz}, 1} + k_{P, \text{Netz}, 2}} \cdot \Delta P_{\text{Last}, 2}. \quad (2.23)$$

Beim Umstellen von Gleichung (2.22) nach  $\Delta P_{\text{Last}, 2}$  und Einsetzen in Gleichung (2.23) entsteht der Ausdruck

$$\Delta P_{\ddot{U}, 12} + k_{P, \text{Netz}, 1} \cdot \Delta\omega_{el} = 0. \quad (2.24)$$

Diese Leistungsbilanz kann ebenso als eine Frequenzsummation bei einer vorherigen Division durch  $k_{P, \text{Netz}, 1}$  angesehen werden. Weiterhin resultiert nach Gleichung (2.17) aus einer zusätzlich bereitgestellten Leistung  $\Delta P_{el} > 0$  ein negativer Wert für die aus der Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung hervorgehende Frequenzsollwertabweichung  $\Delta\omega_{el} = -k_{P, \text{Netz}, 1} \cdot \Delta P_{el}$  mit einer daraus folgenden Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}}$  unterhalb von  $\omega_{\text{Netz}, N}$  und andersherum. Somit gilt stationär der Ausdruck  $\Delta\omega_{el} = \omega_{\text{Netz}} - \omega_{\text{Netz}, N}$ , welcher vorzeichenverkehrt zu dem grundlegend in den Netzregler aus Abbildung 2.21 eingehenden Regelfehler  $\Delta\omega_{\text{Netz}} = \omega_{\text{Netz}, N} - \omega_{\text{Netz}}$  ist. Durch Einsetzen von  $\Delta\omega_{el} = -\Delta\omega_{\text{Netz}}$  in Gleichung (2.24) gilt für das *Teilnetz 1* bei Festlegung der Lieferung einer Übergabeleistung als positive Leistung ( $\Delta P_{\ddot{U}, 12} > 0$  und  $\Delta\omega_{\text{Netz}} > 0$ ):

$$-\frac{\Delta P_{\ddot{U}, 12}}{k_{P, \text{Netz}, 1}} + \Delta\omega_{\text{Netz}} = 0. \quad (2.25)$$

Für das *Teilnetz 2*, in dem die Laständerung aufgetreten ist, ist dieser Ausdruck jedoch nicht äquivalent zu null, da  $\Delta P_{\ddot{U}, 12}$  als empfangene Übergabeleistung negativ eingeht ( $\Delta P_{\ddot{U}, 12} < 0$  und  $\Delta\omega_{\text{Netz}} > 0$ ):

$$-\frac{\Delta P_{\ddot{U}, 12}}{k_{P, \text{Netz}, 2}} + \Delta\omega_{\text{Netz}} \neq 0. \quad (2.26)$$

Bei Verwendung der resultierenden Ausdrücke in Gleichung (2.25) und (2.26) als Eingangsgröße des jeweiligen Netzreglers entsprechend Abbildung 2.21 ist damit nur der allgemein die Abweichung der Austauschleistung  $\Delta P_{\ddot{U}}$  und die Netzleistungszahl  $k_{P, \text{Netz}}$  enthaltene Summand im Vergleich zu der reinen Frequenzregelung zu  $\omega_{\text{Netz}, N}$  (siehe Abbildung 2.17) hinzugekommen. Der entstandene Vorteil hiervon ist, dass nach Gleichung (2.26) somit ausschließlich der Netzregler auf eine Laständerung reagiert in dessen eigenem Teilnetz diese aufgetreten ist [2]. Die Netzregler aller anderen Teilnetze besitzen dann im Optimalfall entsprechend Gleichung (2.25) als Eingangsgröße (Regelfehler) den Wert null. Aus diesem Grund ist für das

beschriebene Netzkennlinienverfahren aus Sicht des Netzreglers die Kenntnis über die Leistungszahl  $k_{P, \text{Netz}, j}$  des eigenen Teilnetzes erforderlich. Bei mehreren Teilnetzen muss die gesamte Änderung der Austauschleistung  $\Delta P_{\dot{U}, j}$  (anstatt hier nur  $\Delta P_{\dot{U}, 12}$ ), die sich durch alle an das betrachtete Teilnetz  $j$  gekoppelten Teilnetze ergibt, gemessen und miteinbezogen werden.

Ergänzend steht als weitere, zeitlich daran anschließende Regelleistung die Tertiärregelung zur Verfügung, welche der wirtschaftlichen Optimierung dient und daher die jeweilige Leistungseinspeisung der Regelkraftwerke durch eine entsprechende Sollwertanpassung dahingehend verändert [2].

### 2.3.3 Blindleistungsfluss und Reaktion auf Netzfehler

Zusätzlich zu der in Abschnitt 2.3.2.2 erläuterten Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung wird nun die ebenso implementierte Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung von Abbildung 2.13 betrachtet. Im Gegensatz zu der in das Netz eingespeisten Wirkleistung  $P_{el, KW}$ , die über die vom Dampf angetriebene Turbine bereitgestellt werden muss (siehe Abbildung 2.7), ist die eingespeiste Blindleistung  $Q_{KW}$  von dieser entkoppelt und wird auf der Netzseite ausgeglichen. Wie aus Abbildung 2.13 zu erkennen ist, ist die Struktur dieser Regelung weitestgehend analog zur Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung. Der sich durch die Blindleistung  $Q_{KW}$  ergebende, insgesamt in das Netz eingespeiste Blindstrom

$$I_{B, KW} = \frac{Q_{KW}}{U_S} \quad (2.27)$$

entspricht hierbei der Wirkleistung  $P_{el, KW}$  und der Effektivwert der Klemmenspannung  $U_S$  der Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$  beziehungsweise der elektrischen Winkelgeschwindigkeit des Generators  $\omega_{el, SG}$ . Bei Letzterem steht jedoch für die Aufteilung im Verbundbetrieb eine einheitlich stationäre Netzfrequenz entgegen dem Spannungsabfall entlang der jeweiligen Zuleitung.

#### 2.3.3.1 Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung eines Kraftwerks

Der verwendete Statikfaktor  $\beta_{I_B, KW}$  sorgt in Anlehnung an Gleichung (2.10) für den durch eine Blindstromänderung  $\Delta I_B = I_{B, KW} - I_{B, N}$  resultierenden Klemmenspannungssollwert

$$U_{S, \text{soll}} = U_{S, N} + \Delta U_S = U_{S, N} + \beta_{I_B, KW} \cdot (I_{B, KW} - I_{B, N}) \quad \text{für} \quad \beta_{I_B, KW} < 0. \quad (2.28)$$

Bei der Nennspannung  $U_{S, \text{soll}} = U_{S, N}$  wird somit der auf die Netzsituation ausgelegte Nennblindstrom  $I_{B, N}$  in das Netz eingespeist ( $I_{B, KW} = I_{B, N}$ ). Zur Versorgung der ohmsch-induktiven Last aus Abbildung 2.12 beziehungsweise Abbildung 2.15 wirkt der Synchrongenerator des Kraftwerks im Nennbetrieb hierbei selbst kapazitiv und speist daher induktive Blindleistung ( $Q_{KW} > 0$  für die angegebene Richtung des Leistungsflusses) in das Netz ein. Die Synchronmaschine wird dabei übererregt betrieben. Wie aus dem zugehörigen Zeigerbild in Abbildung 2.8 (rechts) zu erkennen ist, ist die Projektion der Polradspannung dann betragsmäßig größer als die Klemmenspannung ( $|\underline{U}_p| \cdot \cos \vartheta > |\underline{U}_S|$ ). Sobald die Klemmenspannung einbricht, erhöht das Kraftwerk den eingespeisten induktiven Blindstrom  $I_B$  zur Spannungsstützung und andersherum.

Als Stellgröße der Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung dient die Erregerspannung  $u_F$ , welche durch eine Erregermaschine mit der im Simulationsmodell nach Abbildung 2.15 verwendeten Erregerzeitkonstante  $T_e = 100$  ms eingestellt wird [4]. Durch eine zusätzliche konstante Anhebung des Spannungssollwertes  $U_{S, \text{soll}}$  kann hierbei, wenn gewünscht und für notwendig erachtet, der Spannungsabfall über der Zuleitung hin zum Netzanschlusspunkt beziehungsweise zur Last wieder ungefähr kompensiert werden.

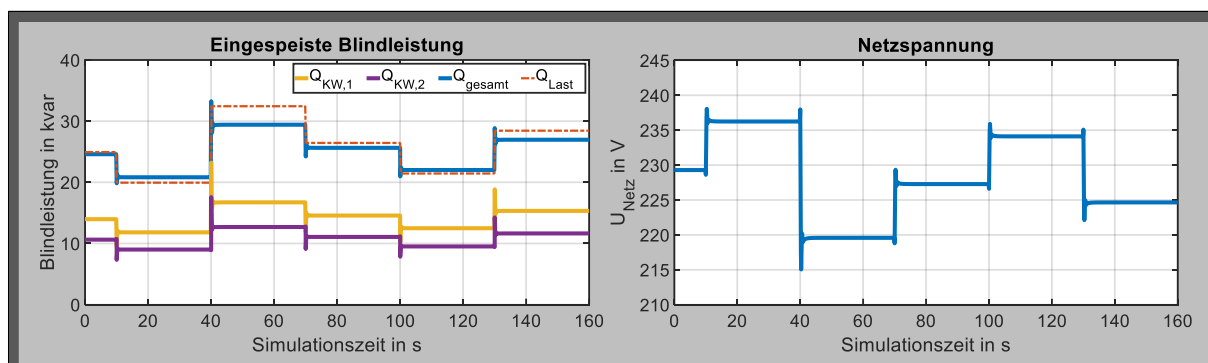
Die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelungen wurde bisher wieder nur unter Verwendung von absoluten Größen betrachtet (unnormiert). Für den normierten beziehungsweise relativen Klemmenspannungssollwert gilt analog zu Gleichung (2.12) nach [4]:

$$\frac{U_{S, \text{soll}}}{U_{S, N}} = \frac{U_{S, N}}{U_{S, N}} + \beta_{I_B, KW, 0} \cdot \left( \frac{I_{B, KW}}{I_N} - \frac{I_{B, N}}{I_N} \right) \quad \text{mit} \quad \beta_{I_B, KW, 0} = \beta_{I_B, KW} \cdot \frac{I_N}{U_{S, N}} = -0,5. \quad (2.29)$$

Im Gegensatz zur Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung, bei der die eingespeiste elektrische Wirkleistung  $P_{el, KW}$  bei Kraftwerken auf die Nennleistung  $P_{N, KW}$  bezogen wird, wird nun der Blindstrom  $I_B$  auf den Nennstrom  $I_N$  und nicht auf den Nennblindstrom  $I_{B, N}$  normiert.

### 2.3.3.2 Simulationsergebnisse zum Blindleistungsfluss

In Abbildung 2.22 ist für das nach Abbildung 2.15 implementierte Simulationsmodell der sich aus der jeweiligen Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung ergebende Blindleistungsfluss von den beiden entsprechend Tabelle 2.1 parametrisierten Kraftwerken dargestellt. Hierbei sind die eingespeisten Blindleistungen  $Q_{KW, 1}$  und  $Q_{KW, 2}$  für eine variierende Blindleistungsforderung  $Q_{Last}$  der Verbraucher zusammen mit dem resultierenden Effektivwert der Netzspannung  $U_{Netz}$  gezeigt.



**Abbildung 2.22:** Resultierende Blindleistungsaufteilung zwischen beiden Kraftwerken und sich ergebende Netzspannung bei verschiedenen Blindleistungsanforderungen der Last

Es sind nun teilweise merkliche Unterschiede zwischen der geforderten Blindleistung  $Q_{Last}$  und der tatsächlichen von beiden Kraftwerken insgesamt bereitgestellten Blindleistung  $Q_{gesamt} = Q_{KW, 1} + Q_{KW, 2}$  erkennbar, wobei diese immer noch in einem tolerierbaren Rahmen bleiben. Dies ist dadurch bedingt, dass der angegebene Blindleistungsbedarf  $Q_{Last}$  eines Verbrauchers, so wie in der Realität auch, nach Gleichung (2.13) bei der Nennspannung  $U_{Netz} = U_{Netz, N} = 230$  V und Nennfrequenz  $f_{Netz} = f_{Netz, N} = 50$  Hz festgelegt ist. Je größer die Spannungsschwankungen in Abbildung 2.22 (rechts) auftreten, desto weniger Bezug besitzen die anhand

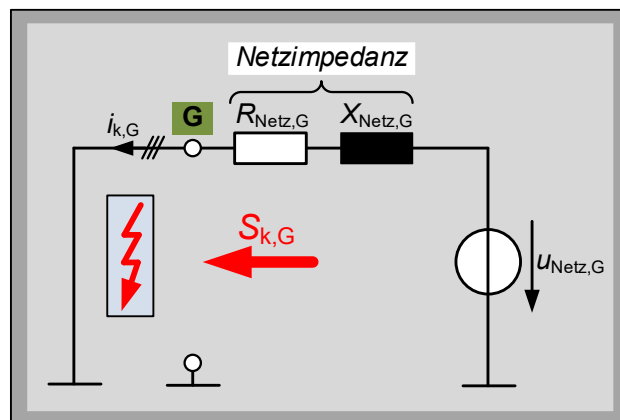
Gleichung (2.14) errechneten Werte der die Last definierenden Elemente  $R_{\text{Last}}$  und  $L_{\text{Last}}$  zum Nennbetrieb und desto höher ist die Differenz zwischen  $Q_{\text{Last}}$  und  $Q_{\text{gesamt}}$ .

Diese Spannungsabweichungen wirken sich ebenso auf die eingespeiste Wirkleistung aus wie das an die Gleichung (2.14) direkt anschließende Beispiel mit der 50 W-Glühlampe, die dann bei  $U_{\text{Netz}} = 0,9 \cdot U_{\text{Netz,N}} = 207 \text{ V}$  nur noch 40,5 W verbraucht, zeigt. Es existiert also eine gewisse Verkopplung zwischen den durch die Frequenz-/Wirkleistungs- und Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung definierten Wirk- und Blindleistungsflüssen der elektrischen Erzeuger, die innerhalb eines bestimmten Größenbereichs tolerierbar ist und die korrekte Funktionsweise nicht beeinträchtigt.

Die hier aufgeführte Netzspannung  $U_{\text{Netz}}$  entspricht dabei aufgrund der mit einer geringen Impedanz parametrisierten Zuleitungen in etwa der beiden in die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung nach Abbildung 2.13 jeweils direkt eingehenden Klemmenspannungen  $U_{\text{S,1}}$  und  $U_{\text{S,2}}$ . Die Modellierung des weichen Stromnetzes führt dann wieder dazu, dass sich die Größen  $U_{\text{Netz}}$  und  $Q_{\text{KW,1}}$  und  $Q_{\text{KW,2}}$  in Kombination zueinander so einstellen, wie sie durch die Statikregelung im Verbundbetrieb beider Kraftwerke in Analogie zu Abbildung 2.14 festgelegt sind. Bei einem Überschreiten der eingespeisten Blindleistung  $Q_{\text{KW}}$  vom jeweiligen Nennwert  $Q_{\text{N,KW}}$  resultiert eine Netzspannung  $U_{\text{Netz}}$  beziehungsweise Klemmenspannung  $U_{\text{S}}$ , die kleiner ist als die Nennspannung  $U_{\text{S,N}}$  und umgekehrt.

### 2.3.3.3 Kurzschlussleistung und Anforderungen an die Erzeugungsanlage bei Netzfehlern

Eine Erhöhung  $\Delta Q_{\text{Last}} > 0$  der von der Last geforderten Blindleistung wirkt sich dabei ähnlich wie ein aufgetretener Netzfehler, beispielsweise ein ein- oder mehrpoliger Kurzschluss nach [5], mit einem daraus resultierten Spannungseinbruch aus. Eine wichtige Bemessungsgröße des Stromnetzes für die Störfestigkeit gegenüber solchen Spannungseinbrüchen ist die Kurzschlussleistung  $S_{\text{k}}$ . Diese ist eine Scheinleistung und bezieht sich jeweils immer auf einen bestimmten Knoten im Stromnetz. Für diesen Punkt kann dann das gesamte Netz zu einer Ersatzspannungsquelle mit der Strangspannung  $u_{\text{Netz}}$  und der Innenimpedanz beziehungsweise der Netzimpedanz  $Z_{\text{Netz}}$  zusammengefasst werden. Dies ist beispielsweise bereits in Abbildung 2.8 für den Netzanschluss des Kraftwerks mit der Zuleitung als Netzimpedanz aufgeführt [4]. In Abbildung 2.23 wird nun die zugehörige Ersatzschaltung für den *Beispielknoten G* im Falle eines aufgetretenen dreipoligen Kurzschlusses an diesem betrachtet.



**Abbildung 2.23:** Resultierende Ersatzschaltung bei Zusammenfassung des gesamten Stromnetzes am *Knotenpunkt G* mit einem dort auftretenden dreipoligen Kurzschluss

Die zum *Knotenpunkt G* gehörende, für alle drei Phasen insgesamt resultierende Kurzschlussleistung  $S_{k,G}$  ergibt sich bei Annahme der Nennphasenspannung  $U_{\text{Netz},G} = U_{\text{Netz},G,N}$  nach [2] und [5] wie folgt:

$$S_{k,G} = 3 \cdot \frac{1,1 \cdot U_{\text{Netz},G,N}^2}{|Z_{\text{Netz},G}|} \quad (2.30)$$

Hierbei werden durch den Faktor 1,1 mögliche Spannungsschwankungen berücksichtigt. Anders ausgedrückt errechnet sich der Effektivwert des Kurzschlussstroms  $I_{k,G}$  einer Phase anhand

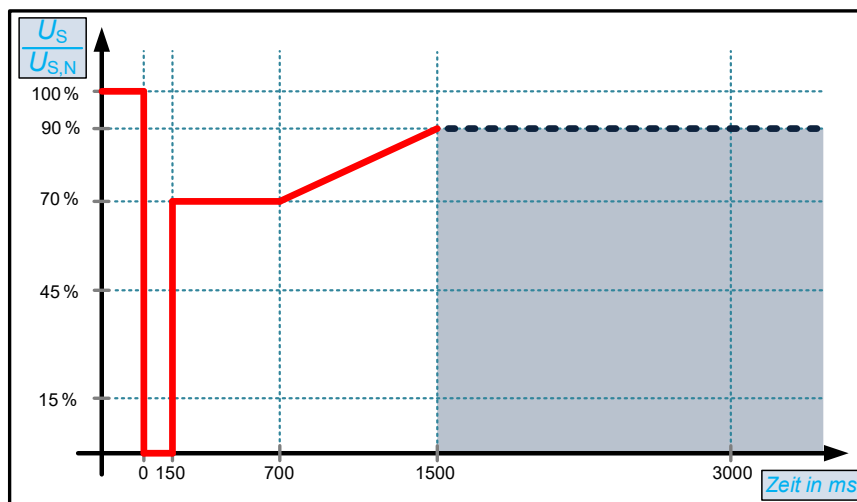
$$I_{k,G} = \frac{1,1 \cdot U_{\text{Netz},G,N}}{|Z_{\text{Netz},G}|} \quad (2.31)$$

worüber dann auch die Kurzschlussleistung wie folgt berechnet werden kann:

$$S_{k,G} = 3 \cdot U_{\text{Netz},G,N} \cdot I_{k,G} \quad (2.32)$$

Die Kurzschlussleistung  $S_{k,G}$  ist dabei genau genommen keine korrekte physikalische Größe, da die durch die Ersatzspannungsquelle bereitgestellte Netzspannung  $U_{\text{Netz},G}$  zuvor ohne Fehlerfall ermittelt wurde und im Moment des Auftretens des im Kurzschlussfall fließenden Stroms  $I_{k,G}$  nicht mehr als konstant angenommen werden kann. Somit würde nie gleichzeitig  $U_{\text{Netz},G}$  anliegen während  $I_{k,G}$  fließt.

Je höher die Kurzschlussleistung  $S_k$  und daher der resultierende Kurzschlussstrom  $I_k$  ausfällt beziehungsweise je geringer der Betrag der Netzimpedanz  $|Z_{\text{Netz}}|$  ist, desto stabiler reagiert das Stromnetz auf auftretende Störungen. Dafür ist es erforderlich, dass sich auch die elektrischen Erzeuger im Störfall entsprechend verhalten. Die Abbildung 2.24 stellt hierzu die in den Netzanschlussregeln in [12] festgelegte Grenzspannung über der Zeitdauer dar, oberhalb derer sich Kraftwerke nach einem Netzfehler nicht vom Netz trennen dürfen und einen entsprechenden Blindstrom nach Gleichung (2.28) beziehungsweise (2.29) zur Spannungsstützung einspeisen müssen.



**Abbildung 2.24:** Spannungsgrenzkurve oberhalb derer sich ein Kraftwerk mit einem starr an das Netz gekoppelten Synchrongenerator nicht vom Netz trennen darf [12]

## 2.4 Forschungsansätze, Netzeinbindung und Betriebsweise aktueller Windenergieanlagen

### 2.4.1 Aktuelle Forschungsansätze zur Erhöhung der Netzstabilität durch Windenergie

Um die bisherige, in den meisten Fällen rein auf eine maximale Windleistungsentnahme ausgelegte Betriebsweise von Windenergieanlagen (siehe Abschnitt 2.4.3) hin zu einer Regelstrategie zu entwickeln, die einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes liefert, gibt es zahlreiche Forschungsansätze.

Diesbezüglich ist insbesondere das in [14] zuerst genannte Prinzip der *virtuellen Synchronmaschine* (VISMA), oder in ähnlicher Form in [15] als *Synchronverter* bezeichnet, zu erwähnen. Dieses prägt dem netzseitigen Umrichter das Verhalten eines starr an das Netz gekoppelten Synchrongenerators ein, damit unter anderem eine synthetische Massenträgheit wie in realen Kraftwerken vorhanden ist und somit eine Momentanreserve bereitgestellt werden kann. Diese Methode wird auch bei dem in der vorliegenden Arbeit entwickelten Regelverfahren angewendet, worauf in Abschnitt 4.1.1 genauer eingegangen wird.

Des Weiteren wurden beispielsweise in [16], [17] und [18] Ansätze zur Bereitstellung einer Primärreserve durch Windenergieanlagen aufgezeigt. Hierbei ist jedoch zu betonen, dass sich diese bisher in der Realität nicht durchgesetzt haben und aktuelle Windenergieanlagen somit nach wie vor hierzu nicht in der Lage sind. Zwar wurden in den genannten Publikationen konstruktive Gedankengänge und Ideen erläutert, ein wirklich revolutionierendes Konzept und dessen Umsetzung ist hingegen nach Kenntnis des Autors zum aktuellen Zeitpunkt nicht entstanden.

Am IALB wurden bereits in [19], [20], [21], [22] und [23] erste wertvolle Ansätze und Ergebnisse bezüglich der Einprägung einer zu Dampfkraftwerken analogen Betriebsweise für Windenergieanlagen zur Gewährleistung einer Momentan- und Primärreserve dargestellt. Diese dienen als Grundlage für das in dieser Arbeit entwickelte Regelverfahren.

Darüber hinaus wird, wie in [24] beschrieben, versucht viele kleinere dezentrale Erzeugungsanlagen (wie u. a. Windenergieanlagen) zu einem als *virtuelles Kraftwerk* bezeichneten Verbund zusammenzufassen, um mit der dann resultierenden hohen installierten Leistung überhaupt nach aktuellen Vorgaben erst für die Bereitstellung einer Regelreserve qualifiziert zu sein. Nachteilig dabei ist allerdings, dass eine Kommunikation zwischen den einzelnen Teilnehmern erforderlich wird. Diese wird jedoch auch bei der durch die zunehmende Umstrukturierung bedingten, zwangsläufigen Anpassung der Steuerungs- und Regelungsabläufe im Sinne eines intelligenten Stromnetzes (engl. *smart grid*) nach [25] benötigt. Hierdurch können unter anderem die Abläufe vom Erzeuger bis hin zum Verbraucher effizient aufeinander abgestimmt werden.

Eine wesentliche Bedeutung für die vorteilhafte Einbindung der in das Stromnetz eingespeisten Wirkleistung durch Windenergie stellt eine möglichst genaue Windleistungsvorhersage dar. Je exakter diese Prognose ausfällt, desto besser lässt sich der Einsatz von Kraftwerken und die Vermarktung der benötigten Regelenergie planen (siehe Abschnitt 2.2). Dadurch können Kosten gespart und die Versorgungssicherheit erhöht werden. Aufgrund dessen besteht ebenso im

Bereich einer zuverlässigen Windprognose ein notwendiger Forschungsbedarf, auf den beispielsweise in [26] eingegangen und der aktuelle Stand hierzu aufgeführt wird.

Dies ergänzend ist der Einsatz und damit die Weiterentwicklung von Energiespeichersystemen für einen zukünftigen stabilen Netzbetrieb unabdingbar [27]. Hierdurch kann der Abruf der produzierten Leistung erneuerbarer Energiequellen von Zeiten, in denen diese nicht vollständig benötigt wird, in Zeiten mit einem höheren Bedarf als aktuell produzierbar ist verschoben werden. Somit kann in Abhängigkeit der Speicherkapazität und des Speicherstandes zumindest kurzzeitig das Zuschalten von Kraftwerken sogar entfallen. Hierbei spielen unter anderem Batteriespeicher, die bereits etablierten Pumpspeicherkraftwerke und die zukünftig als vielversprechendste Technologie angesehene Wasserstoff-Brennstoffzelle eine bedeutende Rolle [27], [28].

Ein weiterer wichtiger, zu berücksichtigender Aspekt stellt die Möglichkeit einer Schwarzstartfähigkeit von Windenergieanlagen dar. Der dazu gehörende Forschungsstand wird gesondert in Abschnitt 4.6.1 aufgeführt.

### 2.4.2 Einbindung in das Netz und Übersicht über die relevanten Anlagentypen

In Abbildung 2.25 ist die in [29] präsentierte Übersicht über die aktuell installierte Anlagenleistung von insgesamt  $P_{N, WEA, \text{gesamt}}^* = 63,924 \text{ GW}$  für ganz Deutschland und pro Bundesland an Land (Onshore) sowie auf See (Offshore) dargestellt. Grundsätzlich nimmt die Leistungsdichte auch wegen günstigerer Windverhältnisse und mehr vorhandener Flächen zum Aufstellen der Anlagen in nördlicher Richtung zu. Aufgrund der höheren installierten Nennleistungen im Offshore-Bereich ist das Leistungsverhältnis zwischen See und Land (13,89 %) größer als es sich aus der reinen Anzahl an Anlagen (5,32 %) ergeben würde. Die durchschnittlich



Abbildung 2.25: Zahlen und Fakten über die in Deutschland installierte Windleistung [29]

installierte Leistung pro einzelner Windenergieanlage an Land liegt hierbei bei 1,99 MW und auf See bei 5,19 MW.

Die Abbildung 2.26 fasst die in [30] aufgeführten, von verschiedenen Windenergieanlagenherstellern eingesetzten Generatorarten anteilig in einem Kreisdiagramm zusammen. Es ist zu erkennen, dass der doppelt gespeiste Asynchrongenerator (DGASG) und der permanentmagneterregte Synchrongenerator (PMSG) hierbei am meisten Anwendung finden. Weiterhin sind der Asynchrongenerator mit Käfigläufer (ASG) sowie der fremderregte Synchrongenerator (FESG) mit einem relevanten Anteil vertreten.

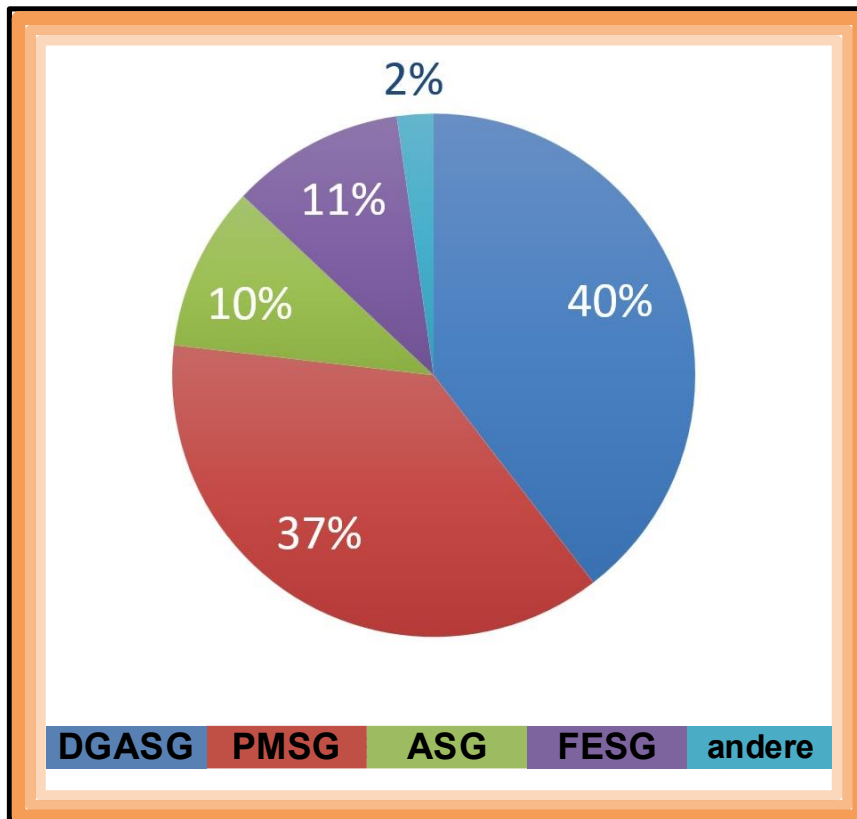


Abbildung 2.26: Häufigkeitsverteilung der eingesetzten Generatorarten in Windenergieanlagen nach [30]

Aufgrund der höheren Komplexität bei der Regelung einer Windenergieanlage mit doppelgespeister Asynchronmaschine und zugehörigem Teilumrichter sowie der dann zusätzlich beabsichtigten Anpassung hin zu einer netzstabilisierenden Regelstrategie wird für die nachfolgenden Untersuchungen eine Windenergieanlage mit einem PMSG und Vollumrichter nach Abbildung 2.27 verwendet. Zwischen den über den Wind angetriebenen Rotorblättern und dem Generator befindet sich ein Getriebe. Die Windenergieanlage speist über eine angeschlossene Netzdrossel in das Stromnetz ein.

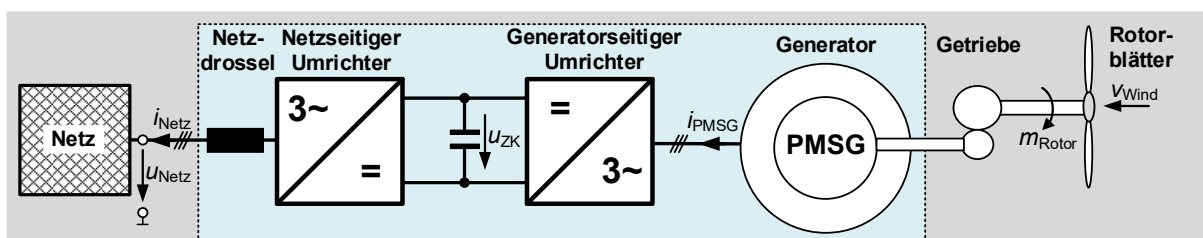


Abbildung 2.27: Aufbau einer Windenergieanlagen mit Vollumrichter und PMSG



Die dabei am häufigsten eingesetzte Umrichtertopologie stellt der 2-Level-IGBT-Umrichter mit Spannungszwischenkreis dar, der dann sowohl für den netz- als auch den generatorseitigen Umrichter verwendet wird (*back-to-back*-Konfiguration) [31]. In Abbildung 2.28 ist der allgemein bekannte Aufbau des 2-Level-IGBT-Umrichters, bestehend aus drei Halbbrücken mit jeweils zwei IGBTs und zugehörigen Freilaufdioden, gezeigt.

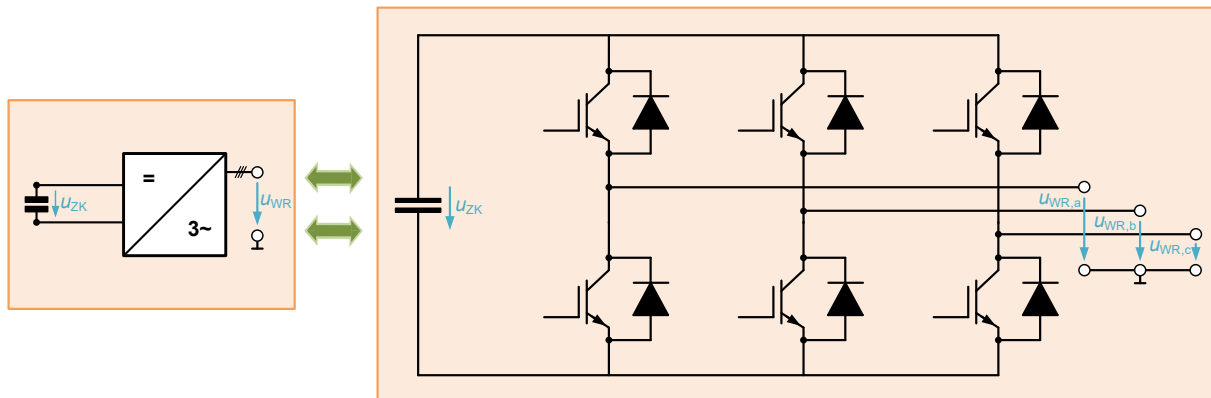


Abbildung 2.28: Aufbau des 2-Level-IGBT-Umrichters

Für größere Leistungsklassen wird diese Baugruppe dann zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit parallel verschaltet [30]. Der 2-Level-IGBT-Umrichter stellt eine relativ übersichtliche Topologie mit wenig schaltenden Bauelementen dar, die sich in bisherigen Anwendungen als zuverlässig und robust bewährt hat [31]. Aufgrund dessen wird dieser auch an dem in dieser Arbeit zur Nachbildung der Windenergieanlage aus Abbildung 2.27 aufgebauten Prüfstand von Abbildung 3.1 eingesetzt. In allen nachfolgend aufgeführten Simulationsergebnissen werden der netz- und generatorseitige Umrichter jeweils zur Reduzierung der Simulationsdauer durch ein Verzögerungsglied angenähert, weshalb die hierfür dargestellten Ausgangsgrößen (Leistungen, Spannungen, Ströme etc.) nicht überschwingungsbehaftet sind. Die Verzögerungszeit ergibt sich dabei aus der zur Schaltfrequenz  $f_s$  zugehörigen Periodendauer  $t_{\text{Zyklus}} = 1/f_s$ .

Die im weiteren Verlauf zur Regelung der Windenergieanlage getroffenen Annahmen könnten ebenso auf die zukünftig nach [32] immer bedeutsamer werdenden Multilevel-Umrichter übertragbar sein.

### 2.4.3 Betriebsweise einer Windenergieanlage nach dem Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme (MPPT)

Die Abbildung 2.29 stellt die Regelungsstruktur für die hier betrachtete Windenergieanlage mit Vollumrichter, PMSG mit Getriebe und einer Rotorblattverstellung nach dem Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme (MPPT: *Maximum Power Point Tracking*) dar [10], [11].

Grundsätzlich wurde hierbei auf die zusätzliche Aufführung der durchgeführten d/q-Hin- und Rücktransformation der für die Regelung relevanten Größen der übersichtlicheren Darstellung halber verzichtet. Das jeweilige Bezugssystem wird dabei durch die Erwähnung von  $d$ ,  $q$  oder  $dq$  im Index der betrachteten Größe gekennzeichnet. Netzseitig wird als Transformationswinkel der über eine Phasenregelschleife ermittelte Netzwinkel  $\varphi_{\text{Netz}}$  und generatorseitig der mit dem Drehgeber gemessene Generatorwinkel  $\varphi_{\text{PMSG}}$  verwendet.

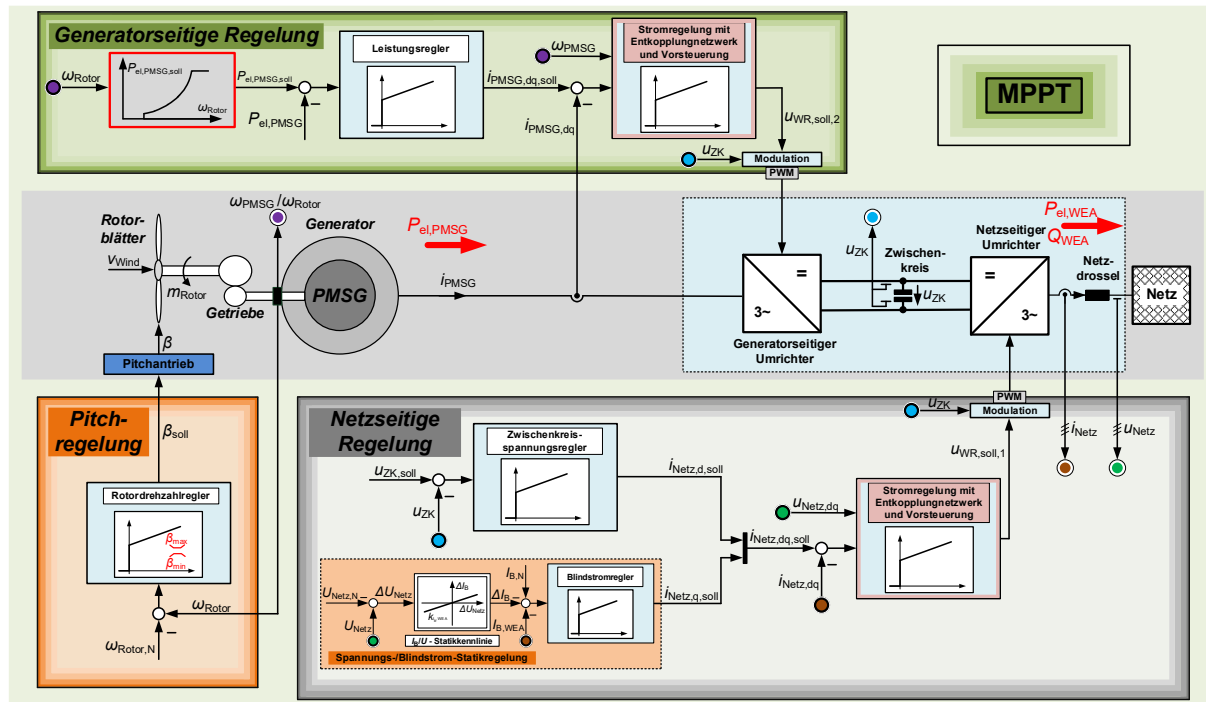


Abbildung 2.29: Schematische Darstellung der Regelung einer Windenergieanlage nach dem Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme (MPPT)

Über den netzseitigen Umrichter wird, kaskadiert mit einer unterlagerten Stromregelung, die Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  geregelt. Eine ausführlichere Erläuterung hierzu findet sich in Abschnitt 4.1.2 zusammen mit der dort aufgeführten detaillierten Regelungsstruktur nach Abbildung 4.9 wieder. Durch den generatorseitigen Umrichter wird deswegen die in das Netz gespeiste elektrische Leistung des Generators  $P_{\text{el,PMSG}}$  eingestellt. Die einzuregelnde Sollleistung  $P_{\text{el,PMSG,soll}}$  ergibt sich hierbei über eine dem MPPT-Verfahren zu Grunde liegende Generatorkennlinie (siehe Abbildung 2.31), die den Zusammenhang zwischen der maximal verfügbaren Rotorleistung  $P_{\text{Rotor,max}}$  und der gemessenen Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  wiedergibt. In Kombination mit der durch Pitchwinkelverstellung einzuregelnden Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor,N}}$  ergeben sich dann die zur Anlagenbetriebsweise gehörenden Arbeitspunkte des Windrotors [33].

Entsprechend der in den Netzanschlussregeln festgelegten Forderungen an Windenergieanlagen müssen diese die Netzspannung bei einem Spannungseinbruch  $\Delta U_{\text{Netz}}$  mit einem über eine Spannungs-/Blindstrom-Statikennlinie festgelegten zusätzlichen Blindstrom  $\Delta I_{\text{B}}$  stützen [12]. Dies wird für die neu entwickelte Anlagenbetriebsweise in Abschnitt 4.5 genauer betrachtet. In den nachfolgenden Ausführungen wird näher auf den Wirkleistungsfluss der nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage eingegangen.

### 2.4.3.1 Physikalische Grundlagen und Anlagenauslegung

Die Abbildung 2.30 zeigt das aus [34] verwendete CP-Kennlinienfeld des Windrotors mit dem Leistungsbeiwert  $c_p$  und der Schnelllaufzahl

$$\lambda = \frac{\omega_{\text{Rotor}} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind}}} \quad (2.33)$$

für unterschiedliche Pitchwinkel  $\beta$ . Hierbei kennzeichnet  $v_{\text{Wind}}$  die Windgeschwindigkeit,  $\omega_{\text{Rotor}}$  die Rotordrehzahl und  $R_{\text{Rotor}}$  den Rotorradius. Ein Pitchantrieb sorgt für die Einstellung des vom Pitchregler als Stellgröße vorgegebenen Wertes  $\beta_{\text{soll}}$  [13]. Dabei ist der annehmbare Wertebereich des Pitchwinkels, wie auch in dieser Arbeit betrachtet, nahezu kontinuierlich.

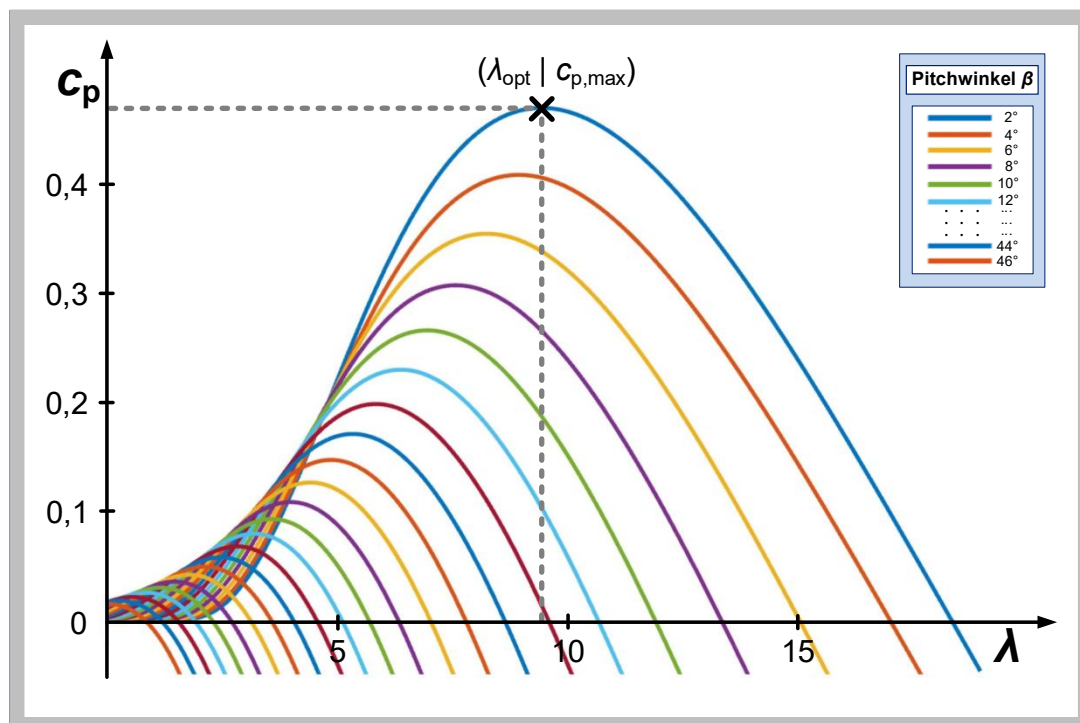


Abbildung 2.30: Verwendetes CP-Kennlinienfeld des Windrotors nach [34]

Auf der Grundlage des dargestellten CP-Kennlinienfeldes wurde dann die am Prüfstand nachgebildete Windenergieanlage für die Nenn- beziehungsweise Maximalleistung von  $P_{\text{N, WEA}}^* = P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$  ausgelegt und parametrisiert. Die im Wind mit der Luftdichte  $\rho_{\text{Luft}}$  über der Rotorfläche  $A_{\text{Rotor}} = \pi \cdot R_{\text{Rotor}}^2$  enthaltene Leistung ergibt sich nach [13] und [35] zu

$$P_{\text{Wind}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \pi \cdot R_{\text{Rotor}}^2 \cdot v_{\text{Wind}}^3 \cdot c_p \quad (2.34)$$

Davon ausgehend legt der Leistungsbeiwert  $c_p$  den Anteil an extrahierter Windleistung, genannt Rotorleistung  $P_{\text{Rotor}}$ , fest:

$$P_{\text{Rotor}} = c_p \cdot P_{\text{Wind}} \quad (2.35)$$

Beim Erreichen des Nennpunkts der Anlage beim Maximum des CP-Kennlinienfeldes  $c_{p, \text{max}} = 0,4706$  und der gewünschten Nennwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, N}} = 11 \text{ m/s}$  soll die hier gewählte und am Prüfstand umsetzbare Nennleistung (Maximalleistung)  $P_{\text{N, WEA}}^* = 20 \text{ kW}$  in das Netz eingespeist und daher aus dem Wind extrahiert werden ( $P_{\text{Rotor}} = P_{\text{N, WEA}}^*$ ). Somit ergibt sich durch Umstellen von Gleichung (2.34) und entsprechendes Einsetzen mit der Luftdichte  $\rho_{\text{Luft}} = 1,2 \text{ kg/m}^3$  ein Rotorradius von

$$R_{\text{Rotor}} = \sqrt{\frac{2 \cdot P_{\text{N, WEA}}^*}{\rho_{\text{Luft}} \cdot \pi \cdot v_{\text{Wind, N}}^3 \cdot c_{p, \text{max}}}} = 4,12 \text{ m} \quad (2.36)$$

Die Anlage wird nun so ausgelegt, dass bei der optimalen Schnelllaufzahl  $\lambda_{\text{opt}}$ , die beim Maximum  $c_{p, \text{max}}$  des niedrigsten Pitchwinkels  $\beta_{\text{min}} = 2^\circ$  liegt (siehe Abbildung 2.30), die Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  bei der Nennwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, N}}$  auftritt. Anhand Gleichung (2.33) gilt demnach:

$$\lambda_{\text{opt}} = \frac{\omega_{\text{Rotor, N}} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind, N}}} \quad \text{mit} \quad \omega_{\text{Rotor, N}} = \frac{\omega_{\text{PMSG, N}}}{n_{\text{Getriebe}}}. \quad (2.37)$$

Bei gegebener Nenndrehzahl des PMSGs von  $\omega_{\text{PMSG, N}} = 1000 \text{ min}^{-1} \triangleq 104,72 \text{ rad/s}$  folgt somit für die Getriebeübersetzung für  $\lambda_{\text{opt}} \approx 9,535$ :

$$n_{\text{Getriebe}} = \frac{\omega_{\text{PMSG, N}} \cdot R_{\text{Rotor}}}{\lambda_{\text{opt}} \cdot v_{\text{Wind, N}}} = 4,114. \quad (2.38)$$

Das Trägheitsmoment des Windrotors  $J_{\text{Rotor}}$  ist ein Maß für die im Verlauf der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  und der Rotorleistung  $P_{\text{Rotor}}$  deutlich werdende Filterung der sich dynamisch ändernden Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$ . Für die Ermittlung eines realitätsnahen Wertes von  $J_{\text{Rotor}}$  wurden daher die in [11] zusammen dargestellten Größen  $P_{\text{Rotor}}$  und  $v_{\text{Wind}}$  für die hier betrachtete Windenergieanlage durch eine Simulation in eine ähnliche Relation bezüglich der Filterung zueinander gesetzt. Hierbei wurde das Rotorträgheitsmoment dann solange variiert, bis sich der Wert  $J_{\text{Rotor}} = 400 \text{ kg m}^2$  als geeignet herausgestellt hat. Zusammengefasst ergibt sich die Anlagenauslegung nach Tabelle 2.2.

**Tabelle 2.2:** Kenndaten zu der am Prüfstand nachgebildeten Windenergieanlage

Kenngröße	Zugehöriger Wert
Nennleistung/Maximalleistung	$P_{\text{N, WEA}}^* = P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$
Rotorradius	$R_{\text{Rotor}} = 4,12 \text{ m}$
Getriebeübersetzung	$n_{\text{Getriebe}} = 4,114$
Nennwindgeschwindigkeit	$v_{\text{Wind, N}} = 11 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
Nennrotordrehzahl	$\omega_{\text{Rotor, N}} = 25,45 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$
Rotorträgheitsmoment	$J_{\text{Rotor}} = 400 \text{ kg m}^2$
Optimale Schnelllaufzahl / Maximaler Leistungsbeiwert / Minimaler Pitchwinkel	$\lambda_{\text{opt}} \approx 9,535 / c_{p, \text{max}} = 0,4706 / \beta_{\text{min}} = 2^\circ$

Die Anlage speist ab der Einschaltwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, cut-in}}$  bis zur maximalen Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, cut-out}}$  (Abschaltung zur Vermeidung von Schäden) in das Netz ein. Hierbei wird zwischen dem Teillastbetrieb, bei dem die jeweils maximal aus dem Wind extrahierbare Leistung in das Netz gespeist wird, und dem ab der Nennwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, N}}$  eintretenden Volllastbetrieb, bei dem die Windenergieanlage ihre Nennleistung  $P_{\text{N, WEA}}^*$  beziehungsweise ihre Maximalleistung  $P_{\text{max}}$  erreicht und hierauf begrenzt wird, unterschieden:

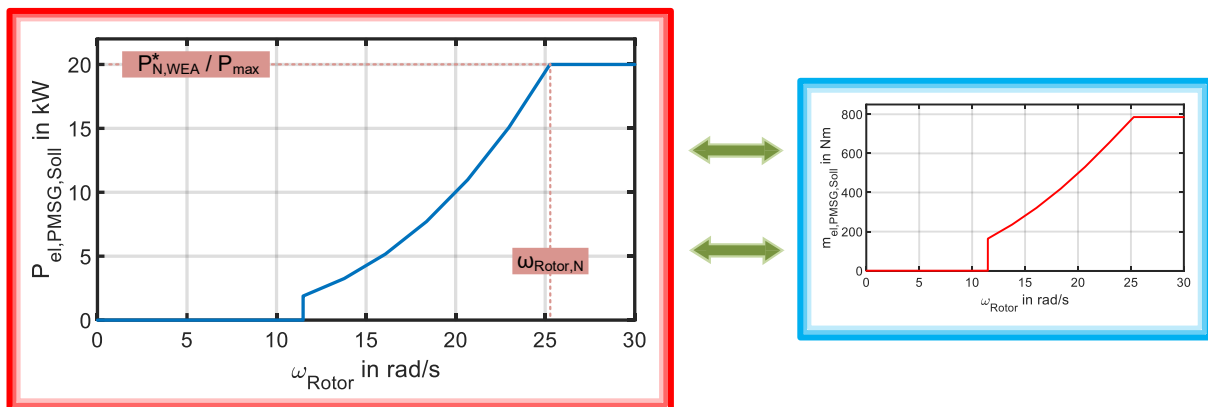
$$P_{\text{Rotor, max}} = \begin{cases} c_{p, \text{max}} \cdot P_{\text{Wind}} & \text{für } v_{\text{Wind, cut-in}} \leq v_{\text{Wind}} \leq v_{\text{Wind, N}} \\ P_{\text{N, WEA}}^* / P_{\text{max}} & \text{für } v_{\text{Wind, N}} \leq v_{\text{Wind}} \leq v_{\text{Wind, cut-out}} \end{cases} \quad (2.39)$$

### 2.4.3.2 Resultierende Betriebsweise und Arbeitsbereiche des Windrotors

Zur Erzielung der gewünschten Betriebsweise wird die in der Regelungsstruktur aus Abbildung 2.29 aufgeführte Generatorkennlinie, die in Abbildung 2.31 auf der linken Seite noch einmal genauer dargestellt wird, verwendet. Für die hier implementierte Regelung ergibt sich die Sollleistung des PMSGs  $P_{\text{el, PMSG, soll}}$  über die gemessene Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$ . In äquivalenter Weise wird der in der Literatur, wie unter anderem in [11], ebenso gebräuchliche Zusammenhang zwischen dem Solldrehmoment  $m_{\text{el, PMSG, soll}}$  und der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  nach Abbildung 2.31 (rechts) eingesetzt, für den die einfache Umrechnung zueinander anhand

$$m_{\text{el, PMSG, soll}} = \frac{P_{\text{el, PMSG, soll}}}{\omega_{\text{PMSG}}} \quad \text{mit} \quad \omega_{\text{PMSG}} = \omega_{\text{Rotor}} \cdot n_{\text{Getriebe}} \quad (2.40)$$

erfolgt. Die in die Generatorkennlinie eingehende Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  wird unter Kenntnis der Getriebeübersetzung  $n_{\text{Getriebe}}$  aus der mit einem Drehgeber gemessenen Generator-drehzahl  $\omega_{\text{PMSG}}$  bestimmt.



**Abbildung 2.31:** Zueinander äquivalente Darstellungen der Generatorkennlinie zur Bestimmung und Einspeisung der aktuell maximal im Wind enthaltenen Leistung durch Messung der Rotordrehzahl ohne Notwendigkeit einer Windgeschwindigkeitsmessung

Die Werte dieser Kennlinie ergeben sich im Teillastbereich unterhalb der Nennleistung von  $P_{\text{N, WEA}}^* = 20 \text{ kW}$  ( $v_{\text{Wind}} < v_{\text{Wind, N}}$ ) durch den beim niedrigsten Pitchwinkel  $\beta_{\text{min}}$  auftretenden Punkt der maximalen Windleistungsentnahme ( $\lambda_{\text{opt}} | c_{p, \text{max}}$ ) vom zugehörigen CP-Kennlinienfeld aus Abbildung 2.30. In diesem Punkt wird die aus dem Wind extrahierbare, kubisch mit zunehmender Windgeschwindigkeit steigende Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  mit Hilfe der Gleichungen (2.34) und (2.35) ermittelt sowie die für variierende Windgeschwindigkeiten  $v_{\text{Wind}}$  zugehörige Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  bestimmt:

$$P_{\text{Rotor, max}}(v_{\text{Wind}}) = c_{p, \text{max}} \cdot P_{\text{Wind}}(v_{\text{Wind}}) \quad \text{und} \quad \omega_{\text{Rotor}}(v_{\text{Wind}}) = \frac{\lambda_{\text{opt}} \cdot v_{\text{Wind}}}{R_{\text{Rotor}}}. \quad (2.41)$$

Die beiden sich für die gleiche Windgeschwindigkeit ergebenden Werte werden dann jeweils zueinander aufgetragen, sodass sich die Darstellung in Abbildung 2.31 (links) mit der einzuregelnde Sollleistung des Generators  $P_{el, PMSG, soll} = P_{Rotor, max}$  ergibt. Somit ist die Kenntnis über die Windgeschwindigkeit als eine für die Regelung notwendige Messgröße nicht notwendig. Dies ist dahingehend vorteilhaft, dass nicht nur eine teure Sensorik entfällt, sondern vielmehr, dass der Wind eine nicht direkt erfassbare und ungleich entlang der Rotorfläche verteilte Größe darstellt, die einer hohen Messgenauigkeiten unterliegt. Ab dem Erreichen der Nennleistung von  $P_{N, WEA}^* = 20 \text{ kW}$  bei der Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  wird die einzustellende Leistung  $P_{el, PMSG, soll}$  entsprechend begrenzt.

Die auf dem CP-Kennlinienfeld resultierenden Arbeitspunkte im Teil- und Volllastbereich ergeben sich durch die Kombination aus eingeregelter Generatorleistung  $P_{el, PMSG}$  und dem über die Pitchregelung eingestellten Pitchwinkel  $\beta$ . Mittels Pitcheingriff wird angestrebt die Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  einzuregeln (siehe Abbildung 2.29) und anhand der Kennlinie in Abbildung 2.31 stellt der generatorseitige Umrichter entsprechend der aktuellen Drehzahl  $\omega_{Rotor}$  die Generatorleistung  $P_{el, PMSG}$  ein.

Wie aus Abbildung 2.31 ersichtlich wird und aus den hierfür zuvor gestellten Bedingungen für eine maximale Leistungsentnahme im Teillastbereich bei  $(\lambda_{opt}|c_{p, max})$  folgt, tritt die Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  jedoch ausschließlich im Volllastbetrieb tatsächlich auf. Zur Erläuterung hierfür wird zunächst die auf die Rotorseite des Getriebes bezogene Bewegungsgleichung betrachtet:

$$J_{Rotor} \cdot \dot{\omega}_{Rotor} = m_{Rotor} - m'_{el, PMSG} \quad (2.42)$$

mit  $m'_{el, PMSG} = \frac{P_{el, PMSG}}{\omega_{Rotor}}$  und  $m_{Rotor} = \frac{P_{Rotor}}{\omega_{Rotor}}$ .

Aufgrund des im Vergleich zum restlichen Antriebsstrang, bestehend aus Generatorrotor, Getriebe und Antriebswelle, unverhältnismäßig hohen Massenträgheitsmoments des Windrotors  $J_{Rotor}$  ist es ausreichend dieses hierfür der Einfachheit halber einzig miteinzubeziehen. Zur besseren Übersicht führt Tabelle 2.3 die Bezeichnungen und Umrechnungskonventionen der für das Getriebe relevanten Größen noch einmal auf. Dabei werden die grundlegend rotorseitigen

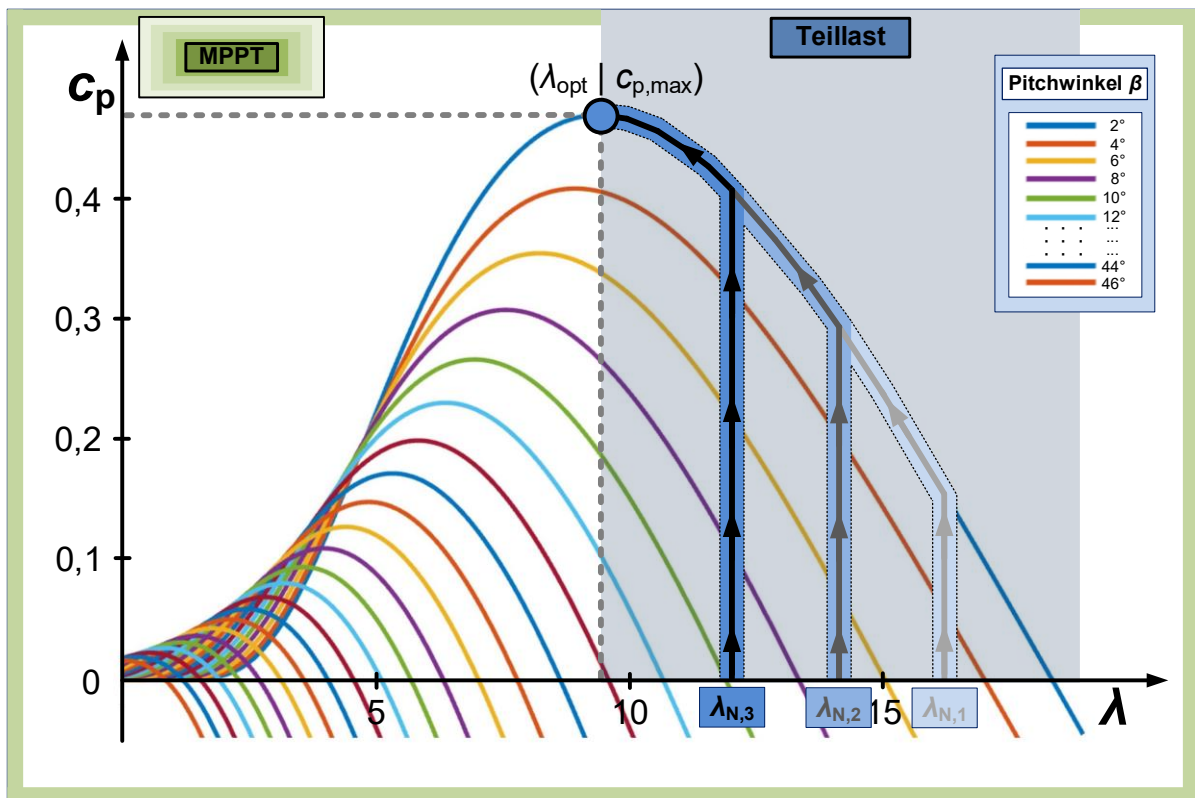
**Tabelle 2.3:** Bezeichnungen und Umrechnungen der getrieberelevanten rotor- und generatorseitigen Größen

	<b>Rotorseite</b> (langsame Getriebeseite)	<b>Generatorseite</b> (schnelle Getriebeseite)
Massenträgheitsmoment des Rotors	$J_{Rotor}$	$J_{Rotor}^* = J_{Rotor} \cdot \frac{1}{n_{Getriebe}^2}$
Mechanisches Rotordrehmoment	$m_{Rotor}$	$m_{Rotor}^* = m_{Rotor} \cdot \frac{1}{n_{Getriebe}}$
Elektrisches Generatordrehmoment	$m'_{el, PMSG} = m_{el, PMSG} \cdot n_{Getriebe}$	$m_{el, PMSG}$
Rotor-/Generatordrehzahl	$\omega_{Rotor}$	$\omega_{PMSG} = \omega_{Rotor} \cdot n_{Getriebe}$



Größen bei Umrechnung auf die Generatorseite mit einem Sternchen (\*) versehen und die grundlegend generatorseitigen Größen bei Umrechnung auf die Rotorseite mit einem Strich ('). Die Rotor- und Generatordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  und  $\omega_{\text{PMSG}}$  besitzen direkt unterschiedliche Bezeichnungen.

Aus dem Zusammenhang in Gleichung (2.42) wird ersichtlich, dass sobald die Leistung  $P_{\text{el,PMSG}}$  beziehungsweise das elektrische Moment  $m'_{\text{el,PMSG}}$  eingeregelt ist, sich die Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  so lange ändert, bis das äquivalente windbedingte Rotordrehmoment  $m_{\text{Rotor}}$  an der Welle angreift. Dies tritt im Teillastbereich jedoch erst auf, sobald der durch die Generatorkennlinie (siehe Abbildung 2.31) geforderte Arbeitspunkt im Maximum des CP-Kennlinienfeldes ( $\lambda_{\text{opt}} | c_{p,\text{max}}$ ) erreicht ist. Die Abbildung 2.32 stellt den sich bis zu diesem Punkt ergebenden Weg auf dem Kennlinienfeld für drei unterschiedliche Windgeschwindigkeiten, ausgehend von keiner Windleistungsentnahme ( $P_{\text{Rotor}} = 0 \text{ W}$ ) vor dem Einschalten der Umrichter, dar [33].



**Abbildung 2.32:** Sich auf dem CP-Kennlinienfeld im Teillastbereich einstellender Arbeitspunkt im Maximum ausgehend von den bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten resultierenden Schnelllaufzahlen

Für diese drei Windgeschwindigkeiten ( $v_{\text{Wind},1} < v_{\text{Wind},2} < v_{\text{Wind},3}$ ) im Teillastbereich ergeben sich die hier für die Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  beispielhaft eingezeichneten Schnelllaufzahlen  $\lambda_{N,1}$ ,  $\lambda_{N,2}$  und  $\lambda_{N,3}$ :

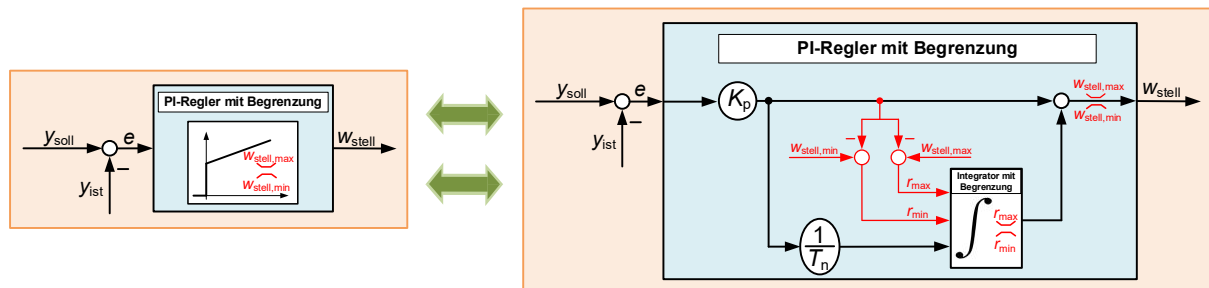
$$\lambda_{N,1}(v_{\text{Wind},1}) = \frac{\omega_{\text{Rotor},N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},1}}; \quad \lambda_{N,2}(v_{\text{Wind},2}) = \frac{\omega_{\text{Rotor},N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},2}}; \quad \lambda_{N,3}(v_{\text{Wind},3}) = \frac{\omega_{\text{Rotor},N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},3}}. \quad (2.43)$$

Da beim Einschalten der Umrichter das bei der Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  nach Abbildung 2.31 festgelegte maximale elektrische Drehmoment  $m_{\text{el,PMSG,max}} = m_{\text{el,PMSG}}(\omega_{\text{Rotor},N})$  direkt eingeregelt wird, setzt der Abbremsvorgang des Windrotors eigentlich bereits schon für

die Pitchwinkel  $\beta < \beta_{\min}$  ein. Zur besseren Nachvollziehbarkeit der nachfolgenden Erläuterungen wird dies jedoch nicht betrachtet. Aus Abbildung 2.32 wird ersichtlich, dass der Drehzahlregler nur so lange die Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}, N}$  halten beziehungsweise zumindest die aus dem Wind extrahierbare Leistung erhöhen kann, um einem Abbremsen entgegenzuwirken, bis dieser den minimal zur Verfügung stehenden Pitchwinkel  $\beta_{\min}$  als Stellgröße erreicht hat. Anschließend wird der Rotor dann in das Maximum ( $\lambda_{\text{opt}}|c_{p, \text{max}}$ ) gebremst, solange  $m_{\text{Rotor}} < m'_{\text{el}, \text{PMSG}}$  nach Gleichung (2.42) gilt. Hierbei wird der günstige aerodynamische Effekt ausgenutzt, dass ein Abbremsen des Rotors bei Arbeitspunkten auf dem CP-Kennlinienfeld rechts von den jeweiligen Maxima automatisch eine höhere Windleistungsentnahme impliziert. Da beim Maximum ( $\lambda_{\text{opt}}|c_{p, \text{max}}$ ) somit die Drehzahl unterhalb der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}, N}$  liegt, nämlich in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit bei

$$\omega_{\text{Rotor}, c_{p, \text{max}}}(v_{\text{Wind}}) = \frac{\lambda_{\text{opt}}}{R_{\text{Rotor}}} \cdot v_{\text{Wind}}, \quad (2.44)$$

wird als Regler ein PI-Regler (Proportional-Integral-Regler) mit Begrenzung der Stellgröße auf den niedrigsten Pitchwinkel  $\beta_{\min}$  verwendet (siehe Abbildung 2.29). Aufgrund der dauerhaft auftretenden Regelabweichung ist dabei eine entsprechende dynamische Integratorbegrenzung notwendig, damit der aus dem integralen Anteil resultierende Beitrag an der Stellgröße nicht fortschreitend ansteigt und der Regler anschließend wieder korrekt eingreifen kann. Der eingesetzte PI-Regler aus Abbildung 2.29 besitzt somit die hierzu detailliert in Abbildung 2.33 allgemein aufgeführte Struktur.



**Abbildung 2.33:** Detaillierter struktureller Aufbau des verwendeten PI-Reglers mit Stellgrößenbegrenzung

Der PI-Regler ist hierbei in einer Parallelstruktur verwendet worden, weshalb sich die Stellgröße  $w_{\text{stell}}$  wie folgt ergibt:

$$w_{\text{stell}} = K_p \cdot \left[ e + \frac{1}{T_n} \int_0^t e(\tau) d\tau \right] \quad \text{mit} \quad e = y_{\text{soll}} - y_{\text{ist}}. \quad (2.45)$$

Der aus der Differenz zwischen dem angestrebten Sollwert  $y_{\text{soll}}$  (Führungsgröße) und dem aktuellen Istwert  $y_{\text{ist}}$  (Regelgröße) resultierende Regelfehler  $e$  wird dabei für den proportionalen Anteil mit dem Faktor  $K_p$  und für den integrierenden Anteil mit dem Faktor  $K_p/T_n$  gewichtet [36]. Der untere und obere Grenzwert für die Stellgröße lautet  $w_{\text{stell}, \text{min}}$  und  $w_{\text{stell}, \text{max}}$ . Dementsprechend werden dann aus dem proportionalen Anteil  $K_p \cdot e$  die noch für den integralen Anteil minimal beziehungsweise maximal annehmbaren Werte  $r_{\text{min}} = w_{\text{stell}, \text{min}} - K_p \cdot e$  und  $r_{\text{max}} = w_{\text{stell}, \text{max}} - K_p \cdot e$  dynamisch bestimmt und der implementierte Integrator wird darauf limitiert. Bei der Anwendung des hier allgemein vorgestellten PI-Reglers mit Stellgrößenbegrenzung als Rotordrehzahlregler nach Abbildung 2.29 lauten die zugehörigen Größen:



$$\begin{aligned}
 w_{\text{stell}} &= \beta_{\text{soll}} ; & y_{\text{soll}} &= \omega_{\text{Rotor}, N} ; & y_{\text{ist}} &= \omega_{\text{Rotor}} ; \\
 w_{\text{stell}, \text{max}} &= \beta_{\text{max}} = 46^\circ ; & w_{\text{stell}, \text{min}} &= \beta_{\text{min}} = 2^\circ .
 \end{aligned}
 \tag{2.46}$$

Ab der Nennwindgeschwindigkeit (Volllastbetrieb:  $v_{\text{Wind}} \geq v_{\text{Wind}, N}$ ) wird die eingespeiste Leistung auf die Nennleistung  $P_{N, \text{WEA}}^*$  begrenzt. Da somit nicht mehr der Punkt maximaler Leistungsentnahme ( $\lambda_{\text{opt}} | c_{p, \text{max}}$ ) eingestellt werden soll, schafft es der Pitchregler wieder die Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}, N}$  einzuregeln. Die sich dann für variable Windgeschwindigkeiten auf dem CP-Kennlinienfeld einstellenden Arbeitspunkte nach Abbildung 2.34 ergeben sich durch Einsetzen von Gleichung (2.33) und (2.35) in (2.34) und jeweiligem Umstellen mit der Schnelllaufzahl  $\lambda_N$  bei der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}, N}$ :

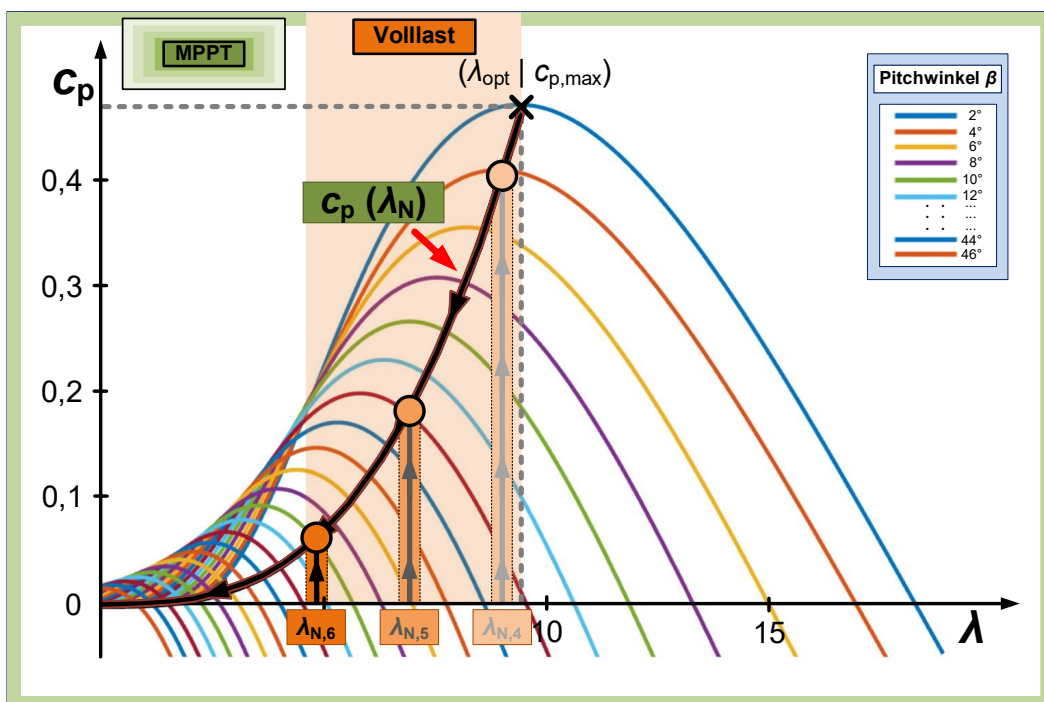
$$c_p(\lambda_N) = \frac{2 \cdot P_{N, \text{WEA}}^*}{\omega_{\text{Rotor}, N}^3 \cdot R_{\text{Rotor}}^5 \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \pi} \cdot \lambda_N^3 .
 \tag{2.47}$$

Die in Abbildung 2.34 auf diesem dargestellten Zusammenhang eingezeichneten Pfeile zeigen dabei in Richtung aufsteigender Windgeschwindigkeiten. Die Windabhängigkeit wird hierbei anhand der resultierenden Schnelllaufzahl  $\lambda_N$  durch Gleichung (2.33) berücksichtigt. Entsprechendes Einsetzen liefert:

$$c_p(v_{\text{Wind}}) = \frac{2 \cdot P_{N, \text{WEA}}^*}{R_{\text{Rotor}}^2 \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \pi} \cdot \frac{1}{v_{\text{Wind}}^3} .
 \tag{2.48}$$

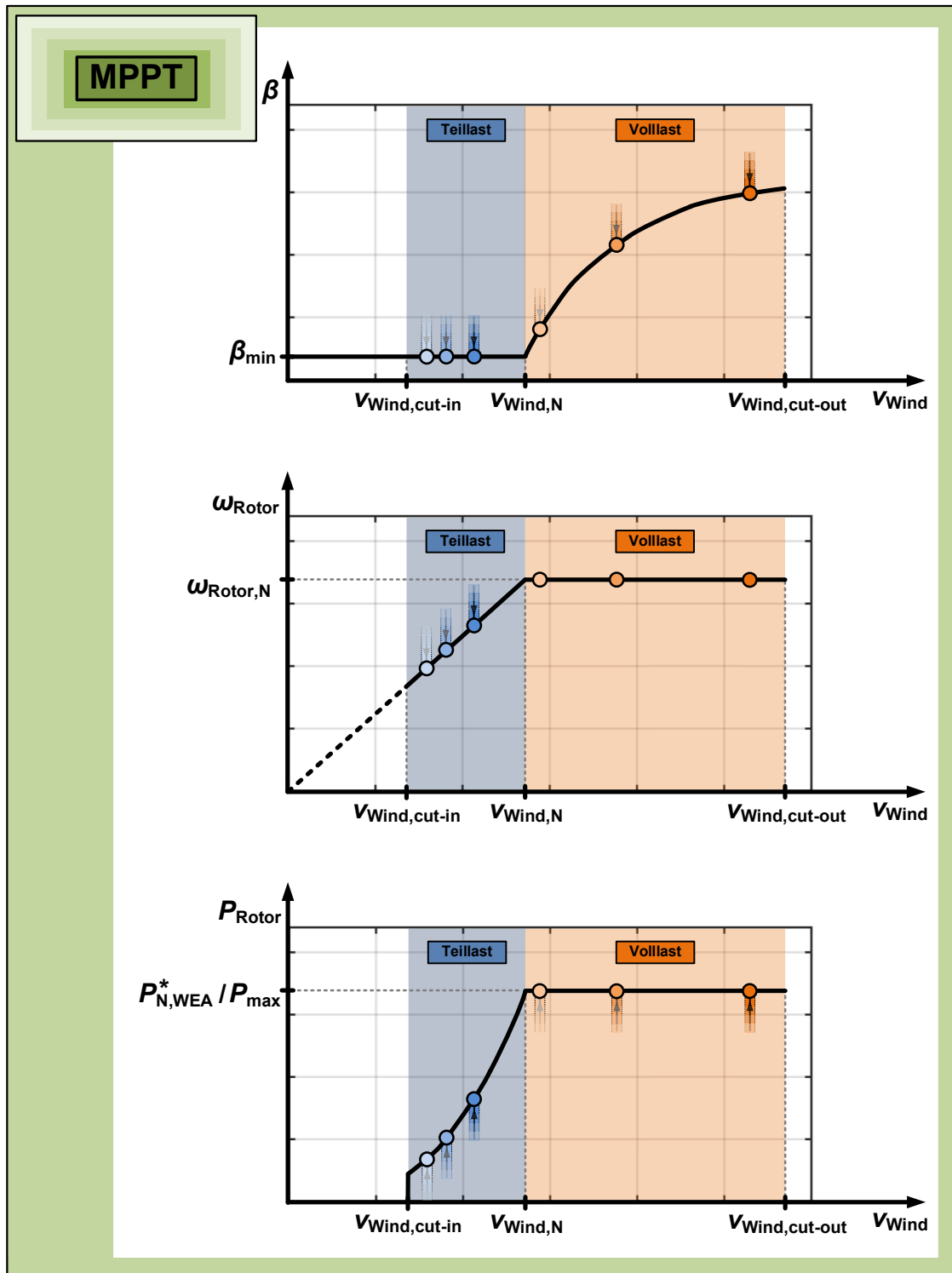
In Abbildung 2.34 sind in Anlehnung an Abbildung 2.32 nun wieder die entstehenden Arbeitspunkte für drei weitere beispielhafte Windgeschwindigkeiten ( $v_{\text{Wind}, 4} < v_{\text{Wind}, 5} < v_{\text{Wind}, 6}$ ) und den dazu gehörenden Schnelllaufzahlen bei Nenndrehzahl im Volllastbereich der Windenergieanlage eingezeichnet:

$$\lambda_{N, 4}(v_{\text{Wind}, 4}) = \frac{\omega_{\text{Rotor}, N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind}, 4}} ; \quad \lambda_{N, 5}(v_{\text{Wind}, 5}) = \frac{\omega_{\text{Rotor}, N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind}, 5}} ; \quad \lambda_{N, 6}(v_{\text{Wind}, 6}) = \frac{\omega_{\text{Rotor}, N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind}, 6}} .
 \tag{2.49}$$



**Abbildung 2.34:** Auf dem CP-Kennlinienfeld im Volllastbetrieb resultierende Arbeitspunkte bei Nenndrehzahl und aufsteigender Windgeschwindigkeit

Die Abbildung 2.35 illustriert zusammenfassend die resultierenden Betriebspunkte für die wesentlichen Kenngrößen Pitchwinkel, Rotordrehzahl und eingespeiste Leistung der Windenergieanlage für veränderliche Windgeschwindigkeiten und führt zudem die in Abbildung 2.32 und Abbildung 2.34 eingezeichneten beispielhaften Arbeitspunkte jeweils noch einmal getrennt auf [33]. Es ist hierbei zu berücksichtigen, dass die Windgeschwindigkeit auf dem zuvor dargestellten CP-Kennlinienfeld proportional zum Kehrwert der Schnelldrehzahl aufgetragen ist



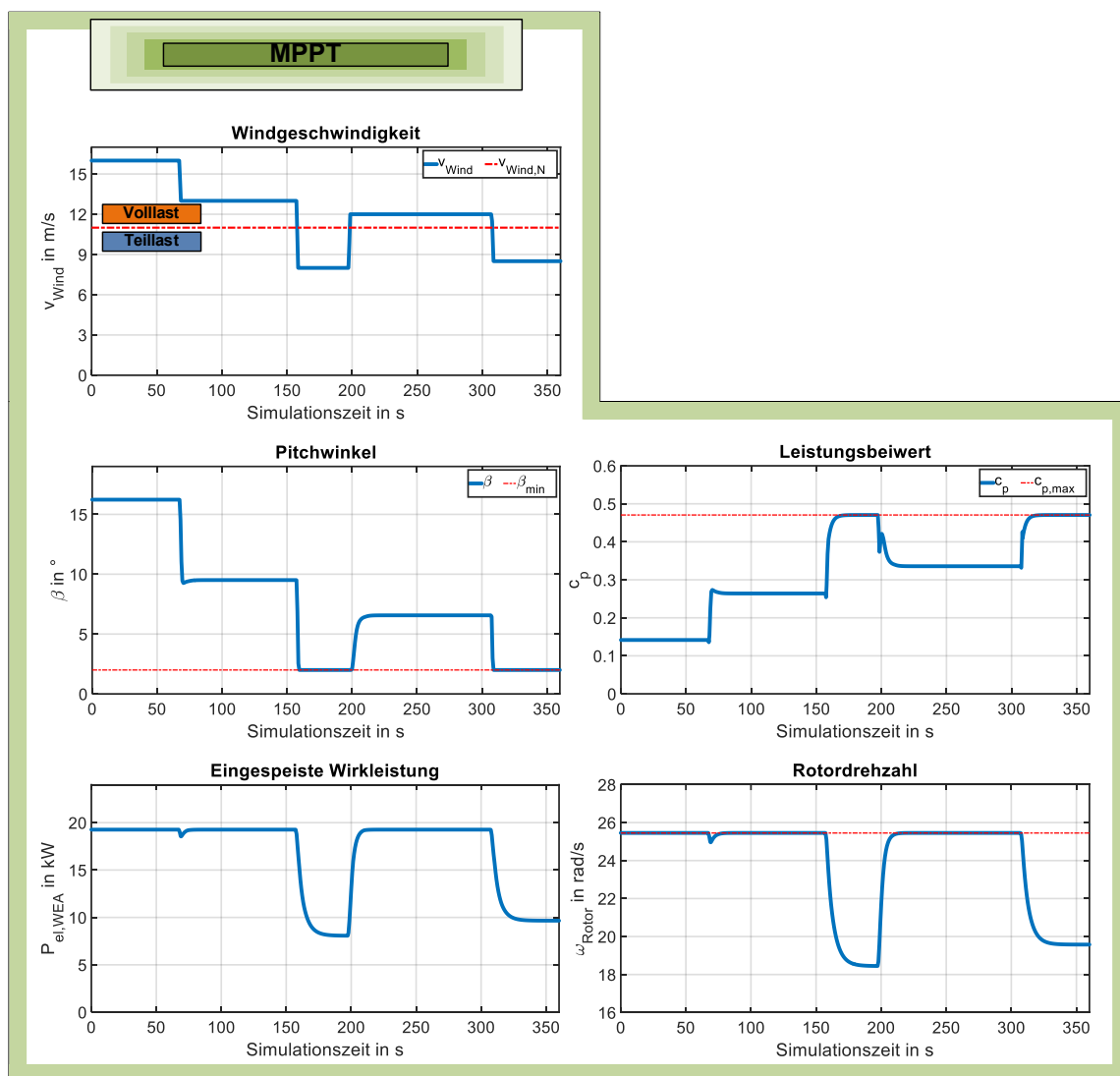
**Abbildung 2.35:** Betriebspunkte im Teil- und Volllastbereich einer nach dem Prinzip der maximalen Windleistungsentnahme (MPPT) betriebenen Windenergieanlage mit den in Abbildung 2.32 und Abbildung 2.34 aufgeführten Arbeitspunkten

( $\lambda \sim 1/v_{\text{Wind}}$ ) und sich somit nun veränderte Verhältnisse für die Abstände der Arbeitspunkte sowie den Bereichen im Teil- und Volllastbetrieb ergeben. Diese sind zudem individuell auf das verwendete CP-Kennlinienfeld sowie der gewählten Parametrierung der Windenergieanlage angepasst, jedoch ist das aufgezeigte Prinzip für andere Windenergieanlagen äquivalent.

Im Teillastbereich stellt sich der Pitchwinkel auf den konstant minimalen Wert  $\beta_{\text{min}}$  ein und die Rotordrehzahl nimmt linear mit der Windgeschwindigkeit nach Gleichung (2.44) zu. Die aus dem Wind entnommene und in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{\text{el, WEA}} = P_{\text{el, PMSG}} = P_{\text{Rotor, max}}$  steigt im Teillastbereich anhand Gleichung (2.34) kubisch mit der Windgeschwindigkeit und wird dann im Volllastbereich auf den Nennwert  $P_{\text{N, WEA}}$  beziehungsweise den Maximalwert  $P_{\text{max}}$  durch entsprechende Variation des Pitchwinkels begrenzt. Hierbei wird die Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  eingestellt.

### 2.4.3.3 Simulationsergebnisse

Das im vorherigen Abschnitt beschriebene Verhalten spiegelt sich in den in Abbildung 2.36 aufgeführten Simulationsergebnissen für das darin oben vorgegebene Windfeld mit der variierenden Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  im Teil- und Volllastbereich wieder.



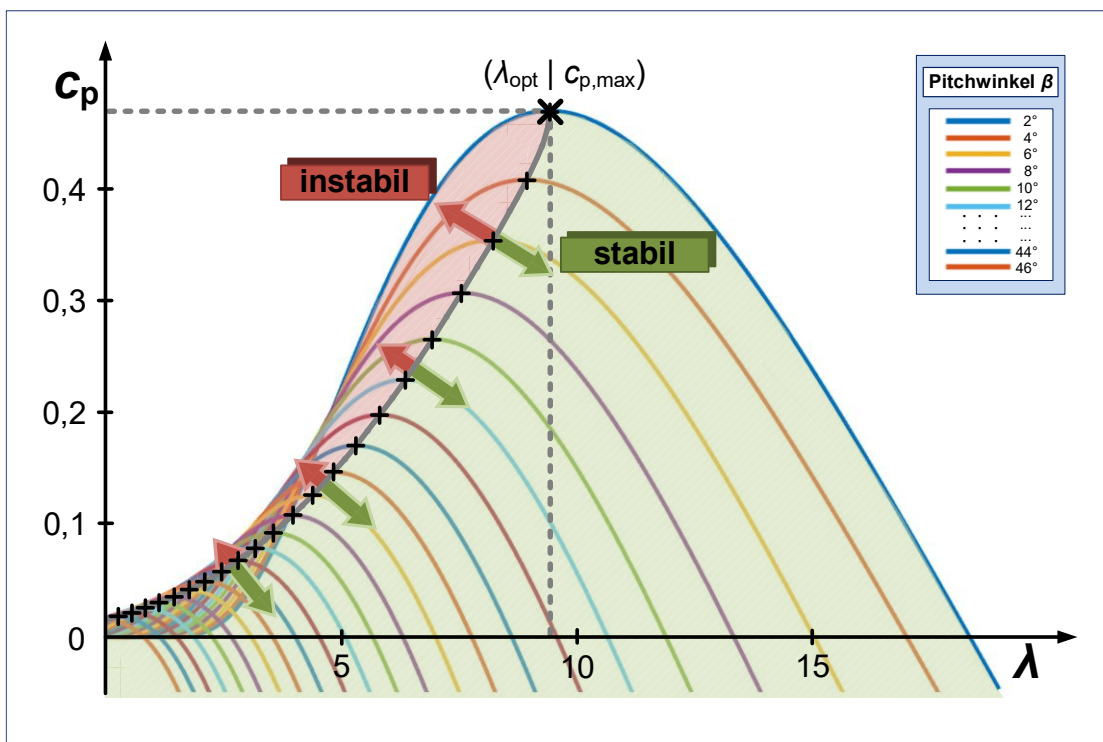
**Abbildung 2.36:** Simulationsergebnisse zu einzelnen Größen einer nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage für ein vorgegebenes Windfeld

Die vor allem im Volllastbetrieb der Windenergieanlage herausstechende leichte Abweichung zwischen der in das Netz eingespeisten Wirkleistung  $P_{el, WEA}$  und  $P_{max} = 20 \text{ kW}$  ist dadurch begründet, dass diese Leistung über den generatorseitigen Umrichter eingestellt wird und daher eine entsprechende Verlustleistung durch den ohmschen Widerstand, wie unter anderem der der Netzdrossel, bis zur Einspeisestelle in das Netz resultiert (siehe Abbildung 2.29).

Oftmals wird die Generatorkennlinie in Abbildung 2.31 in dem Bereich um die Nenndrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  etwas abgeflacht, damit ein sanfterer Übergang zwischen dem Teil- und Volllastbereich für die in Abbildung 2.36 aufgeführten Größen entsteht [37].

#### 2.4.3.4 Bedingungen für einen stabilen Betrieb des Windrotors

Ergänzend ist zu erwähnen, dass sich ein stabiler Arbeitspunkt auf dem CP-Kennlinienfeld jeweils rechts vom Maximum der zu den einzelnen Pitchwinkeln gehörenden Kurven einstellt (grün gefärbt in Abbildung 2.37). In diesem Bereich sorgt ein durch eine Änderung des Generatormoments  $m_{el, PMSG}$  bedingtes Abbremsen des Rotors entsprechend Gleichung (2.42) simultan für einen steigenden Leistungsbeiwert  $c_p$  und somit für eine sich erhöhende Rotorleistung beziehungsweise ein sich erhöhendes Rotordrehmoment  $m_{Rotor}$ . Die Leistungs- respektive Drehmomentbilanz wird dann dadurch wieder ausgeglichen und die Rotordrehzahl stellt sich auf einen konstanten Wert ein.



**Abbildung 2.37:** Darstellung der sich auf dem CP-Kennlinienfeld ohne zusätzlichen Regeleingriffe befindenden stabilen und instabilen Arbeitsbereiche mit Kennzeichnung der jeweiligen Maxima pro Pitchwinkel

Falls das Maximum in Richtung sinkender Schnelllaufzahl  $\lambda$  überschritten und damit der instabile Arbeitsbereich links von den jeweiligen Maxima erreicht wird (rot gefärbt in Abbildung 2.37), würde der Rotor bei konstant bleibendem Generatormoment und Pitchwinkel immer weiter abbremsen. Dies ist dadurch bedingt, dass sich die Leistungsentnahme aus dem Wind und somit das Rotordrehmoment dann zunehmend verringern.

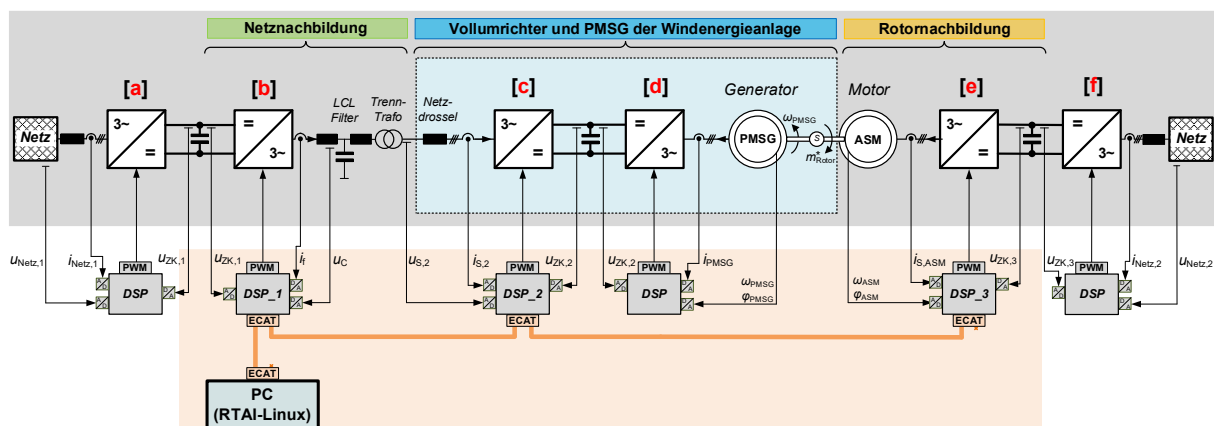
Durch entsprechende Regeleingriffe im Teil- und Volllastbetrieb wird in jedem Fall ein stabiler Arbeitspunkt auf dem CP-Kennlinienfeld eingestellt. Der durch die Generatorkennlinie in Abbildung 2.31 bedingte Zusammenhang führt bei einem Abbremsen der Rotordrehzahl ebenso zu einem sich verringernden Generatordrehmoment, womit dem Abbremsvorgang nach Gleichung (2.42) entgegenwirkt wird und sich dieser somit letztendlich wieder aufhebt. Nur hierdurch ist es möglich, dass der Arbeitspunkt maximaler Leistungsentnahme bei  $(\lambda_{\text{opt}}|c_{p, \text{max}})$  (siehe Abbildung 2.30) im Teillastbereich, auch unter Berücksichtigung von Ungenauigkeiten in der Generatorkennlinie, stabil eingestellt werden kann. Im Volllastbetrieb sorgt der Pitcheinriff für das Einstellen des dem Generatormoment äquivalenten Rotordrehmoments, wodurch die Nenndrehzahl gehalten wird.



## 3

# Prüfstandskonzept zur praktischen Validierung des GPPT-Verfahrens

Um bei einer zunehmenden Anzahl an Windenergieanlagen die Netzstabilität zu wahren, ist eine veränderte Regelstrategie dieser erforderlich, die im Gegensatz zu dem in Abschnitt 2.4.3 vorgestellten MPPT-Verfahren nicht mehr nur auf eine maximale Windleistungsentnahme abzielt. Aufgrund dessen wurde im Rahmen dieser Arbeit das nachfolgend in Kapitel 4 näher vorgestellte GPPT-Verfahren entwickelt, welches das notwendige netzstabilisierende Verhalten von Kraftwerken nach Abschnitt 2.3 bei Windenergieanlagen beibehält. Für die im Vergleich zu einer Simulation deutlich aussagekräftigere praktische Validierung dieses GPPT-Verfahrens wurde der in Abbildung 3.1 dargestellte Prüfstand aufgebaut. Im Anhang dieser Dissertation befinden sich hierzu unter Abbildung A.1, Abbildung A.2 und Abbildung A.3 Fotografien des realen Aufbaus.

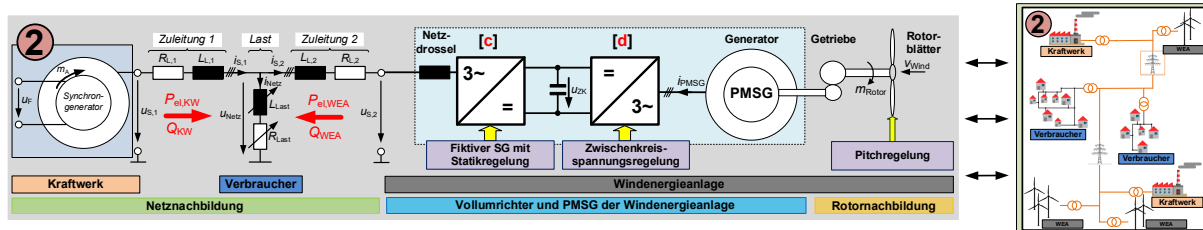


**Abbildung 3.1:** Prüfstandsaufbau und -konzept zur Validierung der entwickelten netzstabilisierenden Regelstrategie

Der wesentliche Fokus dieses Kapitels 3 besteht darin das Prüfstandskonzept zusammen mit dem dabei eingesetzten zentralen Regelungssystem zu erläutern und eine Übersicht über die dazu gehörenden Implementierungen zu geben. Dies bildet die Grundlage für die in Kapitel 4 erzielten und zur entwickelten Regelstrategie gehörenden Messergebnisse.

Am Prüfstand soll eine in ein Stromnetz einspeisende Windenergieanlage nachgebildet werden, um den *Netzzustand 2* bei einem hohen Anteil an Windenergie zu repräsentieren (siehe Abbildung 3.2). Das Stromnetz besteht hierbei in Anlehnung an Abbildung 2.15 aus einer durch ein

Kraftwerk versorgten Last. Hierdurch können die Auswirkungen der Einspeisung der Anlage auf die Netzstabilität direkt untersucht werden. Das *Kraftwerk 2* aus Abbildung 2.15 wird daher nun durch eine mit der zu validierenden Regelstrategie betriebenen Windenergieanlage ersetzt. Die Regeleinriffe über den netz- und generatorseitigen Umrichter sowie der Pitchwinkelverstellung wurden hierfür modifiziert.



**Abbildung 3.2:** Darstellung der gewünschten Betriebsweise des Prüfstands, um den rechts aufgeführten Netzzustand mit einem hohen Anteil an Windenergieanlagen zu repräsentieren

Für den Prüfstand aus Abbildung 3.1 werden drei Vollumrichter vom Typ *VACON LV 7000* mit einem Maximalstrom von 87 A (Effektivwert) eingesetzt. Der Mittlere (Umrichter [c] und [d]) stellt den Umrichter der Windenergieanlage mit angeschlossenem PMSG dar und wird dementsprechend mit der netzstabilisierenden Regelung betrieben. Der Generator wird zur Erzeugung eines realen Rotorverhaltens von einem Asynchronmotor (ASM) angetrieben, der dafür über Umrichter [e] drehmomentgeregelt ist. Die Windenergieanlage mit der Maximalleistung  $P_{\max} = 20 \text{ kW}$  speist ihre Ausgangsleistung in das durch Umrichter [b] nachgebildete elektrische Netz ein.

Die Umrichter [a] und [f] sind am Labornetz angeschlossen und regeln genauso wie Umrichter [d] unabhängig die jeweils anliegende Zwischenkreisspannung auf den Wert 700 V (Hochsetzstellbetrieb). Der zum nachgebildeten Stromnetz zeigende Energiefluss der Windenergieanlage sorgt dafür, dass die Leistung bei Umrichter [f] aus dem Labornetz entnommen und abzüglich der aufgetretenen Verluste bei Umrichter [a] wieder in das Labornetz eingespeist wird.

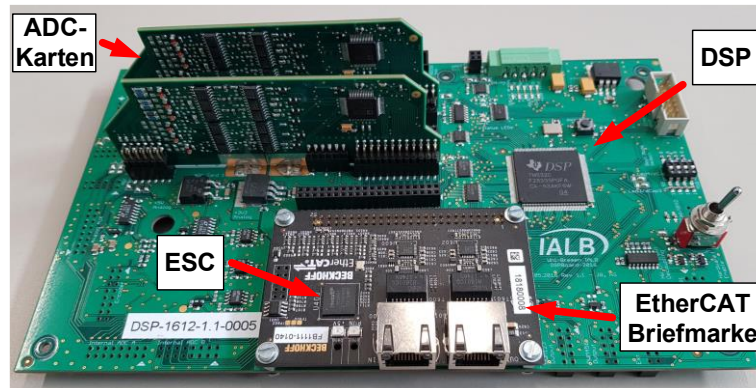
### 3.1 Zentrales Regelungssystem

Die jeweilige Ansteuerung der Umrichter wird durch einen digitalen Signalprozessor (DSP) durchgeführt. Drei dieser DSPs sind an einen echtzeitfähigen PC (*RTAI-Linux*) über einen EtherCAT-Feldbus für eine zentrale Modellberechnung angebunden. Die zu validierende GPPT-Regelstrategie der Windenergieanlage besitzt in Kombination mit dem verwendeten Netzmodell, bestehend aus Kraftwerk, Last und Zuleitungen sowie der Rotornachbildung, insgesamt eine hohe Komplexität und Modellgröße (Synchrongeneratormodelle, diverse Kennlinienfelder etc.). Aus diesem Grund benötigt die Modellberechnung eine hohe Rechenleistung und viel Speicherplatz, was das Leistungsvermögen der jeweiligen DSPs überschreiten würde. Des Weiteren ist ein Kommunikationsweg zum Austausch von Größen zwischen den einzelnen DSPs und zugehörigen Modellbereichen erforderlich.

Aufgrund dessen ist die Prüfstandsregelung für die drei im EtherCAT-Feldbus einbezogenen Umrichter in zwei grundlegende Teile aufgetrennt. In der untersten Ebene ist die den jeweiligen Modellteilen zugehörige unterlagerte Regelung auf jedem DSP implementiert, um eine reduzierte Totzeit für die am dynamischsten ablaufenden Systemprozesse zu gewährleisten. Dies



beinhaltet das Stellen der resultierenden Netzspannung an Umrichter [b], die Ausführung der Stromregelung bei Umrichter [c] sowie die Ausführung der Drehmomentregelung der ASM bei Umrichter [e]. Die anderen Teile der Modellberechnung sind auf dem zentralen PC ausgelagert. Dieser PC besitzt ein *Gentoo Linux* Betriebssystem (Kernel Version 3.18.22) mit der Echtzeiterweiterung RTAI (Version 5.0). Drei am IALB zuvor entwickelte digitale Rechnerkarten (siehe Abbildung 3.3) mit einem DSP (*TMS320F28335*) sind mit diesem PC durch EtherCAT verbunden.



**Abbildung 3.3:** Am Institut entwickelte digitale Rechnerkarte (Mikrorechnerkarte)

Hierfür werden die DSPs mit einer *Beckhoff EtherCAT-Briefmarke* mit einem sich darauf befindenden *EtherCAT Slave Controller* (ESC) *ET1100* nach [38] ausgestattet, die über die externe 16 Bit Schnittstelle (XINTF: engl. *external interface*) angebunden ist. Neben der PWM-Signalgenerierung und der unterlagerten Regelung dienen die DSPs zur Analog-Digital-Wandlung (A/D-Wandlung, ADC) der für die Regelung relevanten Messgrößen durch die sich auf der Rechnerkarte befindenden externen 16 Bit A/D-Wandlerkarten (siehe Abbildung 3.3). Vom jeweiligen ESC wird zur Initiierung der A/D-Wandlung ein zueinander synchrones Triggersignal ausgegeben. Darüber hinaus ist auf den DSPs unter anderem eine Abschaltung der PWM-Signale im Fehlerfall sowie eine Drehgeberauswertung (Umrichter [e]) implementiert.

Die dem Prüfstand zugewiesene Regelung wurde in einem *MATLAB/Simulink* Modell erstellt. Durch den Einsatz des *MATLAB Embedded Coders* kann dieses Simulationsmodell direkt in Quellcode in der Programmiersprache *C* exportiert werden. Hieraus kann dann ein ladbares Programm auf dem echtzeitfähigen PC erstellt und ausgeführt werden. Dieses Konzept bietet die Möglichkeit für einfach durchzuführende nachträgliche Modifikationen des Simulationsmodells [39].

### Hinweise:

1. Die für das im Rahmen dieser Dissertation entwickelte zentrale Regelungssystem eingesetzte EtherCAT-Anbindung zwischen dem PC und der Mikrorechnerkarte von Abbildung 3.3 wurde unter Einbezug der dafür relevanten Software in [40] und [41] von Herrn Wilfried Holzke zuvor bereits entwickelt und hier als Grundlage dann weiterverwendet. Hierzu gehören auch die bereits bestehenden Implementierungen zur Ansteuerung von Frequenzumrichtern durch die Mikrorechnerkarte. Weiterhin betrifft dies die in [42] und [43] von Herrn René Reimann ergänzte Synchronisierung der ESCs und des PCs, worauf nachfolgend genauer eingegangen wird. Alle diesbezüglichen in Abschnitt 3.1 aufgeführten Messergebnisse bauen somit direkt auf diesen Arbeiten auf. Die eigene Arbeitsleistung liegt hierbei in der Erweiterung dieser bestehenden Programme hin zu einer zentralen Umrichterregelung.

2. Die im Folgenden in Abbildung 3.4, Abbildung 3.5 und Abbildung 3.9 aufgeführten Messungen sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung von [39] aufgenommen worden. Aufgrund dessen sind hierbei unter anderem vier anstatt final drei Mikrorechnerkarten (Slaves) im EtherCAT-Feldbus eingebunden. Zusätzlich wurden gewisse Zeitabstände im Prozessablauf der implementierten Regelung noch nachträglich optimiert.

### 3.1.1 Der EtherCAT-Feldbus

EtherCAT ist ein echtzeitfähiges, auf Ethernet basierendes Feldbussystem, welches nach dem Master/Slave-Kommunikationsmodell operiert [44]. Auf der Seite des Masters ist handelsübliche Hardware, wie der in dieser Arbeit eingesetzte PC, ausreichend. Beim Datenaustausch sendet der Master ein Datentelegramm, das alle Slaves durchläuft und abschließend wieder vom Master empfangen wird. Während dieses Durchlaufs muss der jeweilige Slave die ihm zugewiesenen Daten verarbeiten. Hierfür benötigt die Slave-Seite eine spezielle Hardware, wofür in diesem Fall der ESC (siehe Abbildung 3.3) eingesetzt wird. Sobald das Datentelegramm den Slave erreicht, wird ein INT-Signal vom ESC ausgegeben. Die fallende Flanke dieses Signals löst einen Interrupt beim DSP aus, welcher das Auslesen der sich im Zwischenspeicher befindenden empfangenen Daten initiiert (Lesen des Input-Buffers). Ebenso müssen zuvor die vom DSP an den PC zu sendenden Daten in einen zugewiesenen Output-Buffer geschrieben werden.

Die Abbildung 3.4 stellt die zeitlichen Abläufe zwischen dem vom Master initiierten Senden (TX: engl. *transmission*) und Empfangen (RX: engl. *reception*) des Datentelegramms dar. Sobald dieses im Durchlauf erkannt wird, erfolgt das jeweilige INT-Signal. Hervorzuheben sind zunächst die Zeitdauern von ungefähr  $23 \mu\text{s}$  zwischen dem Senden und dem INT-Signal des ersten ESCs und die Zeitdauer von ungefähr  $1,5 \mu\text{s}$  zwischen den INT-Signalen jedes weiteren ESCs [40]. Um eine fehlerfreie Datenübertragung zu gewährleisten, wurde die minimal notwendige Übertragungszeit zwischen Senden und Empfangen zu  $t_{\text{ECAT,Zyklus}} = 80 \mu\text{s}$  ausgetestet.

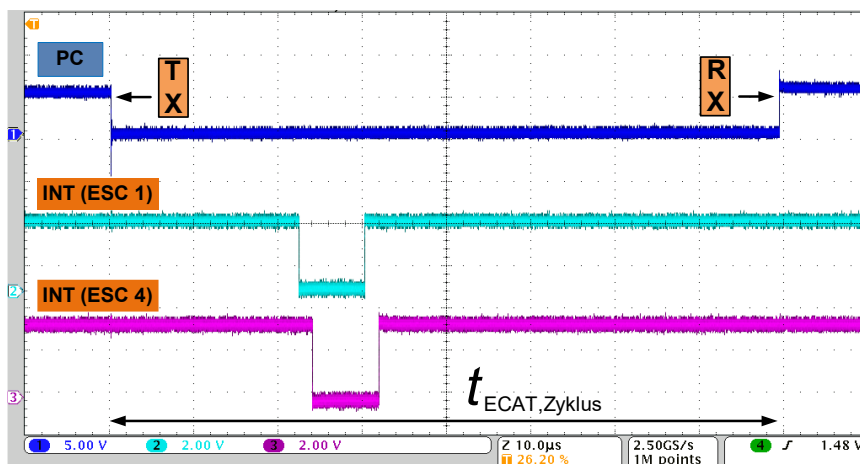
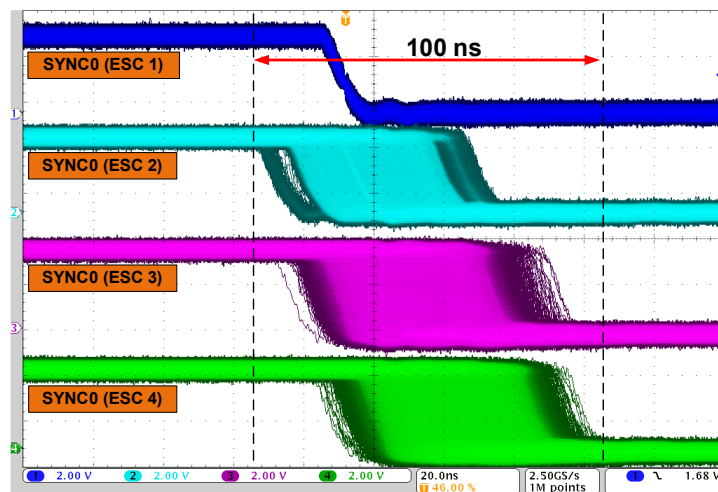


Abbildung 3.4: Messung eines EtherCAT-Sendezyklus entsprechend [40] und [41] (Messung bezog sich zum Zeitpunkt der Aufnahme noch auf vier anstatt drei Slaves)

Die zentrale Modellberechnung erfordert eine simultane A/D-Wandlung auf allen drei DSPs. Diese wird durch eine synchrone Ausgabe der von den ESCs zur Verfügung gestellten zyklischen SYNC0-Signale bei deren fallender Flanke ausgelöst. Für die dafür erforderliche Synchronisierung der ESCs stellt EtherCAT den *Distributed Clocks*-Mechanismus zur Verfügung

[38]. Durch diesen werden die einzelnen Uhren der jeweiligen ESCs mit den Systemzeiten  $t_{\text{System}, i}$  vom Master auf die gewählte Referenzsystemzeit  $t_{\text{System}, \text{Ref}}$  des ersten ESC durchgehend abgeglichen.

Die Abbildung 3.5 zeigt eine für eine Zeitdauer von 60 Minuten mit der Nachleuchtfunktion des Oszilloskops aufgenommene Messung der fallenden Flanken der ausgegebenen SYNC0-Signale für die zum damaligen Zeitpunkt der Veröffentlichung von [39] noch angeschlossenen vier Slaves. Wie zu erkennen ist, funktioniert die Synchronisierung korrekt. Bezogen auf das SYNC0-Signal des ersten ESCs tritt ein maximaler Jitter von 100 ns auf [42], [43]. Dieses Messergebnis ergibt sich ebenso für die letztendlich nur drei im EtherCAT-Feldbus eingebundenen Slaves.



**Abbildung 3.5:** Auf allen ESCs synchron ausgegebene fallende Flanke der SYNC0-Signale mit einer Abweichung von unter 100 ns entsprechend [42] und [43] (Messung bezog sich zum Zeitpunkt der Aufnahme noch auf vier anstatt drei Slaves)

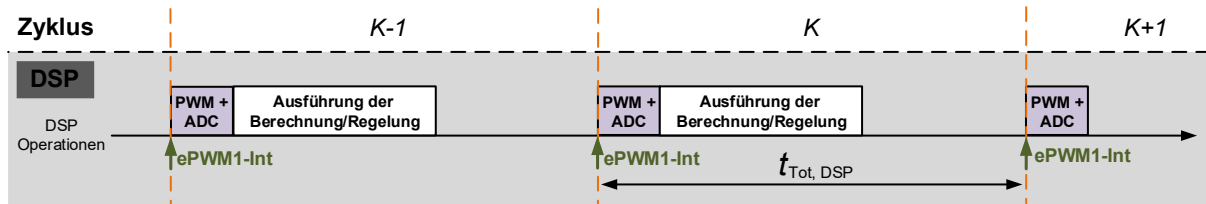
Zur Realisierung der beschriebenen Synchronisierung und zur Implementierung der in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellten Prozessabläufe der Prüfstandsregelung mit zugehöriger Validierung wird am PC die *IgH EtherCAT Master*-Anwendung (Version 1.5.2) verwendet [45].

### 3.1.2 Prozessabläufe der zentralen Modellberechnung

#### Standardmäßige Umrichterregelung

Für die Entwicklung der für die zentrale Regelung zu implementierenden Prozessabläufe wird zunächst der Ablauf einer standardmäßigen dezentralen Regelung auf einem DSP, so wie diese für die jeweils die Zwischenkreisspannung regelnden Umrichter [a], [d] und [f] in Abbildung 3.1 eingesetzt wird, betrachtet. Dieser ist in Abbildung 3.6 für zwei vollständige Zyklen andeutungsweise illustriert. In jedem Takt wird zuerst über den ePWM1-Interrupt die A/D-Wandlung der benötigten Messgrößen initiiert, woraufhin dann das Ausführen der implementierten Regelungsstruktur folgt.

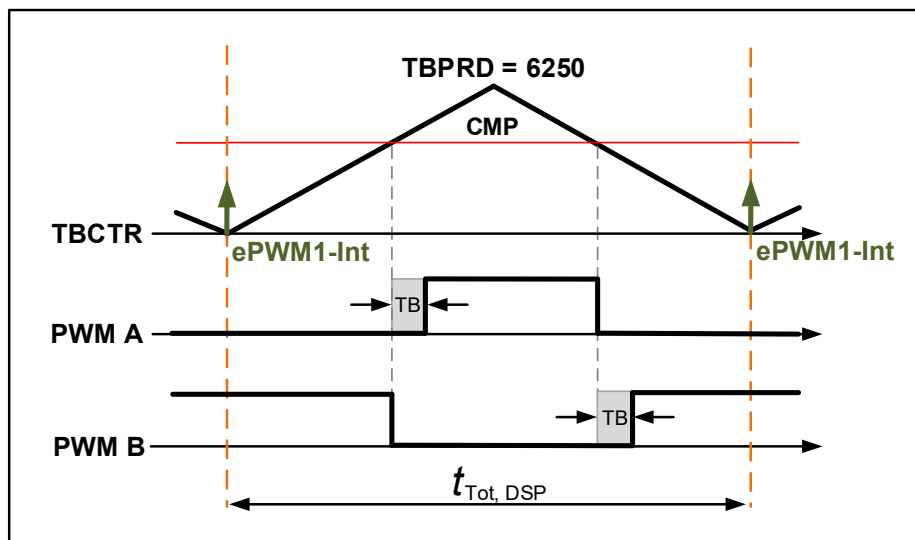
Der zur PWM-Einheit des DSPs gehörende Zähler im TBCTR-Register (engl. *time-base counter register*) zählt entsprechend Abbildung 3.7 bis zu einem im TBPRD-Register (engl. *time-base period register*) festgelegten Wert hoch und wieder runter. Jedes Mal, wenn der Wert null



**Abbildung 3.6:** Zyklische Abläufe bei einer standardmäßigen dezentralen Regelung auf einem DSP

erreicht ist, wird der ePWM1-Interrupt ausgelöst. Das TBPRD-Register wird dabei so beschrieben, dass bei der DSP Taktfrequenz von  $f_{\text{DSP}} = 75 \text{ MHz}$  zu diesem Zeitpunkt dann die über die gewählte Schaltfrequenz  $f_s = 6 \text{ kHz}$  definierte Periodendauer  $t_{\text{Zyklus}} = 1/f_s = 166, \bar{6} \mu\text{s}$  verstrichen ist:

$$\text{TBPRD} = \frac{f_{\text{DSP}}}{2 \cdot f_s} = 6250. \quad (3.1)$$



**Abbildung 3.7:** Prinzip der PWM-Signalgenerierung durch den DSP

Für die PWM-Signalgenerierung nach dem Prinzip der Sinus-Dreieck-Modulation wird zunächst die Aussteuerung  $a_m$  bestimmt. Diese berechnet sich allgemein aus den über die implementierte Regelung resultierenden dreiphasigen Sollspannungen des Umrichters beziehungsweise Wechselrichters  $u_{\text{WR, soll}}$  unter Einbezug der Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  wie folgt:

$$a_m = \frac{u_{\text{WR, soll}}}{0,5 \cdot u_{\text{ZK}}}. \quad (3.2)$$

Die Werte der Vergleichsregister (CMP-Register) des DSPs werden dann auf den aktuellen Wert der Aussteuerung  $a_m$  angepasst, indem diese ins korrekte Verhältnis zum betragsmäßig maximalen Aussteuergrad  $a_{m, \text{max}} = 1$  und dem Wert des TBPRD-Registers gesetzt werden (siehe Abbildung 3.7). Dabei ist zu beachten, dass der angenommene positive und negative Wertebereich von  $a_m$  auf den ausschließlich positiven Wert des CPM-Registers abgebildet wird:

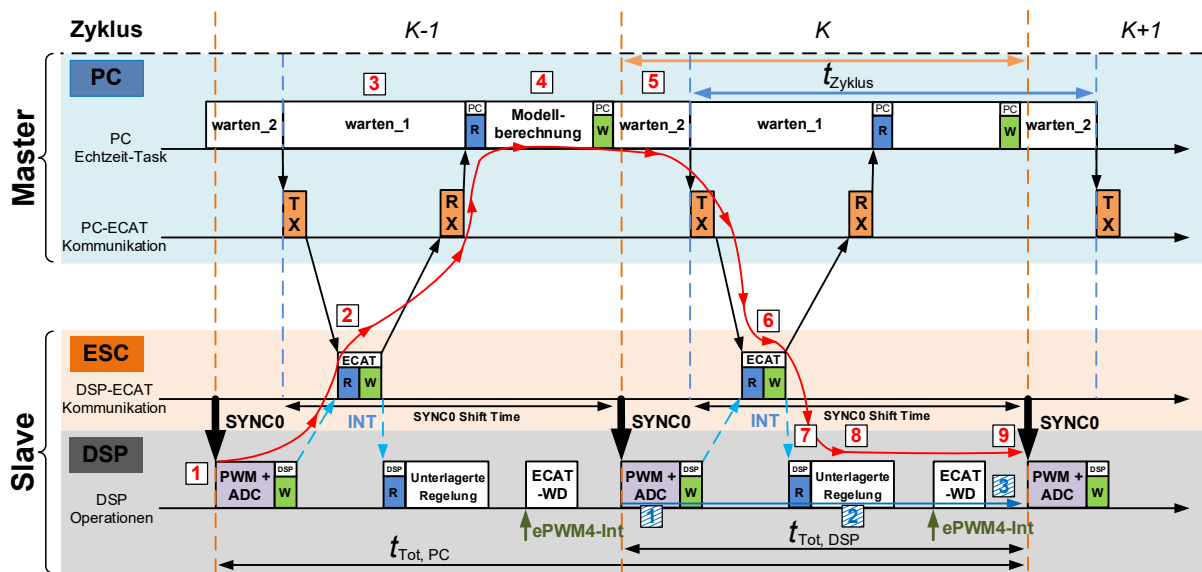
$$\frac{a_m + a_{m, \text{max}}}{2 \cdot a_{m, \text{max}}} = \frac{\text{CPM}}{\text{TBPRD}} \Rightarrow \text{CPM} = \text{TBPRD} \cdot \left( \frac{a_m + a_{m, \text{max}}}{2 \cdot a_{m, \text{max}}} \right). \quad (3.3)$$

Sobald der aktuelle Zählerwert (TBCTR) den zyklisch aktualisierten Werten der CMP-Register entspricht, verändern die symmetrischen PWM-Signale ihr Ausgangslevel. Durch eine Invertierung entstehen für jede Phase die Signale PWM A und PWM B zur Ansteuerung des unteren und oberen IGBTs einer Halbbrücke des Umrichters nach Abbildung 2.28. Zur Vermeidung eines Kurzschlusses wird ein Totband (TB) von 2  $\mu$ s für die jeweils steigende Flanke von PWM A und PWM B festgelegt.

Die für die PWM-Signalausgabe nach der Berechnung der Regelungsstruktur gesetzten Register des DSPs werden zu dem Zeitpunkt aktiv, an dem der PWM-Zähler den Wert null erreicht. Die Zeitspanne zwischen der Aufnahme der Messgrößen und dem daraus resultierenden Regelingriff wird als Totzeit bezeichnet, welche sich hier zu  $T_{Tot, DSP} = t_{Zyklus}$  ergibt. In den nachfolgenden Ausführungen wird nun beschrieben wie dieses Konzept für das zentrale Regelungssystem des Prüfstands erweitert wurde.

**Implementierte Prozessabläufe für die zentrale Modellberechnung**

Die Abbildung 3.8 stellt die für die Regelung implementierten zyklischen Prozessabläufe auf dem PC, dem ESC und dem jeweiligen DSP für einen Zeitbereich von zwei vollständigen Zyklen dar [39]. Durch die synchron ausgegebenen SYNC0-Signale (siehe Abbildung 3.5) ist die hier für einen einzelnen DSP aufgeführte Darstellung unter Beachtung der jeweils zusätzlich auftretenden Laufzeitverzögerung nach Abbildung 3.4 für alle drei DSPs gültig.



**Abbildung 3.8:** Implementierte Prozessabläufe auf dem PC (Master) und dem ESC und DSP (Slave)

Aufgrund der gewählten Schaltfrequenz von  $f_s = 6$  kHz wird die Zykluszeit der SYNC0-Signale auf  $t_{Zyklus} = 166, \bar{6} \mu$ s gesetzt. Die rot markierte Linie zwischen der A/D-Wandlung (1) und der Aktualisierung der relevanten Register der PWM-Einheit des DSPs (9) kennzeichnet den Prozessweg der Regelung. Bedingt durch die für den Durchlauf eines Datentelegramms minimal notwendige Zeit  $t_{ECAT, Zyklus} = 80 \mu$ s nach Abbildung 3.4 zusammen mit der Dauer für die Modellberechnung resultiert hierfür eine Totzeit  $t_{Tot, PC}$  von zwei Zyklen. Dahingegen besitzt die Regelung auf dem DSP (durchgezogener blau markierter Pfeil) eine Totzeit  $t_{Tot, DSP}$  von nur einem Zyklus, der durch die A/D-Wandlung (1), der unterlagerten Regelung (2) sowie der Aktualisierung der PWM-Register (3) ausgefüllt ist. Das SYNC0-Signal initiiert auf dem DSP die A/D-Wandlung und das anschließende Schreiben (W: engl. *write*) der gemessenen



Werte in den EtherCAT Output-Buffer (1). Es ist unbedingt notwendig, dass dies passiert bevor der Datenaustausch bei Ankunft des nächsten Datentelegramms durchgeführt wird (2), sodass die aktuellen Messdaten für den weiteren Prozess verwendet werden. Hierfür müssen die in Abbildung 3.4 ermittelten Übertragungszeiten zwischen dem Master und den Slaves berücksichtigt werden.

Die Echtzeitfähigkeit des PCs garantiert, dass anstehende Aufgaben (Tasks) innerhalb einer maximal festgelegten Zeit  $t_{\text{jitter, max}}$  definitiv ausgeführt werden [46]. Typischerweise liegt diese Zeitdauer im Bereich von einigen Mikrosekunden. Für den hier verwendeten PC wurde ermittelt, dass die Echtzeit-Task mit einem maximalen Jitter von ungefähr  $t_{\text{jitter, max}} = 20 \mu\text{s}$  aufgerufen wird. Der PC wäre somit nicht in der Lage eine äquidistante A/D-Wandlung auf den DSPs zu initiieren, was der Grund für die Verwendung der SYNC0-Signale ist. Zwar tritt beim Sendeprozess mit der für die Synchronisierung zu übertragenden Uhrzeit (*Distributed Clocks-Mechanismus*) der maximale Jitter von  $t_{\text{jitter, max}}$  auf, jedoch bewirkt dies nur eine Verzögerung im Zeitpunkt des Abgleichs der einzelnen Uhren der ESCs. Die synchrone Ausgabe der SYNC0-Signale selbst ist hiervon entkoppelt (siehe Abbildung 3.5).

Durch den Jitter des Sendeprozesses wird ein angemessener zeitlicher Abstand zum sicheren Einhalten der geplanten Abfolgen nach Abbildung 3.8 notwendig. Dieser Zeitabstand ist in der *IgH EtherCAT Master*-Anwendung über eine anpassbare *SYNC0 Shift Time* (dt. Verschiebungszeit der SYNC0-Signale) eingestellt, die hier auf einen Wert von  $115 \mu\text{s}$  gesetzt ist. Die *SYNC0 Shift Time* stellt die Zeitdifferenz zwischen dem ersten aufgetretenen Sendezeitpunkt des Masters (TX) zum Systemstart und dem ersten generierten SYNC0-Signal dar. Danach werden die SYNC0-Signale davon unabhängig mit der eingestellten Frequenz von  $6 \text{ kHz}$  ausgegeben und der Master muss die gewählte *SYNC0 Shift Time* im weiteren Betrieb konstant halten. Hierfür ist es notwendig, dass sich der Master genau wie die einzelnen ESCs auch selbst auf die EtherCAT Referenzzeit  $t_{\text{system, Ref}}$  synchronisiert (siehe Abschnitt 3.1.1). Das dafür angewendete Prinzip wurde in den vorherigen Arbeiten nach [42] und [43] bereits entwickelt und wird hier, wie schon erwähnt, weiterverwendet. Hierdurch wird es möglich die zwei variablen Wartezeiten *warten\_1* und *warten\_2* fortlaufend so einzustellen, dass der Master seine Periodendauer (blau gestrichelte Linie) an die Zykluszeit der SYNC0-Signale (orange gestrichelte Linie) anpasst und die jeweiligen Operationen auf dem PC und den DSPs zeitlich nicht auseinander driften.

Während der Wartezeit *warten\_1* (3) wird der EtherCAT-Sendezyklus durch die anhand [40] und [41] zur Verfügung gestellten Implementierungen ausgeführt. Dies geschieht nach Abbildung 3.4 mit der minimal ausreichenden Dauer von  $t_{\text{warten, 1}} = 80 \mu\text{s}$ . Es ist daher nicht möglich zwei Sendezyklen zusammen mit der Modellberechnung innerhalb eines Taktes von  $t_{\text{zyklus}} = 166, \bar{6} \mu\text{s}$  durchzuführen. Dies ist der Grund weshalb sich die verlängerte Totzeit von zwei Takten ergibt.

Danach empfängt der PC das Datentelegramm (RX), die Daten werden ausgelesen (R: engl. *read*) und für den folgenden Modellberechnungsschritt verwendet (4) (siehe Abschnitt 3.1.2.1). Daran anschließend ist die zweite Wartezeit *warten\_2* (5) implementiert, die dann entsprechend so angepasst wird, dass der Sendeprozess (RX) zu einem festen Zeitpunkt erfolgt [42], [43]. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass diese Zeitdauer größer zu sein hat, als der maximal auftretende Jitter beim Aufruf der Echtzeit-Task, weshalb die Bedingung  $t_{\text{warten, 2}} \geq t_{\text{jitter, max}}$  erfüllt sein muss. Bei Betrachtung der wesentlichen Zeitabschnitte verbleibt somit eine maximale Zeit  $t_{\text{Mod, max}}$  für die Modellberechnung:

$$t_{\text{Mod, max}} = t_{\text{Zyklus}} - t_{\text{warten, 1}} - t_{\text{warten, 2}} \approx 66 \mu\text{s} . \quad (3.4)$$

Direkt bevor der nächste Sendezyklus initiiert wird (TX, blau gestrichelte Linie), führt der PC die für die zyklische Synchronisierung erforderlichen Funktionen aus. Sobald das Datentelegramm dann den ESC erreicht, wird der Datenaustausch durchgeführt und ein INT-Signal an den DSP ausgegeben (6), durch welches das Auslesen der soeben erhaltenen Daten ausgelöst wird (7). Der DSP erhält hierbei die für die anschließend erfolgende unterlagerte Regelung (8) notwendigen Größen. Zeitlich darauffolgend wird vom DSP eine Funktion initiiert (ECAT-WD), die die korrekte Funktionsweise des EtherCAT-Feldbusses überwacht. Hierauf wird in Abschnitt 3.1.2.2 detaillierter eingegangen. Mit den in (8) errechneten Sollspannungen  $u_{\text{WR, soll}}$  werden dann nach der Berechnung der Aussteuerung  $a_m$  durch Gleichung (3.2) entsprechend Gleichung (3.3) die relevanten Register der PWM-Einheit des DSPs beschrieben, die durch das Resetten des PWM-Zählers (9) aktiv werden.

Der PWM-Zähler wird auch deshalb zu Beginn jedes Taktes zurückgesetzt, um diesen ebenso wie die im PC ablaufende Echtzeit-Task auf den durch die SYNC0-Signale festgelegten Zyklus zu synchronisieren und wiederum ein zeitliches Auseinanderdriften zu verhindern. In Abhängigkeit der Abweichung der Taktfrequenz des DSPs hierzu könnte dabei jedoch der PWM-Zähler bereits resettet worden sein bevor dieser den Wert null erreicht hat oder schon den Wert null erreicht haben und daher vor dem Reset wieder ansteigen. Dies ist bei geringen Werten der Vergleichsregister (CPM-Register) problematisch, da dann entweder PWM A nicht auf den niedrigen Ausgangslevel oder PWM B nicht auf den hohen Ausgangslevel wechseln würde (siehe Abbildung 3.7). Zur Vermeidung dessen wird die zu den Vergleichsregisterwerten korrespondierende Aussteuerung  $a_m$  nach Gleichung (3.2) und (3.3) auf einen wenige Tausendstel unterhalb von  $a_{m, \text{max}} = 1$  liegenden Wert betragsmäßig limitiert.

Die Modellberechnung im PC findet nun nur noch einmal pro zwei Takten von jeweils  $1/6000 \text{ s}$  statt. Somit erhält die unterlagerte Regelung auf dem DSP nur jeden zweiten Takt aktualisierte Größen vom PC. Ab Schaltfrequenzen von kleiner gleich  $4 \text{ kHz}$  und folglich einer resultierenden Taktzeit von größer gleich  $250 \mu\text{s}$  könnten alle zeitlichen Abläufe innerhalb eines Taktes realisiert werden, weshalb sich auch die Totzeit zu nur einem Zyklus halbiert.

### **Validierung der implementierten Prozessabläufe**

Die Messung in Abbildung 3.9 stellt die Abläufe (bezeichnet mit (1) bis (9)) auf dem PC, dem *DSP\_1* (Umrichter[b]) und dem zugehörigen ESC für eine Zeitdauer von einem Regeltakt bei deaktivierter Reglerfreigabe und somit keiner Ausführung der unterlagerten Regelung (8) auf dem DSP dar.

Diese stimmt mit der Darstellung aus Abbildung 3.8 überein und belegt die korrekte Umsetzung der zuvor für die zentrale Regelung erläuterten Prozessabläufe. Zur Spannungsausgabe zu den gewünschten Zeitpunkten wurde am PC eine digitale I/O-Karte verwendet und vom DSP ein entsprechender GPIO (engl. *general purpose input/output*) angesteuert. Die über eine Zeitdauer von 60 Minuten aufgenommene Messung belegt weiterhin, dass durch die von [42] und [43] übernommene Synchronisierung des PCs auf die SYNC0-Signalausgabe kein zeitliches Auseinanderdriften der jeweils vorgesehenen Operationen auftritt. Zusätzlich verbleiben die sich auf den Sendeprozess und damit das INT-Signal auswirkenden Taskwechselzeiten unterhalb des maximal angenommenen Wertes von  $t_{\text{jitter, max}} = 20 \mu\text{s}$ . Die geforderte durchgehend äquidistante SYNC0-Signalausgabe und dadurch initiierte A/D-Wandlung wird eingehalten.

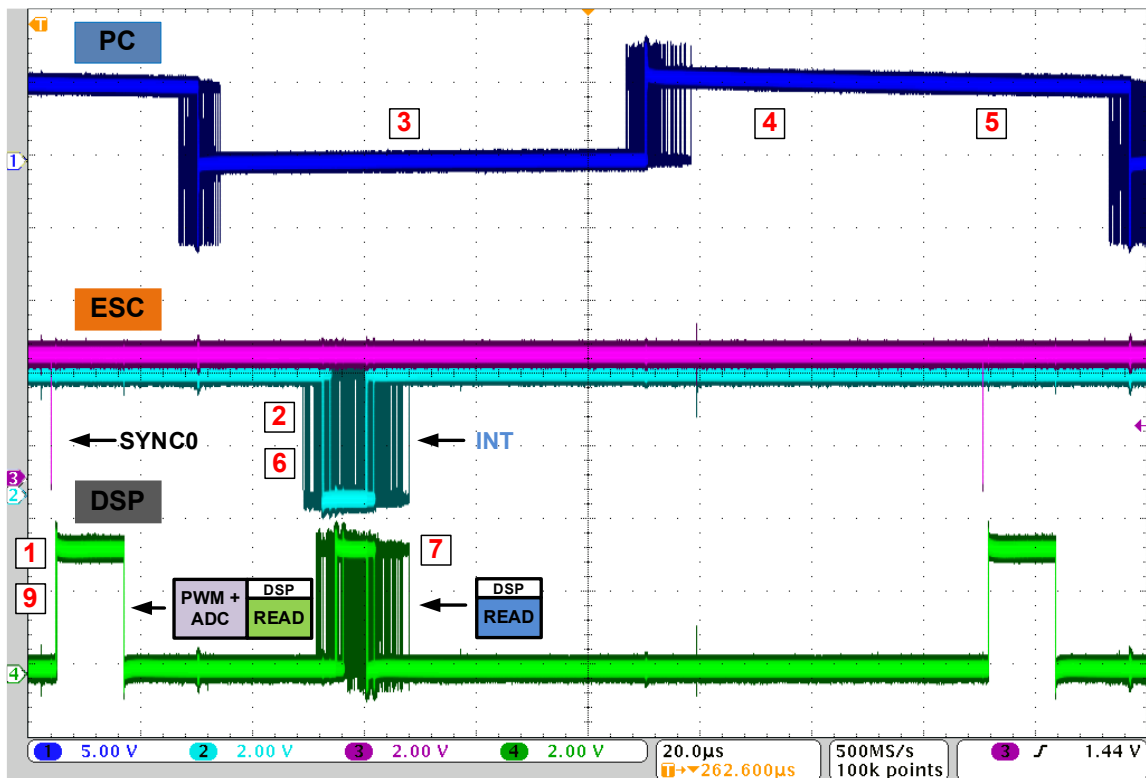


Abbildung 3.9: Messung der implementierten Prozessabläufe auf dem PC (Master) und dem ESC und DSP (Slave) in Anlehnung an Abbildung 3.8

Es ist hierbei zu erwähnen, dass die letztendlich gewählte *SYNC0 Shift Time* von  $115 \mu\text{s}$  zum Zeitpunkt der hier aufgeführten damaligen Messung in [39] noch bei einem Wert von  $140 \mu\text{s}$  lag.

### 3.1.2.1 Ablauf der Modellberechnung auf dem PC

Die Tabelle 3.1 gibt zunächst eine Übersicht über die gewählte Hardware-Konfiguration des PCs, auf dem die zentrale Modellberechnung ausgeführt wird.

Tabelle 3.1: Auflistung der Hardware-Konfiguration des PCs

	Eingesetztes Hardware-Bauteil
Prozessor	Intel Core i7 64 Bit quad-core mit jeweils 4,2 GHz (x86-64)
Arbeitsspeicher	32 GB (DDR4)
Netzwerkkarte	Intel Pro 1000 PCIe
Grafikkarte	NVIDIA Geforce GT 710
Festplatte	256 GB (SSD)

Das Simulationsmodell wurde in *MATLAB/Simulink* (Version 2017a) erstellt. Um Programmcode aus diesem Modell generieren zu können, ist es unter anderem notwendig einen Lösungsalgorithmus mit konstanter Schrittweite (*fixed-step-solver*) zuvor auszuwählen [47]. Dabei wurde ein kontinuierlicher Löser nach der *Dormand-Prince*-Methode mit fünfter Ordnung verwendet. Daher ist es auch möglich das Modell, ohne eine vorherige Diskretisierung der darin enthaltenen Elemente (beispielsweise Integratoren), kontinuierlich aufzubauen.



Zur Erhöhung der Rechengenauigkeit wird das Modell mit einer Schrittweite von  $1/6000$  s zweimal hintereinander ausgeführt, um auf die Gesamtzeit von  $t_{\text{Tot, PC}} = 1/3000$  s zu kommen (siehe Abbildung 3.8). Es hat sich herausgestellt, dass hiermit Abweichungen von unter 0,1 % zwischen den Ergebnissen des Simulationsmodells und denen des aus dem generierten Programmcode erstellten ausführbaren Programms erzielt werden. Weiterhin resultiert dabei eine vertretbare und ausreichend kleine Rechendauer, die die maximal hierfür zur Verfügung stehende Zeit  $t_{\text{Mod, max}} \approx 66 \mu\text{s}$  nach Gleichung (3.4) höchstens zu ungefähr 50 % ausfüllt.

Die Abbildung 3.10 führt die wesentlichen Abläufe der Echtzeit-Task nach Abbildung 3.8 noch einmal detailliert auf und stellt hierzu den grundlegenden Aufbau der obersten Modellebene des Simulink-Modells für die im EtherCAT-Strang einbezogenen drei Umrichter [b], [c] und [e] dar. In der Echtzeit-Task im PC werden entsprechend Abbildung 3.8 die über EtherCAT vom jeweiligen DSP empfangenen Größen zunächst ausgelesen und dann mit den zugehörigen Eingangsgrößen des Modells verknüpft. Diese Eingangsgrößen sind, ebenso wie die zurückgeschickten Ausgangsgrößen, analog zu den von den DSPs gewandelten Messgrößen als vorzeichenlose Festkommazahlen (Datentyp: *Unsigned Integer* (UINT)) mit einem jeweiligen die Anzahl der Nachkommastellen angegebenden Q-Format definiert. Da die modellinternen Variablen Fließkommazahlen (Datentyp: *Double*) sind, ist eine vorherige Umwandlung (UINT zu *Double*) und anschließende Rückwandlung (*Double* zu UINT) erforderlich.

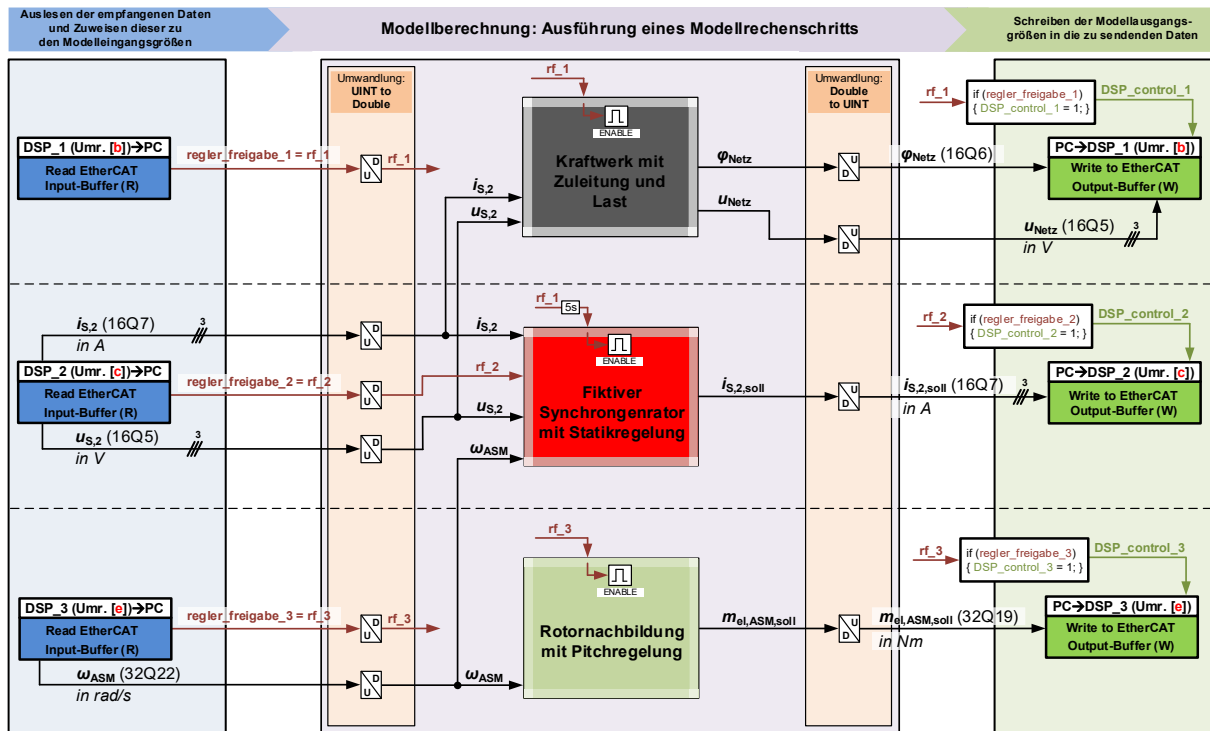


Abbildung 3.10: Übersicht über die oberste Modellebene und die Verarbeitungskette der bei der Modellberechnung empfangenen und gesendeten Größen

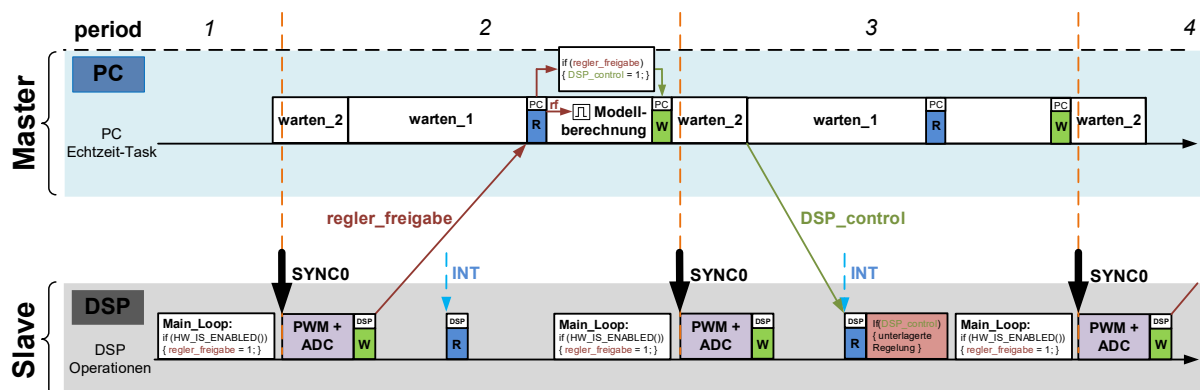
In Tabelle 3.2 ist eine Übersicht über die für die zentrale Regelung relevanten Übergabegrößen zwischen den DSPs und dem PC zusammen mit der Abfolge für die Modellberechnung und die unterlagerte Regelung aufgeführt (siehe Abbildung 3.1). Grundlegend ist das Simulationsmodell aus Abbildung 3.10 in der obersten Ebene in drei separate Blöcke für den jeweiligen Umrichter beziehungsweise DSP aufgeteilt. Diese beinhalten in Übereinstimmung mit Tabelle 3.2 ein *Kraftwerk mit Zuleitung und Last*, einen *fiktiven Synchrongenerator mit Statikregelung* und eine *Rotornachbildung mit Pitchregelung*. Wie zu erkennen ist, gehen hierbei auch die vom

$DSP\_2$  (Umrichter [c]) erhaltenen Messgrößen  $u_{S,2}$  und  $i_{S,2}$  in den zu  $DSP\_1$  (Umrichter [b]) gehörenden Block zum Einprägen eines der Windenergieanlage leistungsäquivalenten Stroms in das Netzmodell ein (siehe Abschnitt 3.2.1). Dieser einfach durchzuführende Datenaustausch stellt einen wesentlichen Vorteil der zentralen Modellberechnung dar.

**Tabelle 3.2:** Übersicht über die für die Regelung relevanten Übergabegrößen und Berechnungen

	$DSP\_1$ (Umrichter [b])	$DSP\_2$ (Umrichter [c])	$DSP\_3$ (Umrichter [e])
Übergabegrößen DSP $\rightarrow$ PC	---	Klemmenspannung $u_{S,2}$ und Statorstrom $i_{S,2}$	Drehzahl der ASM $\omega_{ASM}$
Modellberechnung vom PC	Kraftwerk mit Zuleitung und Last	Fiktiver Synchrongenerator mit Statikregelung	Rotornachbildung mit Pitchregelung
Übergabegrößen PC $\rightarrow$ DSP	Netzspannung $u_{Netz}$ und Netzwinkel $\varphi_{Netz}$	Sollstatorstrom $i_{S,2, \text{soll}}$	Solldrehmoment $m_{el, ASM, \text{soll}}$
DSP Operation	Stellen der Netzspannung	Stromregelung	Drehmomentregelung

Die einzelnen Blöcke selbst dürfen hierbei jedoch nicht alle direkt ab dem Systemstart des EtherCAT-Feldbusses berechnet werden, sondern erst sobald die jeweilige Regelung am DSP aktiv werden soll und der zugehörige Umrichter zu takten beginnt. Aufgrund dessen werden die Blöcke jeweils mit einer durch ein externes Signal auslösbaren Ein- und Ausschaltfunktion *ENABLE* (siehe Abbildung 3.10) ausgestattet. Die Art der Aktivierung dieser sowie die einzelnen für den insgesamten Ablauf der Regelung notwendigen hard- und softwareseitigen Freigaben sind in Abbildung 3.11 schematisch aufgeführt.



**Abbildung 3.11:** Übersicht über die einzelnen Variablen und dem sich daraus ergebenden zeitlichen Ablauf aus Modellberechnung vom PC und unterlagerter Regelung auf dem DSP bei Aktivierung der Reglerfreigabe

Am Bedienpanel des Umrichters kann über einen jeweiligen Hardware-Schalter die Reglerfreigabe aktiviert werden. Die daraus folgende Änderung des Ausgangslevels des hierzu gehörenden GPIOs wird dann vom DSP durch die sich im Hauptprogramm (*Main\_Loop*) befindende durchgängige Abfrage *HW\_IS\_ENABLED* detektiert. In diesem Fall wird die Variable *regler\_freigabe* gesetzt und an den PC gesendet. Die empfangene Variable stellt zum einen im Modell eine Eingangsgröße zur Aktivierung der entsprechenden Berechnung dar sowie zum anderen setzt sie die an den DSP geschickte Variable *DSP\_control* ebenso auf dem Wert eins,

um den ersten Berechnungsschritt der unterlagerten Regelung auf dem DSP sowie die PWM-Signalausgabe freizugeben. Hiermit wird erreicht, dass die Berechnungsfolge immer erst ab der Hardware-Reglerfreigabe ausgeführt wird und mit der Modellberechnung im PC beginnt, worauf dann erst die Ausführungen auf dem DSP folgen. Die Messungen in Abbildung 3.13 und Abbildung 3.14, auf die im zugehörigen Abschnitt genauer eingegangen wird, zeigen hierzu einmal den Fall mit und ohne aktivierte Reglerfreigabe.

Der zum PC gehörende Teil dieses Ablaufs findet sich auch in Abbildung 3.10 wieder. Hierbei sind die Variablen *regler\_freigabe*, abgekürzt mit *rf*, und *DSP\_control* jeweils noch mit einer zusätzlichen Nummer für den zugehörigen DSP versehen. Selbstverständlich werden die verwendeten Variablen nach Deaktivierung der Hardware-Reglerfreigabe auch wieder zurückgesetzt.

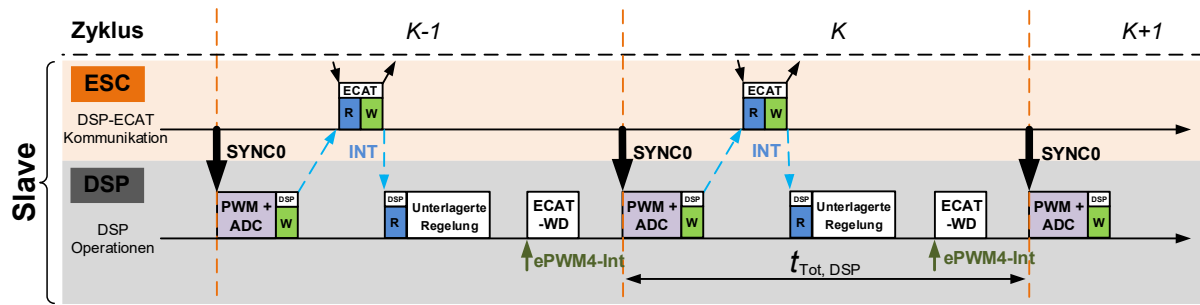
Wie aus Abbildung 3.10 zu entnehmen ist, wird der Block *Fiktiver Synchrongenerator mit Statikregelung* trotz der Zugehörigkeit zu *DSP\_2* (Umrichter [c]) über die Reglerfreigabe *regler\_freigabe\_1* beziehungsweise *rf\_1* von *DSP\_1* (Umrichter [b]) eingeschaltet. Dies ist dadurch bedingt, dass das dort enthaltene Synchrongeneratormodell, wie später in Abschnitt 4.1.1 genauer beschrieben, sich vor dem Einspeisen auf die durch Umrichter [b] bereits zuvor ausgegebene Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$  synchronisieren muss. Die *regler\_freigabe\_2* sorgt dann noch für eine Übergabe des dafür notwendigen Sollstatorstroms  $i_{S,2,\text{soll}}$  ab der dadurch freigegeben Einspeisung in das Netz. Weiterhin können innerhalb der Blöcke zeitlich versetzt verschiedene Modellbereiche durch eine Verzögerung einer Reglerfreigabe, so wie bei *rf\_1* für den Block *Fiktiver Synchrongenerator mit Statikregelung* um 5 s (siehe Abbildung 3.10), aktiviert werden.

Bei jedem Ausschalten eines Blocks werden die darin enthaltenen Zustandsgrößen wieder auf die festgelegten Anfangswerte initialisiert, sodass bei einem erneuten Einschalten der Ausgangszustand wiederhergestellt ist und das Modell zunächst identisch reagiert.

Zum korrekten Datenaustausch zwischen dem PC und den über die ESCs angebotenen DSPs müssen die für jeden DSP zu sendenden und auch zu empfangenen Datenpakete von vornherein an den entsprechenden Stellen definiert werden. Aus Sicht des DSPs wurden pro Datentelegramm jeweils 96 Bit (6 x 16 Bit) empfangene Daten sowie 144 Bit (9 x 16 Bit) gesendete Daten festgelegt. Hierin sind neben den für die Modellberechnung in Abbildung 3.10 benötigten Messgrößen und Reglerfreigaben zusätzliche Statusinformationen enthalten. Da nicht jeder DSP die gleichen Datenmengen austauscht, sind einige Plätze nicht belegt. Diese können dafür genutzt werden, um interne Größen des Modells auf dem PC zusätzlich zu senden, damit diese über den Digital-Analog-Wandler (DAC) für Debugging-Zwecke an ein Oszilloskop ausgegeben werden können.

### 3.1.2.2 Implementierungen auf dem DSP

Die einzelnen Operationen auf den im EtherCAT-Feldbus einbezogenen DSPs werden durch die in Abbildung 3.8 aufgeführten und in Abbildung 3.12 noch einmal explizit dargestellten Interrupts aufgerufen. Die Interrupts erfolgen zu festgelegten Zeitpunkten von außen durch die ausgegebenen SYNC0- und INT-Signale der *EtherCAT-Briefmarke* sowie intern im DSP, wie unter anderem der ePWM4-Interrupt, durch den eine Abschaltung bei einem Fehler des EtherCAT-Feldbusses initiiert wird (ECAT-WD).

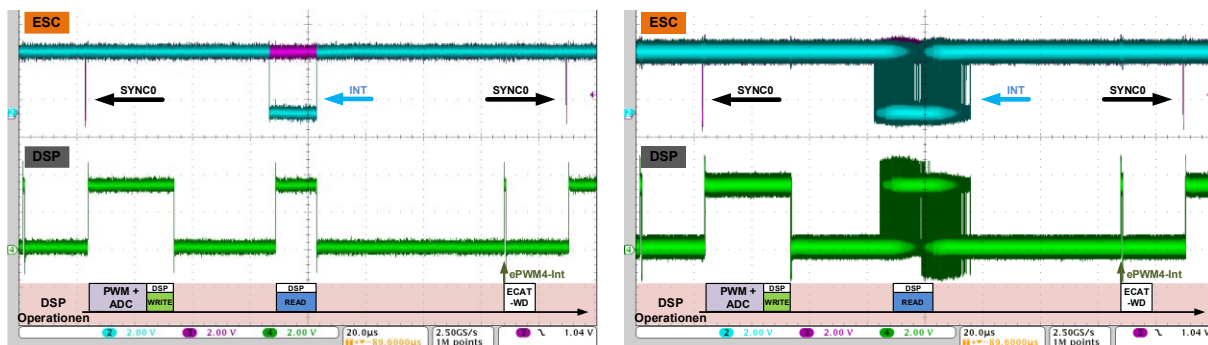


**Abbildung 3.12:** Explizit herausgestellte Operation auf dem DSP, die durch externe Interrupts des ESCs sowie interne Interrupts aufgerufen werden

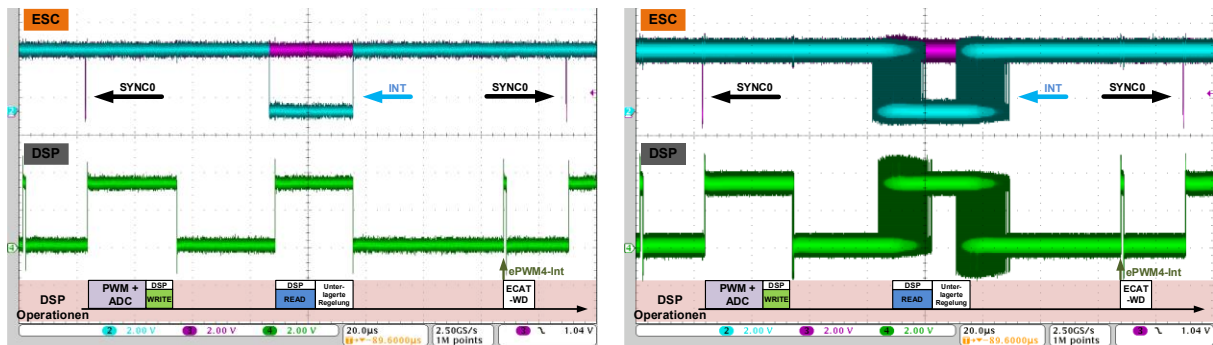
Die verbleibende Zeit, also die Zeitspannen zwischen der alle angestandenen Interrupt-Routinen abgearbeitet sind und der nächste Interrupt wieder auftritt, führt der DSP die Funktion *Main\_Loop* in einer Endlosschleife aus. Hierin werden zunächst die vom Umrichter möglicherweise ausgegebenen Fehlersignale (Schwerwiegende Fehler, Warnung vor Übertemperatur etc.) und die Schalterstellung der Hardware-Reglerfreigabe durch *HW\_IS\_ENABLED* nach Abbildung 3.11 eingelesen, die dann im fehlerlosen Fall zum Setzen der Variable *regler\_freigabe* führt.

Die Abbildung 3.13 und Abbildung 3.14 stellen die Messung des implementierten Zeitablaufs der auf dem DSP ausgeführten Operationen nach Abbildung 3.12 für einen Zyklus für den zum Umrichter [b] gehörenden *DSP\_1* dar. Dabei gibt Abbildung 3.13 den Fall ohne aktivierte Reglerfreigabe und Abbildung 3.14 den Fall mit aktivierter Reglerfreigabe wieder. Das heißt die gesetzten Variablen *regler\_freigabe* und *DSP\_control* sorgen entsprechend Abbildung 3.11 für die dann zusätzlich erfolgende Berechnung, was zu einer längeren Ausführungsdauer der über das INT-Signal aufgerufenen Operationen führt. Wie zu erkennen ist, verbleibt diese jedoch für eine korrekte Funktionsweise deutlich unter der maximal zur Verfügung stehenden Zeitdauer, die über das SYNC0-Signal des nächsten Taktes bei noch vorherigem Aufruf des Watchdogs ECAT-WD festgelegt ist.

Des Weiteren ist in der jeweiligen Abbildung auf der linken Seite ein einzelner Messzeitpunkt und auf der rechten Seite eine Aufnahme mit Nachleuchtfunktion über eine Zeitdauer von einigen Minuten aufgeführt. Hierbei wurde die Rechenfähigkeit des PCs durch zusätzliche Ausführungen weiterer Programme belastet, um die dadurch auftretenden Taskwechselzeiten bis zum Aufruf der für die Regelung relevanten Echtzeit-Task nach Abbildung 3.8 zu maximieren. Wie eingangs in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, wirken sich die resultierenden Taskwechselzeiten ebenso auf den Sendezeitpunkt des Datentelegramms aus. Daher finden sich diese auch im Jitter des INT-Signals und des dadurch initiierten Auslesens des Buffers mit eventuell aktivierter



**Abbildung 3.13:** Messung zu einem Zeitpunkt (links) und über einige Minuten (rechts) der auf *DSP\_1* zyklisch ausgeführten Operationen bei deaktivierter Reglerfreigabe



**Abbildung 3.14:** Messung zu einem Zeitpunkt (links) und über einige Minuten (rechts) der auf *DSP\_1* zyklisch ausgeführten Operationen bei aktivierter Reglerfreigabe

unterlagerter Regelung wieder. Die Verschiebungszeiten stimmen ungefähr mit der Messung aus Abbildung 3.9 überein und überschreiten nicht den dort angenommenen Grenzwert von  $t_{\text{jitter, max}} = 20 \mu\text{s}$ . Für jeden der drei DSPs wurden die Laufzeiten bei aktivierter Reglerfreigabe gemessen, um sicherzustellen, dass die über das SYNC0- und INT-Signal initiierten Berechnungsfolgen die maximal zur Verfügung stehenden Zeiten, also bis die nächste Operation terminiert ist, nicht überschreiten.

Die Implementierungen erfolgten hauptsächlich in der Programmiersprache *C*, wobei einige relevante Funktionen auch in *Assembler* umgesetzt sind. Die einzelnen Variablen besitzen eine feste Größe von 16 oder 32 Bit und sind als Festkommazahlen mit dem Datentyp *UINT* und entsprechendem *Q*-Format definiert (siehe Abbildung 3.10). Bei allen Umrichtern (auch [a], [d] und [f]) außer Umrichter [e] wird für die Modulationsart ein Sinus-Dreieck-Vergleich angewendet. Bei Umrichter [e] wird entwicklungsbedingt Raumzeigermodulation eingesetzt. Die auf die institutseigene Mikrorechnerkarte aus Abbildung 3.3 aufgesteckten A/D-Wandlerkarten sind mit einem Abtastfilter mit einer Grenzfrequenz von  $f_g = 589,46 \text{ Hz}$  versehen. Dessen verursachte Phasenverschiebung der Messgrößen wird anschließend wieder herausgerechnet.

### Sicherheitsaspekte

Für alle Umrichter ist eine Fehlerabschaltung implementiert, die beim Überschreiten der zur gewählten Leistungsklasse der Windenergieanlage passenden Maximalwerte für die Phasenströme  $i_{\text{max}} = 50 \text{ A}$ , der verketteten Spannungen  $u_{\text{max}} = 600 \text{ V}$  sowie der Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK, max}} = 750 \text{ V}$  die PWM ausschaltet und entsprechende Fehlervariablen setzt. Ausgenommen hiervon ist *DSP\_3* (Umrichter [e]), bei dem die Abschaltungsgrenze des Phasenstroms wegen der angeschlossenen Asynchronmaschine höher gewählt wurde und auch wie bei Umrichter [d] keine Klemmenspannung gemessen wird.

Aufgrund der den DSPs im Gegensatz zum dezentralen Betrieb nun überlagerten ESCs und dem PC ist es notwendig diese standardmäßig für die Umrichterregelung verwendeten Fehlerabschaltungen zu erweitern. Dies wird erforderlich für den Fall, dass die von der *EtherCAT-Briefmarke* generierten Signale nicht wie eingepplant ausgegeben werden. Das kann dadurch bedingt sein, dass beispielsweise ein Ethernet-Kabel getrennt ist, der PC nicht mehr mit Strom versorgt wird, die Berechnung des Modells mit fehlerhaften Eingangsgrößen einen Systemabsturz des PCs verursacht, die Modellrechenzeit überschritten wird oder im wahrscheinlichsten Fall, dass einfach der EtherCAT-Feldbus vom Benutzer gestoppt wurde während die Reglerfreigabe gerade aktiviert ist und der Umrichter taktet.



Da die auf die gemessenen Größen reagierende Fehlerabschaltung über das SYNC0-Signal initialisiert wird und der Aufruf dieser somit abhängig vom korrekten Betrieb des EtherCAT-Feldbusses ist, würde der Umrichter in einem dieser beschriebenen Fehlerfälle weiterhin ohne ein Abschalten der PWM-Signalausgabe unkontrolliert takten. Zusätzlich ist nicht festzustellen, wie genau sich die SYNC0- und INT-Signale im Fehlerfall von ihren eingeplanten Zeitpunkten verschieben und ob der Stopp der Ausgabe zeitlich versetzt erfolgt. Solange das SYNC0-Signal noch ausgegeben wird, würde immerhin die Fehlerabschaltung bei den dann durch die falsch ablaufende Regelungskette resultierenden zu hohen Strömen oder Spannungen eingreifen.

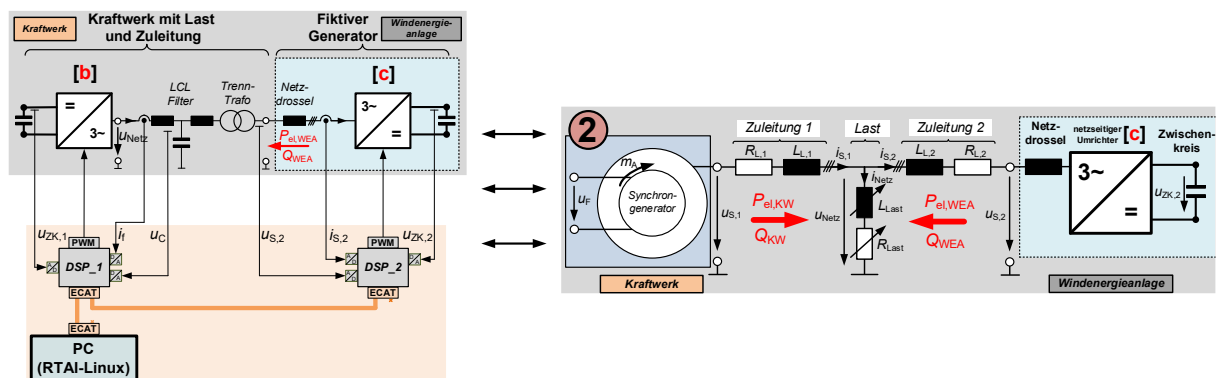
Aufgrund dessen wird in jeder der beiden über das SYNC0- und INT-Signal initiierten Funktionen eine zugewiesene Zählvariable bei jedem Aufruf um den Wert eins inkrementiert. Aus Abbildung 3.12 ist zu erkennen, dass zeitlich auf diese Funktionen folgend ein vom DSP über den ePWM4-Interrupt initiiertes Watchdog (ECAT-WD) implementiert ist. Hierin wird überprüft, ob sich die jeweiligen Werte der beiden Zählvariablen im Vergleich zum vorherigen Takt verändert haben. Sollte dies nicht der Fall sein, wird die PWM-Signalausgabe ausgeschaltet und ein Fehlersignal gesetzt.

## 3.2 Nachgebildetes Stromnetz und Windrotorverhalten

Zur eigentlichen Validierung der entwickelten Windenergieanlagen-Regelstrategie in Kapitel 4 ist es notwendig die dafür zusätzlich benötigten Prüfstandsbereiche zuvor in Betrieb zu nehmen. In den nachfolgenden Abschnitten wird daher auf das nachgebildete Stromnetz und Windrotorverhalten eingegangen.

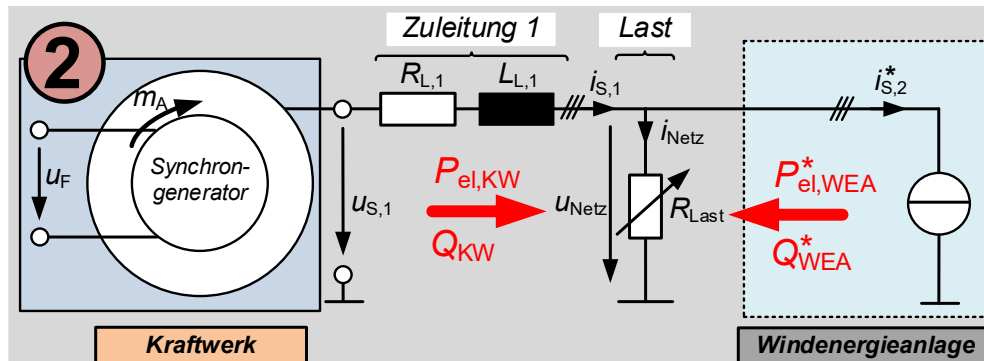
### 3.2.1 Netznachbildung

In der Abbildung 3.15 (links) ist der zur Nachbildung des Stromnetzes relevante Prüfstandsabschnitt dargestellt. Über den Umrichter [b] wird hierbei das in Abbildung 3.15 (rechts) aufgeführte Kraftwerk mit Zuleitung und Last emuliert, worin die Windenergieanlage dann über den netzseitigen Umrichter [c] einspeist. Die Zusammenschaltung dieser beiden Umrichter soll also so wirken wie die Kopplung des Kraftwerks und der Windenergieanlage zur Versorgung einer gemeinsamen Last (*Netzzustand 2*).



**Abbildung 3.15:** Aus Sicht des Netzes der Windenergieanlage relevante Prüfstandsbereich (links), der das Verhalten einer gemeinsamen Lastspeisung von Kraftwerk und Windenergieanlage aufweisen soll (rechts)

Um auf komplexere Regelungen wie einer Spannungsregelung über dem Kondensator des LCL-Filters sowie einer Spannungskompensation entlang der Längsinduktivitäten zu verzichten, wird die im Netzmodell errechnete Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$  direkt über Umrichter [b] ausgegeben. Bei einem Vergleich der äquivalent im Modell und im realen Aufbau auftretenden Größen Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$  und Klemmenspannung der Windenergieanlage  $u_{S,2}$  wird deutlich, dass sich über der *Zuleitung 2* theoretisch der gleiche Spannungsabfall und Phasenversatz einstellen müsste wie über dem LCL-Filter und dem Trenntransformator. Da dies unter den genannten Bedingungen nicht realisierbar ist, wird das Netzmodell in seiner Funktionsweise entsprechend Abbildung 3.16 reduziert.



**Abbildung 3.16:** Kopplung von Kraftwerk und Windenergieanlage über eine gemeinsame ohmsche Last (Verbraucher) bei Verwendung einer Stromquelle für eine der Windenergieanlage äquivalente Leistungseinspeisung

Über eine Stromquelle wird ein zur eingespeisten Leistung der Windenergieanlage  $P_{el,WEA}$  und  $Q_{WEA}$  äquivalenter Strom  $i_{S,2}^*$  eingepreßt, um unabhängig von den am Prüfstand eingesetzten passiven Komponenten zu werden [9]. Unter Einsatz der allgemeinen Formeln nach [48] zur Berechnung der Wirk- und Blindleistung bei amplitudeninvarianter d/q-Transformation der hierfür relevanten Spannungen und Ströme

$$P_{el} = \frac{3}{2} (i_d \cdot u_d + i_q \cdot u_q) \quad \text{und} \quad Q = \frac{3}{2} (i_d \cdot u_q - i_q \cdot u_d) \quad (3.5)$$

resultiert dann unter der geforderten Bedingung

$$P_{el,WEA}^* = P_{el,WEA} \quad \text{und} \quad Q_{WEA}^* = Q_{WEA} \quad (3.6)$$

mit entsprechender Umformung der durch die Stromquelle in das verwendete Modell eingespeiste Strom

$$i_{S,2,d}^* = i_{S,2,d} \cdot \frac{u_{S,2,d} \cdot u_{\text{Netz},d} + u_{S,2,q} \cdot u_{\text{Netz},q}}{u_{\text{Netz},d}^2 + u_{\text{Netz},q}^2} + i_{S,2,q} \cdot \frac{u_{S,2,q} \cdot u_{\text{Netz},d} - u_{S,2,d} \cdot u_{\text{Netz},q}}{u_{\text{Netz},d}^2 + u_{\text{Netz},q}^2} \quad (3.7)$$

$$i_{S,2,q}^* = i_{S,2,d} \cdot \frac{u_{S,2,d} \cdot u_{\text{Netz},q} - u_{S,2,q} \cdot u_{\text{Netz},d}}{u_{\text{Netz},d}^2 + u_{\text{Netz},q}^2} + i_{S,2,q} \cdot \frac{u_{S,2,q} \cdot u_{\text{Netz},q} + u_{S,2,d} \cdot u_{\text{Netz},d}}{u_{\text{Netz},d}^2 + u_{\text{Netz},q}^2}.$$

Da die direkte Einprägung des Stroms  $i_{S,2}^*$  bei stromverzögernden Elementen wie den Induktivitäten  $L_{L,2}$  der *Zuleitung 2* sowie  $L_{L,\text{Last}}$  der Last nicht möglich ist, entfallen diese zusammen mit dem ohmschen Widerstand  $R_{L,2}$  der *Zuleitung 2* (siehe Abbildung 3.16). Die resultierende reduzierte Modellierung erlaubt dann, bei einer wie zuvor gering gewählten Leitungsimpedanz, weiterhin ein nahezu identisches Verhalten der Netzgrößen bei Wirkleistungseinspeisung, da

eine einheitliche Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$  unabhängig von den eingesetzten passiven Komponenten gegeben ist. Dies wird noch in Abschnitt 4.2.2 aufgezeigt.

Nachteilig hierbei ist jedoch, dass die netzstützende Wirkung der entwickelten Windenergieanlagen-Regelstrategie durch entsprechende Anpassung des eingespeisten Blindstroms  $I_{B, \text{WEA}}$  auf den Effektivwert der Netzspannung  $U_{\text{Netz}}$  mit dieser Modellierung nicht in gleicher Weise wie bei dem aus zwei Kraftwerken gebildeten weichen Stromnetz (siehe Abbildung 2.22) nachgebildet wird. Dies ist durch den fehlenden induktiven Anteil der Last sowie der Tatsache bedingt, dass sich die Klemmenspannung  $u_{S,2}$  im realen Prüfstandsaufbau nicht im durch die *Zuleitung 2* festgelegten Verhältnis zur Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$  einstellen kann. Ohne Einbezug der *Zuleitung 2* (siehe Abbildung 3.16) müsste dann theoretisch sogar  $u_{\text{Netz}} = u_{S,2}$  gelten.

Aufgrund dessen wird bei der Untersuchung der netzstabilisierenden Wirkleistungseinspeisung der Windenergieanlage in Abschnitt 4.2.2 die eingespeiste Blindleistung  $Q_{\text{WEA}}$  zunächst zu null geregelt ( $Q_{\text{WEA, soll}} = 0$ ). Weiterhin wird bei der zugehörigen Messung und Validierung des vollständigen Blind- und Wirkleistungsflusses in Abschnitt 4.5 ein starres Netz mit direkter Vorgabe von festen Spannungseffektiv- und Frequenzwerten von  $u_{\text{Netz}}$  eingesetzt.

### 3.2.2 Windrotornachbildung

Die mit dem PMSG starr gekoppelte Asynchronmaschine (ASM) des Prüfstandsabschnitts in Abbildung 3.17 (links) soll den Triebstrang einer realen Windenergieanlage entsprechend Abbildung 3.17 (rechts) nachbilden. Da am Prüfstand kein Wind und kein Platz für einen Turm oder einen realen Windrotor vorhanden ist, übernimmt die ASM dabei durch die Einstellung eines rotoräquivalenten Drehmoments die Nachbildung des Windrotors mit Getriebe. Das den Generator antreibende Drehmoment  $m_{\text{Rotor}}$  beziehungsweise  $m_{\text{Rotor}}^*$  (bezogen auf die schnelle Getriebeseite, siehe Tabelle 2.3) soll damit dem bei einer echten Windenergieanlage unter realen Bedingungen resultierenden Windrotordrehmoment entsprechen.

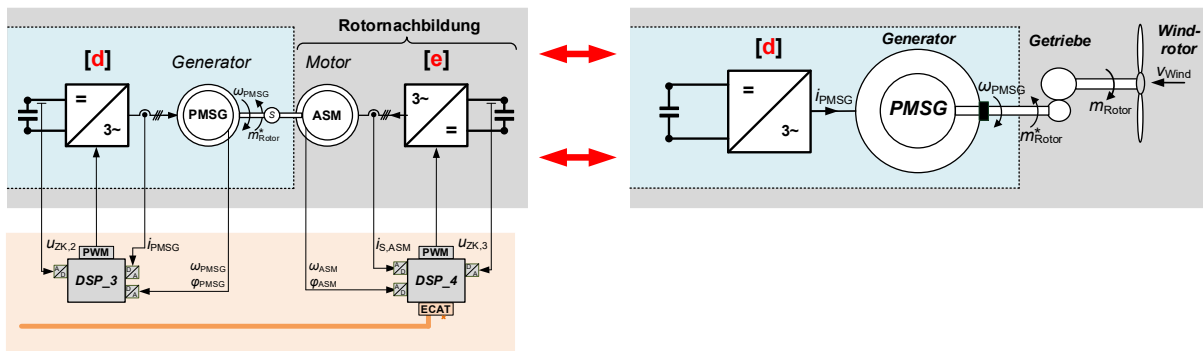


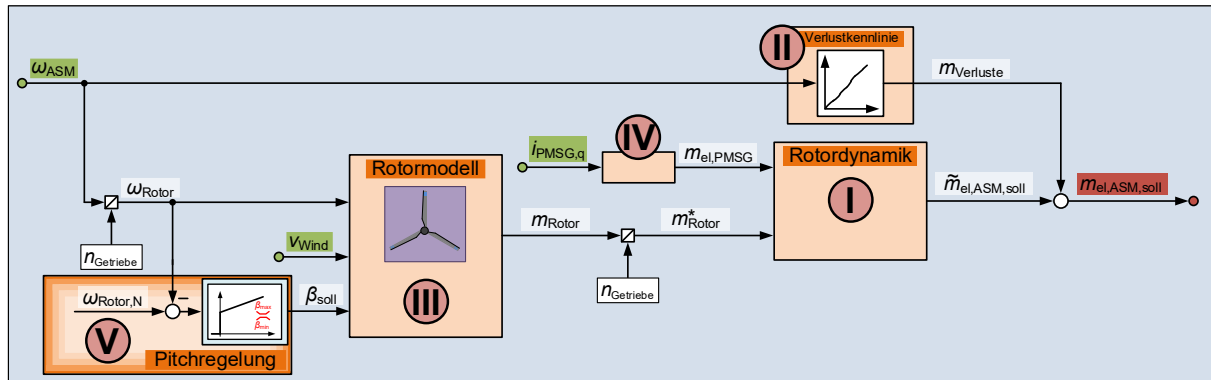
Abbildung 3.17: Nachbildung des Windrotorverhaltens durch die am Prüfstand eingesetzte ASM

#### 3.2.2.1 Implementierung der Rotornachbildung

Es hat sich herausgestellt, dass die drehzahlabhängigen Reibungs- und Wirbelstromverluste der beiden Maschinen (ASM und PMSG) im Verhältnis zur maximalen Leistung der Windenergieanlage  $P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$  so groß sind, dass diese bei der Nachbildung der Rotordynamik nicht vernachlässigt werden können. Daher müssen die für die Rotordynamik berechneten Solldrehmomente  $\tilde{m}_{\text{el, ASM, soll}}$  (siehe Abbildung 3.18 (I)) um das zuvor ermittelte Verlustmoment



$m_{\text{Verluste}}$  vorgesteuert werden (siehe Abbildung 3.18 (II)). Durch diese Vorsteuerung kann der Triebstrang für die in den Gleichungen (3.13) und (3.14) aufgeführten Zusammenhänge als ideal verlustfrei angenommen werden. Zur Bestimmung dieser Verluste wurde das elektrische Drehmoment der ASM  $m_{\text{el,ASM}}$  bei verschiedenen Drehzahlen  $\omega_{\text{ASM}}$  ermittelt, wobei der PMSG elektrisch unbelastet war. Dieses Drehmoment ist somit äquivalent zu  $m_{\text{Verluste}}$  und daher als drehzahlabhängige Kennlinie in einer Lookup-Tabelle hinterlegt worden (siehe Abbildung 3.18 (II)).



**Abbildung 3.18:** Übersicht über die Implementierung der Rotornachbildung und des daraus für die ASM resultierenden Solldrehmoments  $m_{\text{el,ASM,soll}}$

Für die Nachbildung des auf die Generatorseite bezogenen Rotordrehmoments  $m_{\text{Rotor}}^*$  (siehe Tabelle 2.3), welches durch einen realen Windrotor erzeugt werden würde, wurde ein Rotormodell im Modellteil von Abbildung 3.18 (III) implementiert. Hierin wird das in Abbildung 2.30 dargestellte CP-Kennlinienfeld verwendet. Dieses hat die Eingangsgrößen Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$ , Pitchwinkel  $\beta$  (wird von einem durch ein PT<sub>1</sub>-Glied angenäherten Pitchantrieb aus der Vorgabe  $\beta_{\text{soll}}$  eingestellt) und Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}} = \omega_{\text{ASM}}/n_{\text{Getriebe}}$  mit der bei starrer Kopplung von ASM und PMSG äquivalenten Drehzahl  $\omega_{\text{ASM}} = \omega_{\text{PMSG}}$ . Der daraus resultierende Leistungsbeiwert  $c_p$  wird zunächst zur Berechnung der Rotorleistung  $P_{\text{Rotor}}$  mit der Windleistung  $P_{\text{Wind}}$  multipliziert (siehe Gleichung (2.34) und (2.35)) und anschließend nach [35] durch die aktuelle Drehzahl des Rotors  $\omega_{\text{Rotor}}$  geteilt, um das Rotordrehmoment  $m_{\text{Rotor}}$  zu erhalten:

$$m_{\text{Rotor}} = \frac{P_{\text{Rotor}}}{\omega_{\text{Rotor}}} \quad \text{mit} \quad P_{\text{Rotor}} = c_p \cdot P_{\text{Wind}} \cdot \omega_{\text{Rotor}} \quad (3.8)$$

Da die ASM aufgrund der direkten Kopplung mit dem PMSG das Drehmoment  $m_{\text{Rotor}}^*$  auf der schnellen Generatorseite des fiktiven Getriebes (siehe Abbildung 3.17) einstellen soll, muss dieses noch entsprechend bezogen werden:

$$m_{\text{Rotor}}^* = m_{\text{Rotor}} \cdot \frac{1}{n_{\text{Getriebe}}} \quad (3.9)$$

Weil der Antriebsstrang des Prüfstands das Massenträgheitsmoment  $J_{\text{PS}}$  besitzt, welches deutlich kleiner als das einer echten Windenergieanlage ist, ist eine Nachbildung der Rotordynamik (siehe Abbildung 3.18 (I)) nach Gleichung (3.14) implementiert. Die hierfür erforderlichen, grundlegenden Zusammenhänge werden im Folgenden zunächst hergeleitet.

Die Bewegungsgleichung der Windenergieanlage auf der Generatorseite des Getriebes mit

$$J_{\text{Rotor}}^* = \frac{J_{\text{Rotor}}}{n_{\text{Getriebe}}^2} = \frac{400 \text{ kg m}^2}{4,114^2} \approx 23,634 \text{ kg m}^2 \quad (3.10)$$

(siehe Tabelle 2.2 für zugehörige Werte) und die des Prüfstands ergeben sich hierbei zu:

$$J_{\text{Rotor}}^* \cdot \dot{\omega}_{\text{Rotor}} \cdot n_{\text{Getriebe}} = m_{\text{Rotor}}^* - m_{\text{el, PMSG}} \quad (3.11)$$

und

$$J_{\text{PS}} \cdot \dot{\omega}_{\text{ASM}} = m_{\text{el, ASM}} - m_{\text{el, PMSG}} - m_{\text{Verluste}} \cdot \quad (3.12)$$

Aus der in [49] genannten Forderung einer äquivalenten Drehzahländerung zwischen einer realen Windenergieanlage und dem Prüfstand ( $\dot{\omega}_{\text{Rotor}} \cdot n_{\text{Getriebe}} = \dot{\omega}_{\text{ASM}}$ ) folgt:

$$\frac{m_{\text{Rotor}}^* - m_{\text{el, PMSG}}}{J_{\text{Rotor}}^*} = \frac{\tilde{m}_{\text{el, ASM}} - m_{\text{el, PMSG}}}{J_{\text{PS}}} \quad (3.13)$$

Dabei wird  $\tilde{m}_{\text{el, ASM}} = m_{\text{el, ASM}} - m_{\text{Verluste}}$  zunächst ideal, ohne das noch in Gleichung (3.15) zu berücksichtigende Verlustdrehmoment  $m_{\text{Verluste}}$ , betrachtet. Der Anteil der Rotornachbildung am Solldrehmoment der ASM wird an dieser Stelle mit  $\tilde{m}_{\text{el, ASM, soll}}$  bezeichnet (siehe Abbildung 3.18) und entspricht stationär dem Wert von  $\tilde{m}_{\text{el, ASM}}$ . Nach Umformen gilt nach [49]:

$$\tilde{m}_{\text{el, ASM, soll}} = m_{\text{Rotor}}^* \cdot \frac{J_{\text{PS}}}{J_{\text{Rotor}}^*} + m_{\text{el, PMSG}} \cdot \left(1 - \frac{J_{\text{PS}}}{J_{\text{Rotor}}^*}\right) \quad (3.14)$$

Mit Vorsteuerung der drehzahlabhängigen Verluste ergibt sich das über die ASM insgesamt einzuregelnde Solldrehmoment zu:

$$m_{\text{el, ASM, soll}} = \tilde{m}_{\text{el, ASM, soll}} + m_{\text{Verluste}} \cdot \quad (3.15)$$

Das in Gleichung (3.14) benötigte elektrische Generatormoment  $m_{\text{el, PMSG}}$  wird in Abbildung 3.18 (IV) über den Zusammenhang aus [50] unter Kenntnis des magnetischen Flusses  $\phi_{\text{PMSG}}$  und der Polpaarzahl  $p_{\text{PMSG}}$  des PMSGs (siehe Abschnitt 4.1.2) bestimmt:

$$m_{\text{el, PMSG}} = \frac{3}{2} \cdot i_{\text{PMSG, q}} \cdot \phi_{\text{PMSG}} \cdot p_{\text{PMSG}} \cdot \quad (3.16)$$

Da der Umrichter [d] nicht in den EtherCAT-Feldbus mit einbezogen ist, wurde die Information von  $i_{\text{PMSG, q}}$  über den Digital-Analog-Wandler des zugehörigen DSPs als analoges Signal an den Analog-Digital-Wandler des DSPs von Umrichter [e] übertragen, um dann hiervon die Messgröße an den PC zu senden.

Weiterhin liegt das Trägheitsmoment des Antriebsstrangs bei  $J_{\text{PS}} = 0,919 \text{ kg m}^2$ . Durch das geringe Verhältnis der Trägheitsmomente in Gleichung (3.14)

$$\frac{J_{PS}}{J_{Rotor}^*} = \frac{0,919 \text{ kg m}^2}{23,634 \text{ kg m}^2} \approx 0,0389 \quad (3.17)$$

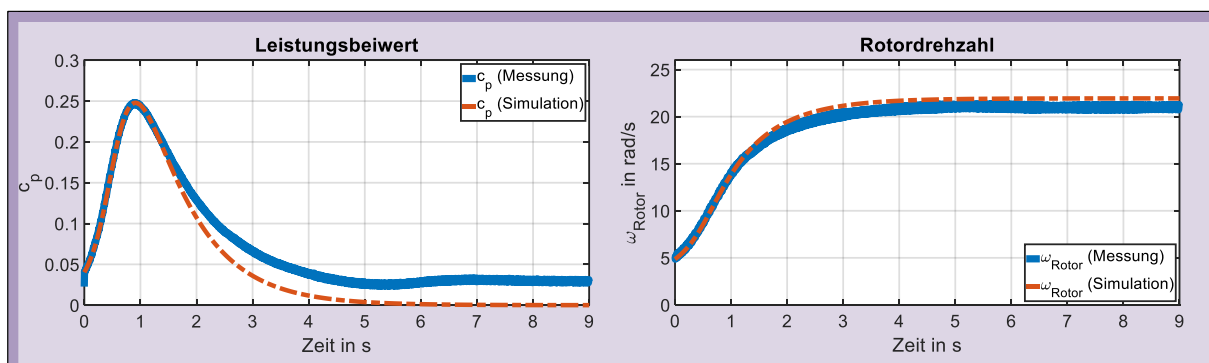
wird der Anteil des Drehmoments aus der Rotornachbildung  $m_{Rotor}^*$ , insbesondere für hohe Drehzahlen und kleine Leistungsbeiwerte oder geringe Windstärken, gegenüber dem Drehmoment  $m_{Verluste}$  sehr klein. Wie in den in diesem Abschnitt noch folgenden Messergebnissen aufgezeigt, wäre dadurch kein stabiler Betriebspunkt auf dem CP-Kennlinienfeld erreichbar. Somit wurde ein reduziertes Trägheitsmoment  $J_{Rotor, red}^* = 2 \cdot J_{PS} = 1,838 \text{ kg m}^2$  (bezogen auf die schnelle Seite des Antriebsstrangs) gewählt. Damit ist das angewendete Massenträgheitsmoment  $J_{Rotor, red}^*$  ungefähr 13-fach kleiner als die realitätsnahe Annahme  $J_{Rotor}^*$  aus Gleichung (3.10). Das auf die langsame Rotorseite des Getriebes bezogene reduzierte Trägheitsmoment besitzt den Wert  $J_{Rotor, red} = J_{Rotor, red}^* \cdot n_{Getriebe}^2 = 31,108 \text{ kg m}^2$ .

Diese starke Reduzierung des Trägheitsmoments wirkt sich nach Gleichung (3.11) auf die Dynamik des Antriebsstrangs des Prüfstands aus, wodurch Beschleunigungs- und Abbremsvorgänge deutlich schneller ablaufen. Die Zeitkonstante für den implementierten Pitchantrieb ( $\beta_{soll} \rightarrow \beta$ ) wurde deshalb ebenso reduziert, sodass der Regeleingriff auf die veränderte Dynamik angepasst ist. Die mögliche Änderungsrate des Pitchwinkels ist damit ein Vielfaches höher als eine reale maximale Änderungsrate von  $8^\circ/\text{s}$  bis  $10^\circ/\text{s}$  [51], [52]. Die Pitchregelung ist im Modell unter Abbildung 3.18 (V) implementiert. Hierauf wird dann in Kapitel 4 im Zusammenhang mit der entwickelten Betriebsweise der Windenergieanlage detailliert eingegangen.

### 3.2.2.2 Validierung der Rotornachbildung

Für die Validierung wurde das Rotorverhalten für verschiedene Szenarien am Prüfstand gemessen und diese ebenso in einer Simulation nachgestellt. Anschließend wurden beide Ergebnisse miteinander verglichen und auf eine ausreichend hohe Übereinstimmung überprüft.

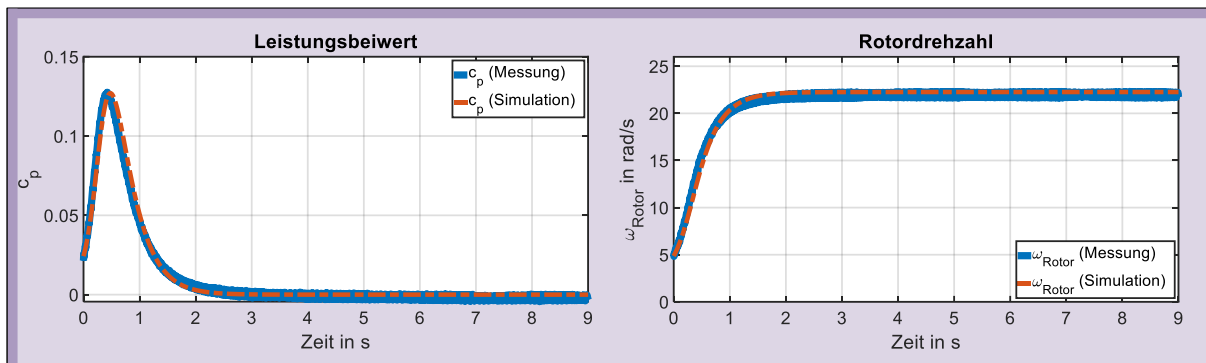
Hierzu zeigt die Abbildung 3.19 den Hochlauf beziehungsweise Beschleunigungsvorgang des nachgebildeten Windrotors bei dem fest eingestellten Pitchwinkel  $\beta = 11^\circ$  (siehe Abbildung 2.30) und einer konstanten Windgeschwindigkeit von  $v_{Wind} = 8 \text{ m/s}$ . Der Hochlauf beginnt dabei ab der als Startbedingung eingeregelter Rotordrehzahl  $\omega_{Rotor} = 4,86 \text{ rad/s}$ . Es ist zu erkennen, dass mit zunehmender Rotordrehzahl und abnehmender aus dem Wind entnommener Leistung immer größere Abweichungen zwischen den Simulations- und Messergebnissen resultieren. Dies ist durch den Zusammenhang in Gleichung (3.8) bedingt, durch den das anteilig



**Abbildung 3.19:** Übereinstimmung zwischen dem nachgebildeten Rotorverhalten und der Simulation für den festen Pitchwinkel  $\beta = 11^\circ$  und der Windgeschwindigkeit  $v_{Wind} = 8 \text{ m/s}$  beim Hochlauf des Rotors

aus dem Rotormodell resultierende Drehmoment  $m_{\text{Rotor}}$  beziehungsweise  $m_{\text{Rotor}}^*$  zum Einstellen des Arbeitspunktes auf dem CP-Kennlinienfeld immer geringer wird. Somit wirken sich Ungenauigkeiten der nach den Gleichungen (3.14) und (3.15) aufgeführten weiteren Drehmomentanteile am Solldrehmoment  $m_{\text{el, ASM, soll}}$  der ASM stärker aus, wobei die Messung aus Abbildung 3.19 noch als ausreichend genau betrachtet wurde.

Für eine höhere angenommene Windgeschwindigkeit von  $v_{\text{Wind}} = 13 \text{ m/s}$  und dem eingestellten Pitchwinkel  $\beta = 20^\circ$  in Abbildung 3.20 wird diese Abweichung auch für kleine Leistungsbeiwerte  $c_p$  wieder deutlich geringer. Aufgrund dessen wurde für eine hinreichende Genauigkeit der Rotornachbildung die Einschaltwindgeschwindigkeit zu  $v_{\text{Wind, cut-in}} = 5 \text{ m/s}$  gewählt. Weiterhin lag die maximal ausgetestete und damit am Prüfstand umsetzbare Windgeschwindigkeit bei  $v_{\text{Wind, cut-out}} = 17 \text{ m/s}$ . In Tabelle 3.3 sind hierzu die in diesem Abschnitt berechneten und festgelegten Parameter des Windrotors noch einmal aufgelistet.

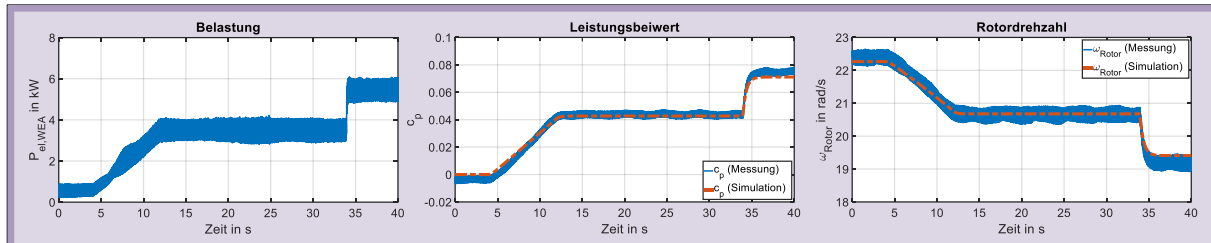


**Abbildung 3.20:** Übereinstimmung zwischen dem nachgebildeten Rotorverhalten und der Simulation für den festen Pitchwinkel  $\beta = 20^\circ$  und der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}} = 13 \text{ m/s}$  beim Hochlauf des Rotors

**Tabelle 3.3:** Gewählte Kenndaten des Windrotors

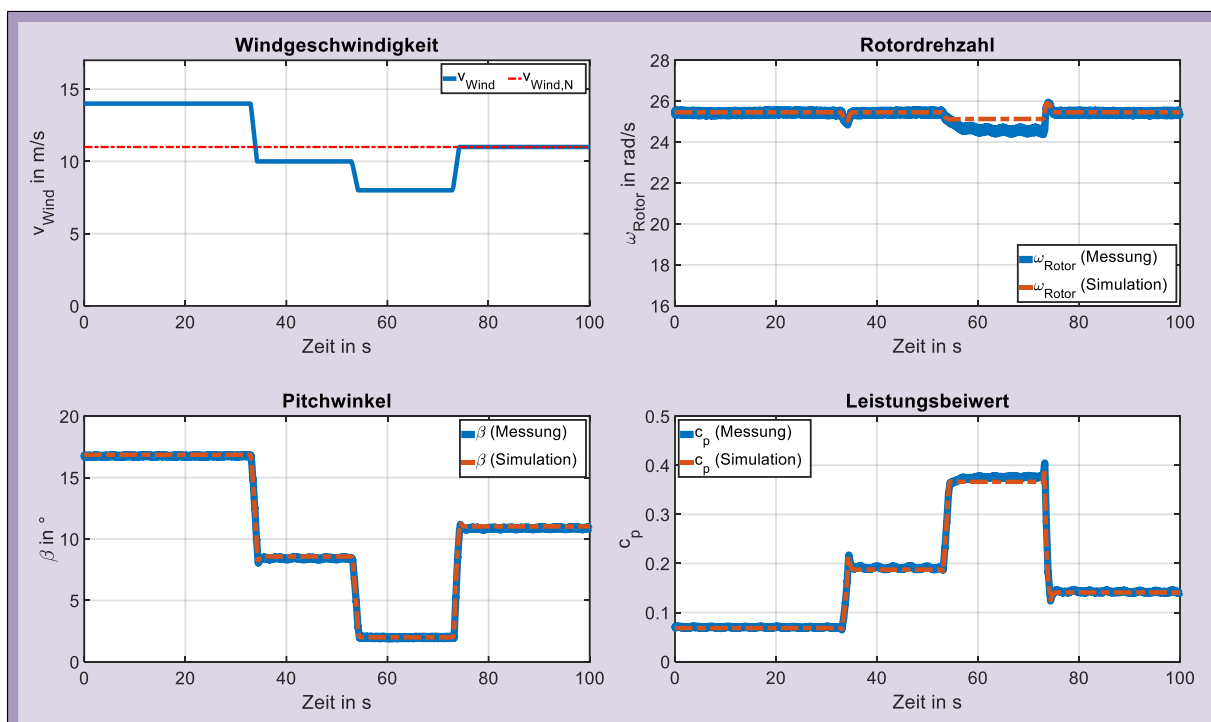
Kenngröße	Zugehöriger Wert
Einschaltwindgeschwindigkeit	$v_{\text{Wind, cut-in}} = 5 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
Ausschaltwindgeschwindigkeit	$v_{\text{Wind, cut-out}} = 17 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
Rotorträgheitsmoment (Rotor-/Generatorseite)	$J_{\text{Rotor}} = 400 \text{ kg m}^2 /$ $J_{\text{Rotor}}^* = 23,634 \text{ kg m}^2$
Massenträgheitsmoment des Antriebsstrangs am Prüfstand	$J_{\text{PS}} = 0,919 \text{ kg m}^2$
Reduziertes, am Prüfstand gewähltes Rotorträgheitsmoment (Rotor-/Generatorseite)	$J_{\text{Rotor, red}} = 31,108 \text{ kg m}^2 /$ $J_{\text{Rotor, red}}^* = 1,838 \text{ kg m}^2$

In einem weiteren Validierungsschritt wurde für  $v_{\text{Wind}} = 13 \text{ m/s}$  und  $\beta = 20^\circ$  die in Abbildung 3.21 (links) aufgeführte variierende Leistung  $P_{\text{el,WEA}}$  über den Umrichter [c] in das Netz eingespeist, sodass diese dann rotorseitig aus dem Wind entnommen wird. Auch hierbei zeigt sich eine gute Übereinstimmung für den sich dabei erhöhenden Leistungsbeiwert  $c_p$  und die geringer werdende Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  zwischen der Messung und der Simulation.



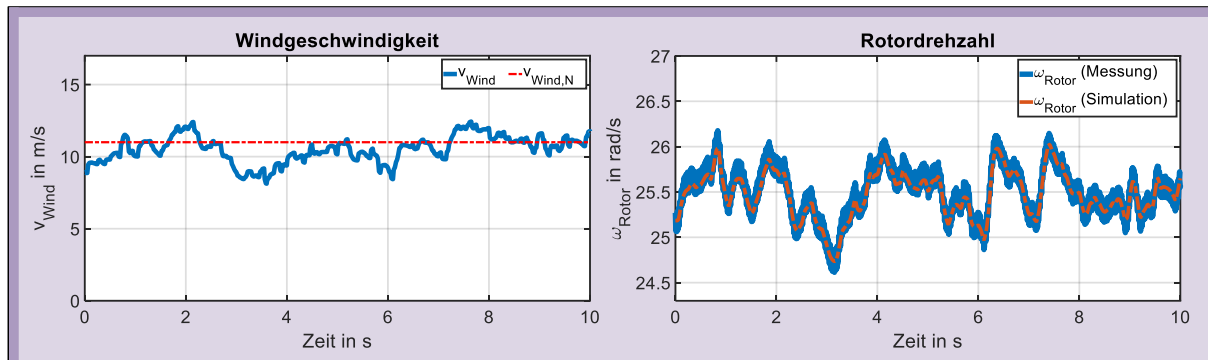
**Abbildung 3.21:** Übereinstimmung zwischen dem nachgebildeten Rotorverhalten und der Simulation für den festen Pitchwinkel  $\beta = 20^\circ$  und der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}} = 13 \text{ m/s}$  bei einer Belastung durch Netzeinspeisung

In Abbildung 3.22 wurde für eine konstante Netzeinspeisung von  $P_{\text{el,WEA}} = 6 \text{ kW}$  und aktivierter Pitchregelung mit der Nenndrehzahl des Rotors  $\omega_{\text{Rotor,N}} = 25,45 \text{ rad/s}$  als Sollwert (siehe Abbildung 3.18) eine in Stufen variierende Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  vorgegeben. Für die Bewertung ist hierbei das reduziert angenommene Rotorträgheitsmoment  $J_{\text{Rotor,red}}^*$  sowie die deshalb erhöhte mögliche Änderungsrate des Pitchantriebs zu berücksichtigen. Wie bereits beim MPPT-Verfahren in Abschnitt 2.4.3 dargestellt, zeigt die Abbildung 3.22, dass der Rotor im Teillastbereich unterhalb einer gewissen Windleistung abgebremst wird. Für alle aufgeführten Größen ist eine hohe Übereinstimmung zwischen der realen Rotornachbildung und der Simulation gegeben. Es sind ausschließlich leichte, tolerierbare Abweichungen bei der Drehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  und dem Leistungsbeiwert  $c_p$  zu erkennen.



**Abbildung 3.22:** Übereinstimmung zwischen dem nachgebildeten Rotorverhalten und der Simulation bei aktivierter Pitchregelung und einer stufenweise variierenden Windgeschwindigkeit für die konstante Einspeisung  $P_{\text{el,WEA}} = 6 \text{ kW}$

Zusätzlich wurde das in Abbildung 3.23 aufgeführte dynamische Windfeld verwendet. Hierzu ist auf der rechten Seite der Abbildung der korrekte Verlauf der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  dargestellt.



**Abbildung 3.23:** Übereinstimmung zwischen dem nachgebildeten Rotorverhalten und der Simulation bei aktivierter Pitchregelung und einer sich dynamisch verändernden Windgeschwindigkeit für die konstante Netzeinspeisung  $P_{\text{el, WEA}} = 6 \text{ kW}$

Weiterhin ist zu erwähnen, dass die eingesetzte ASM der Firma *Leroy-Somer* eine Nennleistung von  $P_{\text{N, ASM}} = 45 \text{ kW}$  bei der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{ASM, N}} \approx 1500 \text{ min}^{-1}$  besitzt (siehe Typenschild in Abbildung A.4 im Anhang). Da der PMSG und damit auch die nachgebildete Windenergieanlage auf der schnellen Getriebeseite entsprechend Tabelle 4.2 eine Nenndrehzahl von  $\omega_{\text{PMSG, N}} = 1000 \text{ min}^{-1}$  aufweist, kann die ASM dann maximal  $(2/3) \cdot P_{\text{N, ASM}} = 30 \text{ kW}$  an Wirkleistung zur Verfügung stellen. Bei möglichen niedrigeren Drehzahlen im Teillastbereich sind dies bei beispielsweise  $500 \text{ min}^{-1}$  sogar nur noch  $(1/3) \cdot P_{\text{N, ASM}} = 15 \text{ kW}$ . Auch in Anbetracht der zusätzlich noch vorzusteuernenden Verluste (siehe Abbildung 3.18) wurde die Maximalleistung der Windenergieanlage, wie auch schon für die Simulation beim MPPT-Verfahren (siehe Tabelle 2.2), zu  $P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$  gewählt.

# 4

## Entwickeltes netzstabilisierendes GPPT-Verfahren

Zur Wahrung der Netzstabilität bei einem hohen Anteil an Windenergie ist eine geänderte Betriebsweise der Windenergieanlagen erforderlich. Der logischste Ansatz hierbei wäre das Verhalten heutiger, für einen stabilen Netzbetrieb sorgender Dampfkraftwerke (siehe Abschnitt 2.3) vollständig auf Windenergieanlagen zu übertragen. Für den Fall, dass dies möglich ist, würden alle netzstabilisierenden Abläufe äquivalent erhalten bleiben. Die größte Herausforderung liegt hierbei darin, festzulegen inwieweit die Analogie zwischen einem Dampfkraftwerk und einer Windenergieanlage kompatibel ist und an welchen Stellen entsprechende Anpassungen vorgenommen werden müssen.

Ausgehend von der in Abbildung 2.29 dargestellten Windenergieanlage mit Vollumrichter und PMSG und zugehöriger MPPT-Regelung wurde die in Abbildung 4.1 aufgeführte netzstabilisierende GPPT (*Grid-demanded Power Point Tracking*) Regelstrategie entwickelt [33], [53]. Die Regelungsstruktur findet sich zur besseren Übersicht auch noch einmal in Abbildung A.6

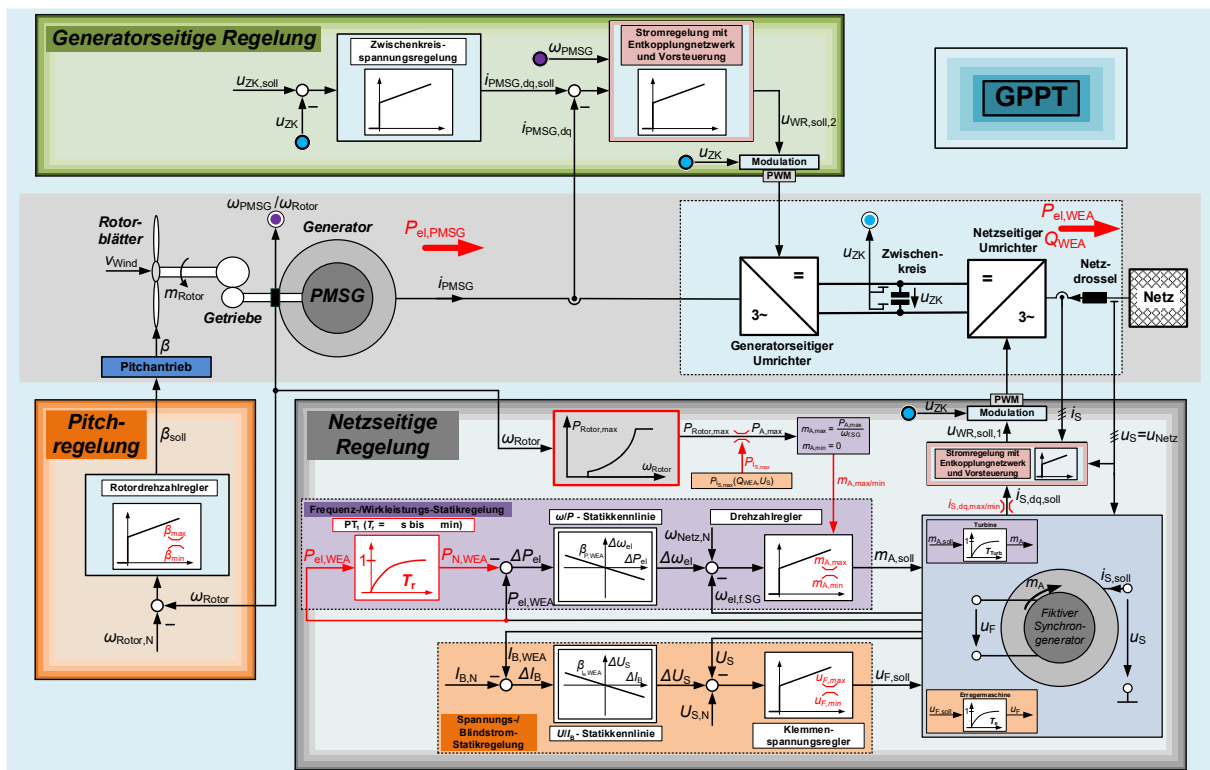


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der entwickelten netzstabilisierenden Regelung einer Windenergieanlage nach dem GPPT-Verfahren

im Anhang dieser Arbeit in vergrößerter Form wieder. Da es aufgrund der Vielzahl an bereits installierten Windenergieanlagen sowie des sich bewährten Konstruktionsprinzips dieser nicht zweckmäßig ist den Anlagenaufbau selbst zu modifizieren, wurden ausschließlich die den drei Regeleingriffen (gestellte Spannungen am netz- und generatorseitigen Umrichter und Pitchwinkel) hinterlegte Regelung verändert. Hierauf wird in den folgenden Abschnitten genauer eingegangen. Die Kenndaten der Anlage von Tabelle 2.2 wurden dabei äquivalent beibehalten und für die Validierung am Prüfstand um die in Tabelle 3.3 genannten Größen ergänzt.

Analog zu konventionellen Kraftwerken nach Abbildung 2.7 soll sich der netzseitige Umrichter wie ein starr an das Netz gekoppelter Synchrongenerator verhalten (siehe Abschnitt 4.1.1). Dafür erhält das hier verwendete Generatormodell aus [50] die gemessene Klemmenspannung  $u_S$  als Eingangsgröße. Das fiktive mechanische Antriebsmoment  $m_A$  und die Erregerspannung  $u_F$  dienen als Stellgrößen für die Regelung des Generators. Die in der Realität für die Einstellung dieser Größen dienende Turbine und Erregermaschine sind über Verzögerungsglieder mit den Zeitkonstanten  $T_{\text{Turb}} = 50 \text{ ms}$  und  $T_e = 10 \text{ ms}$  modelliert. Für den Fall, dass die berechneten Generatorströme  $i_{S, \text{soll}}$  ausreichend schnell durch die unterlagerte Stromregelung korrekt eingestellt werden, verhält sich das System aufgrund der dann generatorstromäquivalenten Netzeinspeisung wie ein realer Generator [54]. Somit bleiben bereits existierende physikalische Charakteristiken, wie das Dämpfungsverhalten oder der Abruf einer Momentanreserve, äquivalent bestehen und die durch das Verhalten der Synchrongeneratoren geprägten Eigenschaften und der Einfluss auf die Dynamik des Stromnetzes werden erhalten. Dies ist dahingehend notwendig, da es unmöglich erscheint ein riesiges, komplexes Verbundnetz vollständig zu überblicken, um hieraus sinnvolle modifizierte Eingriffe direkt bestimmen zu können. Vielmehr ist es zweckmäßig bestehende, sich als funktionsfähig erwiesene Begebenheiten analog beizubehalten, damit weiterhin ein stabiler Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Es ist daher auch nicht ausreichend, dass nur eine ausgeglichene Bilanz zwischen der erzeugten und verbrauchten Leistung bei einem hohen Anteil an Windenergieanlagen erzielt wird. Darüber hinaus muss vorausgesetzt sein, die Synchrongeneratoren abgeschalteter Kraftwerke in einer leistungs- und funktionsäquivalenten Größenordnung durch Windenergieanlagen, mit kleinerer Leistungsklasse aber höherer Anzahl, zu ersetzen. Hierdurch sind auch die aktuell handbaren Stabilitätskriterien, beispielsweise in Bezug auf die Polradwinkelstabilität (siehe Abschnitt 2.3.1), dann weiterhin gültig und anwendbar.

Da über den Regeleingriff des netzseitigen Umrichters der fiktive Synchrongenerator eingestellt wird, ist es erforderlich, dass nun entgegengesetzt zum Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme nach Abbildung 2.29 über den generatorseitigen Umrichter die Zwischenkreisspannung  $u_{ZK}$  geregelt wird. Die hierfür verwendete Regelungsstruktur, bestehend aus Zwischenkreisspannungs- mit unterlagerter Stromregelung (siehe Abbildung 4.1), wird in Abschnitt 4.1.2 noch einmal detailliert aufgeführt und entsprechend der charakteristischen Eigenschaften des verwendeten PMSGs als Spannungsquelle (anstatt der Netzspannung bei herkömmlichen Hochsetzstellern) hergeleitet.

In Abschnitt 4.2 wird die in Kraftwerken zur Bereitstellung einer Primärreserve ebenfalls implementierte Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung aus Abbildung 2.13 mit entsprechender Anpassung auf die spezifischen Bedingungen von Windenergieanlagen erläutert. Die hierüber festgelegte, in das Netz eingespeiste Wirkleistung muss dann durch einen angemessenen Pitchingriff aus dem Wind extrahiert werden (siehe Abschnitt 4.3). Des Weiteren wird die eingesetzte Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung zusammen mit der notwendigen Begrenzung



der resultierenden Sollstatorströme  $i_{s,dq,soll}$  des fiktiven Generators in Abschnitt 4.5 aufgeführt.

Ausgehend von den Konventionen in [54] wurde für den fiktiven Generator und somit auch für die Netzseite der Windenergieanlage, obwohl diese selbstverständlich einen Erzeuger dargestellt, das Verbraucherzählpeilsystem (VZS) verwendet. Trotzdem sind in dieser Arbeit die in das Netz eingespeiste Wirkleistung  $P_{el,WEA}$  und Blindleistung  $Q_{WEA}$  sowie der Effektivwert des Blindstroms  $I_{B,WEA}$  positiv definiert.

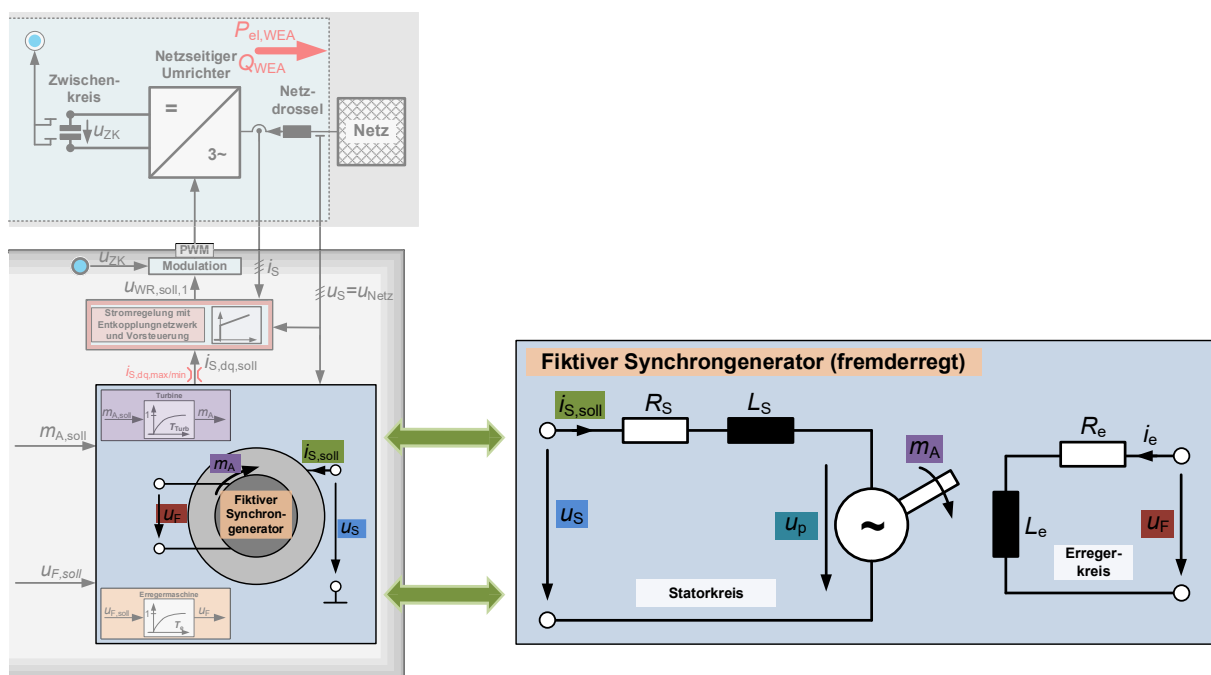
Wie bereits in Abbildung 2.29 wird auch hier in Abbildung 4.1 auf die explizite Darstellung der durchgeführten d/q-Hin- und Rücktransformation der für die Regelung relevanten Größen der Einfachheit halber verzichtet. Netzseitig wird als Transformationswinkel der Winkel des fiktiven Synchrongenerators  $\varphi_{f,SG}$  und generatorseitig der mit dem Drehgeber gemessene Generatorwinkel  $\varphi_{PMSG}$  verwendet.

## 4.1 Grundlegende Elemente des GPPT-Verfahrens

Zunächst werden in den nachfolgenden beiden Abschnitten die grundlegenden Elemente der entwickelten Windenergieanlagenregelung erläutert und validiert. Dieses sind der netzseitig wirkende fiktive Synchrongenerator sowie der generatorseitige Hochsetzsteller.

### 4.1.1 Fiktiver Synchrongenerator

In Abbildung 4.2 (links) ist der Ausschnitt vom kompletten GPPT-Verfahren von Abbildung 4.1 mit dem Prinzip zur Wirkung des netzseitigen Umrichters als fiktiver Synchrongenerator



**Abbildung 4.2:** Herausgestellte schematische Darstellung des fremderregten fiktiven Synchrongenerators mit zugehörigem einphasigen ESB im VZS

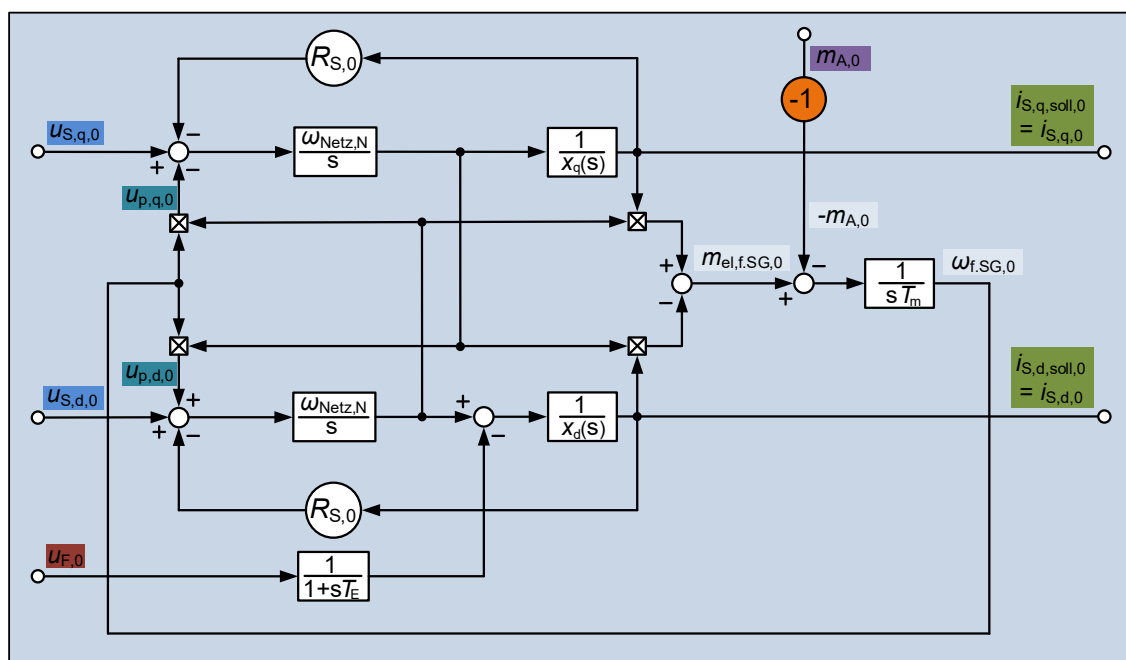
(fremderregt) nach [54] noch einmal aufgeführt. Das zugehörige einphasige ESB der Synchronmaschine ist auf der rechten Seite der Abbildung illustriert [4]. Dieses zeigt in Übereinstimmung mit Abbildung 2.8 zum einen den Statorkreis mit dessen ohmschen Widerstand  $R_S$  und Induktivität  $L_S$  sowie den sich im Rotor befindenden Erregerkreis mit der Induktivität  $L_e$  und dem ohmschen Widerstand  $R_e$ . Über die Höhe der Erregerspannung  $u_F$  wird dann der Betrag und über das Antriebsmoment  $m_A$  der Polradwinkel  $\vartheta$  der im Stator induzierten Polradspannung  $u_p$  eingestellt (siehe Abschnitt 2.3.1) [4]. Zusammen mit der als Klemmenspannung  $u_S$  angelegten Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$  ergibt sich der resultierende Sollstatorstrom  $i_{S,\text{soll}}$ . Dieser wird anschließend durch die unterlagerte Stromregelung eingestellt. Da die Stromregelung bereits beim konventionellen MPPT-Verfahren (siehe Abbildung 2.29) vorhanden ist und damit die bestehende Implementierung äquivalent beibehalten werden kann, wird die reale Umsetzung vereinfacht. Auf die notwendige Erweiterung der zunächst ausschließlich für eine symmetrische Klemmenspannung  $u_S$  betrachteten Stromregelung bei unsymmetrischen Netzfehlern wird in Abschnitt 4.5.5 genauer eingegangen. Weiterhin wird in Abschnitt 4.6.2 die Möglichkeit der Bildung eines Netzes im Inselbetrieb (Schwarzstartfähigkeit) bei Verwendung des Generatormodells nach Abbildung 4.3 untersucht.

### Hinweis:

*Herr Alexander Ernst hat in gleicher Weise wie der Autor dieser Dissertation wissenschaftlichen Anspruch auf den Inhalt von diesem Abschnitt 4.1.1 mit allen darin vorgestellten Ergebnissen. Dies gilt ebenso für den in Abschnitt 4.5.4 beschriebenen Ansatz und die Validierung einer zugehörigen, bei Netzfehlern wirksamen Sollstrombegrenzung, die abweichend von dieser Arbeit andere Grenzwerte besitzt.*

#### 4.1.1.1 Verwendetes Generatormodell

Das für den fiktiven Synchrongenerator (f.SG) eingesetzte Generatormodell wurde in [50] hergeleitet und in [55] erläutert. Hierin wurden zunächst die die Synchronmaschine beschreibenden Gleichungen mit normierten Größen in d/q-Koordinaten aufgestellt. Ausgehend von einem



**Abbildung 4.3:** Blockschaltbild des in [50] hergeleiteten Modells einer fremderregten Synchronmaschine

in Anlehnung an Abbildung 4.2 (rechts) zuvor erstellten ESB mit zusätzlicher Berücksichtigung der ebenso vorhandenen Dämpferwicklung ergibt sich dann das zugehörige Blockschaltbild nach Abbildung 4.3. In diesem wurden neue Variablen- und Parameterbezeichnungen ( $x_d(s), x_q(s), \dots$ ) eingeführt, worin sich die Elemente aus Abbildung 4.2 (rechts) indirekt wiederfinden.

In das Modell gehen eingangsseitig die normierte Netz- beziehungsweise Klemmenspannung  $u_{S,d,0} = u_{S,d}/U_{S,N}$  und  $u_{S,q,0} = u_{S,q}/U_{S,N}$  sowie das normierte Antriebsmoment  $m_{A,0} = m_A/m_N$  und die Erregerspannung  $u_{F,0}$  ein. Die letzten beiden Größen werden entweder wie in diesem Abschnitt teilweise direkt vorgegeben oder entsprechen ohne vorherige Normierung unmittelbar dem Ausgang des übergeordneten Reglers (Drehzahl- und Klemmenspannungsregler nach Abbildung 4.1). Als Ausgangsgrößen ergeben sich damit dann die normierten Statorströme  $i_{S,d,0} = i_{S,d}/I_N$  und  $i_{S,q,0} = i_{S,q}/I_N$ , welche nach einer erfolgten Denormierung die einzuregelnden Sollstatorströme  $i_{S,d,soll} = i_{S,d}$  und  $i_{S,q,soll} = i_{S,q}$  darstellen. Im Blockschaltbild bezeichnet  $R_{S,0} = R_S/Z_N$  den auf die Bezugsimpedanz  $Z_N = U_{S,N}/I_N$  normierten Statorwiderstand  $R_S$  und  $\omega_{\text{Netz},N} = \omega_{\text{el},f,SG,N} = 2\pi \cdot 50 \text{ rad/s}$  die nominale Kreisfrequenz. Weiterhin wurden die sogenannten Reaktanzoperatoren  $x_d(s)$  der Längsachse und  $x_q(s)$  der Querachse eingeführt:

$$x_d(s) = \frac{(1 + sT'_d) \cdot (1 + sT''_d)}{(1 + sT_E) \cdot (1 + sT''_{d0})} \cdot x_d \quad \text{und} \quad x_q(s) = \frac{1 + sT''_q}{1 + sT''_{q0}} \cdot x_q \quad (4.1)$$

Die in  $x_d(s)$  und  $x_q(s)$  enthaltenen Größen finden sich in den Maschinenparametern nach Tabelle 4.1 wieder, wobei die drei Größen  $T_E, T''_{d0}$  und  $T''_{q0}$  in den in (4.2) aufgeführten Gleichungen hieraus entsprechend errechnet sind.

$$T_E = \frac{x_d}{x'_d} \cdot T'_d \quad T''_{d0} = \frac{x'_d}{x''_d} \cdot T''_d \quad T''_{q0} = \frac{x_q}{x''_q} \cdot T''_q \quad (4.2)$$

Ergänzend zu dem Originalmodell aus [50] wurde das eingehende normierte Antriebsmoment  $m_{A,0}$  noch einmal invertiert (Multiplikation mit dem Faktor  $-1$ ), um die daran anschließende Drehmomentbilanz nach Gleichung (4.3) bei aus dem VZS resultierenden negativen Werten für das elektrische Drehmoment  $m_{\text{el},f,SG,0}$  wieder korrekt zu erhalten. Aus dem errechneten Wert von  $m_{\text{el},f,SG,0}$  wird dann zusammen mit dem invertierten Antriebsmoment  $m_{A,0}$  und der Trägheitszeitkonstante  $T_m$  die auf die mechanische Nenndrehzahl  $\omega_{f,SG,N} = \omega_{\text{el},f,SG,N}/p_{f,SG}$  normierte Generatorfrequenz  $\omega_{f,SG,0} = \omega_{f,SG}/\omega_{f,SG,N}$  bestimmt:

$$\omega_{f,SG,0} = \frac{1}{T_m} \cdot \int m_{\text{el},f,SG,0} - (-m_{A,0}) dt \quad \text{mit} \quad T_m = \frac{J_{f,SG} \cdot \omega_{f,SG,N}}{2 \cdot m_N} = 100 \text{ ms} \quad (4.3)$$

Dabei ergibt sich das Nenndrehmoment aus der Nennscheinleistung und der mechanischen Nenndrehzahl entsprechend  $m_N = S_{N,f,SG}/\omega_{f,SG,N}$  [50]. Das Synchronmaschinenmodell wird mit den Werten eines für die gewünschte Leistungsklasse ausgewählten und zu der Modellierung in Abbildung 4.3 passenden Datenblatts parametrisiert [53]. Über diese Parameter sind die Eigenschaften der Synchronmaschine, wie beispielsweise das Dämpfungsverhalten, festgelegt. Zwar könnte eine Variation der Parameter während des Betriebs zu einem instabilen Verhalten führen, weshalb davon abgesehen ist, jedoch kann der fiktive Generator theoretisch vor jedem

Einspeisen der Windenergieanlage neu parametrieren. Damit ist es unter anderem möglich an einem bestimmten Punkt im Netz die Netzimpedanz  $\underline{Z}_{\text{Netz}}$  durch die dann wirksame Statorimpedanz  $\underline{Z}_S$  und somit die Kurzschlussleistung  $S_k$  (siehe Abschnitt 2.3.3.3) nach Gleichung (2.5) und (2.30) in einem gewissen Rahmen zu beeinflussen und fortlaufend anzupassen. Diese Option weist einen deutlichen Vorteil gegenüber echten Synchrongeneratoren auf.

Wie in Abschnitt 4.4.6 dann ausführlicher dargestellt, ist eine direkte Anpassung des fiktiven Generators auf den realen Generator (PMSG) der Windenergieanlage mit Ausnahme der ungefähren Übereinstimmung der Leistungsklasse von  $P_{N, f.SG} = S_{N, f.SG} \cdot \cos \varphi_{f.SG, N} = 30 \text{ kW}$  (siehe Tabelle 4.1) nicht erforderlich. Aufgrund der Maximalleistung der am Prüfstand nachgebildeten Windenergieanlage von  $P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$  wird der fiktive Generator somit nur bis höchstens zwei Drittel seiner Nennleistung  $P_{N, f.SG}$  betrieben. Zu beachten ist hierbei, dass durch die in [50] getroffene Wahl für die Berechnung des Nenndrehmoments  $m_N = S_{N, f.SG} / \omega_{f.SG, N}$  das normierte Antriebsmoment  $m_{A, 0} = m_A / m_N$  auf die Nennscheinleistung  $S_{N, f.SG}$  bezogen ist und dieses deshalb beispielsweise bei Einspeisung von  $P_{el, WEA} = P_{\text{max}}$  ausschließlich einen Wert von 0,533 (anstatt 0,667 bei Bezug auf  $P_{N, f.SG}$ ) annimmt. Vom zugehörigen Datenblatt des real existierenden Generators mit der Bezeichnung *DINGOL DG184H* (siehe Abbildung A.5 im Anhang dieser Arbeit) sind nicht alle der dort aufgeführten Größen für das Maschinenmodell relevant. Daher ist in Tabelle 4.1 nur ein Auszug der notwendigen Parameter aufgeführt.

**Tabelle 4.1:** Übersicht über die zur Parametrierung des verwendeten Generatormodells relevanten Parameter nach Abbildung A.5 im Anhang

<b>Allgemeine Daten (Nenngrößen):</b>			
Scheinleistung	$S_{N, f.SG} = 37,5 \text{ kVA}$	Leistungsfaktor	$\cos \varphi_{f.SG, N} = 0,8$
Phasenklemmenspannung	$U_{S, N} = 230 \text{ V}$	Polpaarzahl	$p_{f.SG} = 2$
Phasenstrom	$I_N = \frac{S_N}{3 \cdot U_{S, N}} = 54,1 \text{ A}$	Kreisfrequenz	$\omega_{el, f.SG, N} = 2\pi \cdot 50 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$
<b>Widerstände:</b>			
Statorwicklungswiderstand	$R_S = 0,1713 \Omega$		
<b>Reaktanzen (per unit):</b>			
Synchrone Längsreaktanz	$x_d = 0,967$	Synchrone Querreaktanz	$x_q = 0,967$
Transiente Längsreaktanz	$x'_d = 0,152$		
Subtransiente Längsreaktanz	$x''_d = 0,083$	Subtransiente Querreaktanz	$x''_q = 0,169$
<b>Zeitkonstanten:</b>			
Transiente Kurzschlusszeitkonstante (Längsachse)	$T'_d = 0,024 \text{ s}$		
Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante (Längsachse)	$T''_d = 0,015 \text{ s}$	Subtransiente Kurzschlusszeitkonstante (Querachse)	$T''_q = T''_d$

Entgegen der ursprünglichen Parametrierung vom Datenblatt wurde die Synchronmaschine nun, genau wie die eingesetzten Generatoren in Kraftwerken, als Vollpolmaschine durch

Gleichsetzen von  $x_d$  und  $x_q$  ausgelegt. Weiterhin ergibt sich für das Massenträgheitsmoment anhand Gleichung (4.3) mit der festgelegten Trägheitskonstante  $T_m = 100$  ms der vom Datenblatt etwas abweichende Wert  $J_{f,SG} = 0,304$  kg m<sup>2</sup>. Die Polpaarzahl wurde ebenfalls zu  $p_{f,SG} = 2$  gewählt und die subtransiente Kurzschlusszeitkonstante der Querachse mit derer der Längsachse, aufgrund keiner Angabe eines Wertes hierfür, gleichgesetzt ( $T_q'' = T_d''$ ). Die Dämpferwicklung und damit einhergehend das Dämpfungsverhalten der Synchronmaschine wird darüber modelliert, dass der Wert von  $x_d'$  ungleich dem von  $x_d''$  ist.

Da bei eigenständigen Änderungen der vom Datenblatt vorgegebenen Parametrierung das von der Modellstruktur selbst festgelegte Verhalten als Synchronmaschine nicht beeinträchtigt wird, sind diese zulässig. Hierbei sollte jedoch in einer Simulation vorher getestet werden, ob das Modell weiterhin ein stabiles Verhalten aufweist.

Die über das fiktive Antriebsmoment  $m_A$  eingestellte Antriebsleistung  $P_A$  ist dabei unter Berücksichtigung der durch den Statorwicklungswiderstand  $R_S$  des fiktiven Synchrongenerators (siehe Abbildung 4.2) auftretenden Verluste  $P_{\text{Verluste}, f,SG}$  stationär äquivalent zu der in das Netz eingespeisten Leistung  $P_{el, WEA}$ :

$$P_{el, WEA} = P_A - P_{\text{Verluste}, f,SG} \quad (4.4)$$

Wie sich in zugehörigen Simulationen herausgestellt hat, fällt die Verlustleistung  $P_{\text{Verluste}, f,SG}$  für die gewählte Parametrierung nach Tabelle 4.1 vergleichsweise gering aus und liegt bei gewünschter Einspeisung der Maximalleistung  $P_A = P_{\text{max}} = 20$  kW bei ungefähr 400 W. Damit ergibt sich der für diesen Betriebspunkt ermittelte Wirkungsgrad des Generatormodells zu

$$\eta_{f,SG} = \frac{P_{el, WEA}}{P_A} = \frac{19,6 \text{ kW}}{20 \text{ kW}} \approx 0,98 \quad (4.5)$$

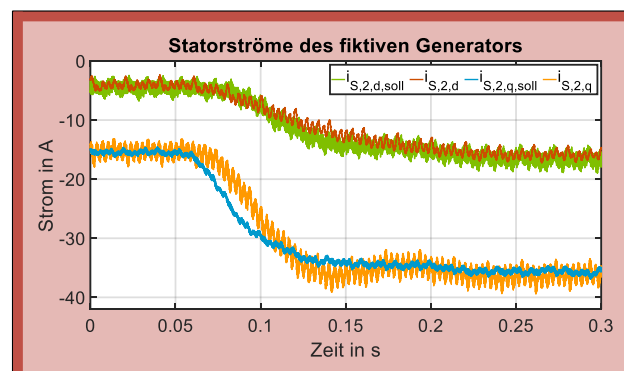
Da hier bei der über den netzseitigen Umrichter erfolgenden Regelung die Wirkleistung  $P_{el, WEA}$  an der Einspeisestelle des Netzes betrachtet wird, verstärken die durch die Netzdrossel bedingten ohmschen Verluste, anders als beim MPPT-Verfahren nach Abbildung 2.36, nicht die Abweichung zwischen der eingestellten und der tatsächlich eingespeisten Wirkleistung.

#### 4.1.1.2 Validierung und Netzsynchrosierung des fiktiven Synchrongenerators

Die in diesem sowie in allen folgenden Abschnitten aufgeführten Messergebnisse wurden an dem in Abbildung 3.1 dargestellten Prüfstand produziert. Aufgrund der dort implementierten Kopplung von Kraftwerk und Windenergieanlage über eine gemeinsame Last entsprechend Abbildung 3.15 ergeben sich zur Unterscheidung beider Erzeuger ergänzende Bezeichnungen für die Klemmenspannung und den Phasenstrom der Windenergieanlage. Die in der allgemeinen Darstellung des GPPT-Verfahrens am starren Netz nach Abbildung 4.1 hierfür gewählten Bezeichnungen  $u_S$  und  $i_S$  werden somit, wie in Abbildung 3.1 und Abbildung 3.15 gekennzeichnet, erweiternd mit  $u_{S,2}$  und  $i_{S,2}$  in allen nachfolgenden Messungen bezeichnet.

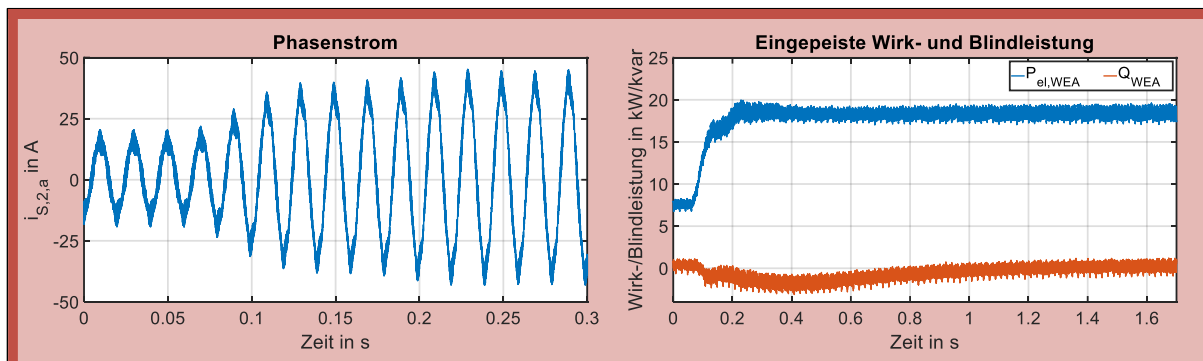
Die Abbildung 4.4 zeigt den Vergleich zwischen den Ist- und Sollstatorströmen  $i_{S,2,dq}$  und  $i_{S,2,dq,soll}$  des fiktiven Generators im d/q-Bezugssystem für eine durch Umrichter [b] ausgegebene, konstant eingestellte Netzspannung  $U_{\text{Netz}} \approx 198$  V und der dabei aus dem Strom  $i_{S,2}$

resultierenden Klemmenspannung  $u_{S,2}$  [9]. Diese nehmen aufgrund des gewählten Verbraucherzählpeilsystems negative Werte an. Zum Zeitpunkt 60 ms wird ein Sprung im Soll Drehmoment  $\Delta m_{A,soll,0}$  mit 30 % des Nennwertes aufgeschaltet, der dann um die Turbinenzeitkonstante  $T_{Turb}$  verzögert am Generatormodell wirksam ist. Der auftretende Regelfehler geht hierbei nach einigen Millisekunden gegen null. Dies ist ausreichend schnell dafür, dass sich das betrachtete System wie ein echter Generator verhält. Es hat sich hierbei herausgestellt, dass sich die in der Praxis vorhandenen Oberschwingungen in der gemessenen Klemmenspannung  $u_{S,2}$  über das durch das verwendete Generatormodell festgelegte Übertragungsverhalten relativ stark auf die resultierenden Sollstatorströme  $i_{S,2,dq,soll}$  auswirken und diese daher ebenso ober-schwingungsbehaftet sind. Aufgrund dessen werden die Sollstatorströme mit der Zeitkonstante  $T_f = 0,005$  s vor der dann folgenden Stromregelung gefiltert, um sich nicht auf ein ausreichend träges Verhalten dieser verlassen zu müssen.



**Abbildung 4.4:** Vergleich zwischen den Ist- und Sollstatorströmen bei einem Drehmomentsprung  $\Delta m_{A,soll,0}$

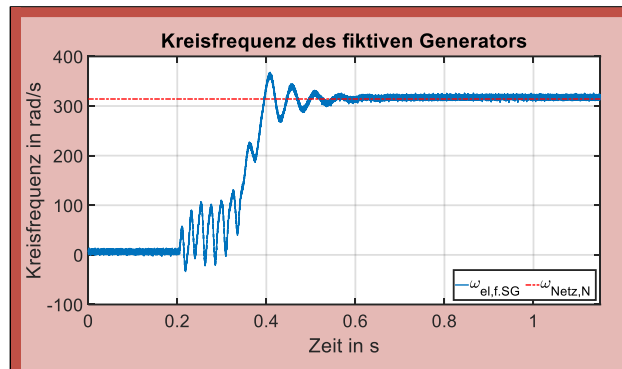
Während der Messung aus Abbildung 4.4 wird die Blindleistung  $Q_{WEA}$ , wie in Abbildung 4.5 (rechts) für einen längeren Zeitraum dargestellt, zu null geregelt. Ebenso ist in dieser Abbildung der auf den Drehmomentsprung  $\Delta m_{A,soll,0}$  folgende Anstieg der eingespeisten Leistung  $P_{el,WEA}$  und der dazugehörige Phasenstrom  $i_{S,2,a}$  aufgeführt.



**Abbildung 4.5:** Darstellung des Phasenstroms und der Wirk- und Blindleistung auf einen Drehmomentsprung  $\Delta m_{A,soll,0}$

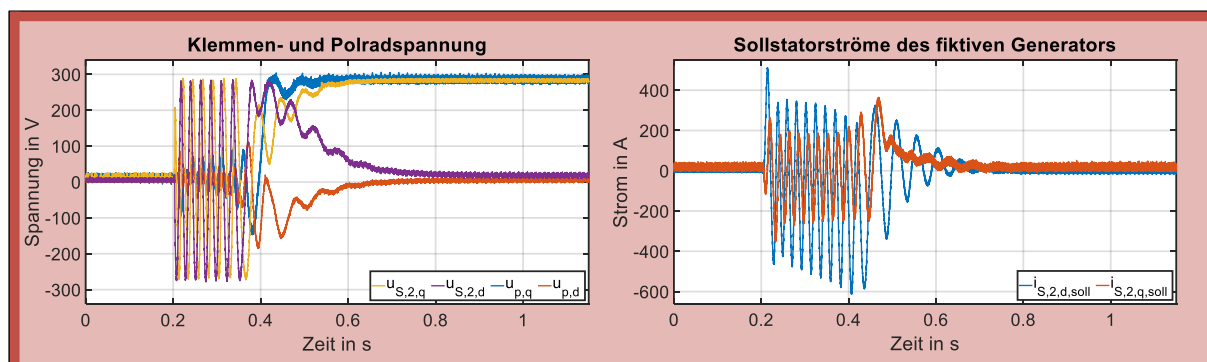
Bevor der fiktive Generator in das Stromnetz einspeisen kann und damit der netzseitige Umrichter der Windenergieanlage zu takten beginnt, muss sich das implementierte Synchrongeneratormodell auf die Netz- beziehungsweise Klemmenspannung synchronisieren. Die in diesem Modell berücksichtigte kurzgeschlossene Dämpferwicklung wirkt ähnlich wie der Käfigläufer

einer Asynchronmaschine mit einem dadurch bedingten Anlaufmoment ab dem Stillstand. Sobald die gemessene Klemmenspannung  $u_{S,2}$  eingangsseitig angelegt wird, läuft die fiktive Synchronmaschine entsprechend Abbildung 4.6 dadurch ungefähr bis zur hier eingestellten Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}} = \omega_{\text{Netz,N}}$  hoch (asynchroner Anlauf) [53]. Anschließend sorgt das synchrone Beharrungsvermögen für das vollständige Angleichen an und Verbleiben bei der Netzfrequenz ( $\omega_{\text{el,f,SG}} = \omega_{\text{Netz}}$ ). Die Dämpferwicklung hat dann zunächst keinen Einfluss mehr.



**Abbildung 4.6:** Synchronisierung der Generatorfrequenz  $\omega_{\text{el,f,SG}}$  auf die sich nahe bei  $\omega_{\text{Netz,N}}$  befindende Netzfrequenz durch einen asynchronen Anlauf

Da es sich um keine reale Maschine handelt und für den Synchronisierungsvorgang ausschließlich die Modellberechnung ohne Ausführung der unterlagerten Stromregelung und Ansteuerung des Umrichters stattfindet, sind währenddessen hohe resultierende Sollstatorströme  $i_{S,2,\text{soll}}$  absolut zulässig. Beim Zeitpunkt, ab dem die Windenergieanlage beginnen kann über den netzseitigen Umrichter in das Netz einzuspeisen, muss das Generatormodell bereits auf die Netzspannung synchronisiert sein und damit die Sollstatorströme angenähert oder bestenfalls exakt einen Wert von null besitzen (ungefähr ab dem Zeitpunkt 0,9 s nach Abbildung 4.7 rechts). Aus dem allgemeinen ESB in Abbildung 4.2 (rechts) ist zu erkennen, dass sich dafür die Polradspannung  $u_p$  der Klemmenspannung  $u_{S,2}$  annähern muss, um den Spannungsabfall über den Längselementen und somit den resultierenden Strom  $i_{S,2,\text{soll}}$  möglichst gering zu halten. Daher wurde die auf den Betrag der Polradspannung wirkende normierte Erregerspannung  $u_{F,0}$  nach Abbildung 4.3 mit einem festen Wert von 0,95 vorgesteuert und das Antriebsmoment auf  $m_{A,0} = 0$  gesetzt. Es ergeben sich dann die in Abbildung 4.7 (links) dargestellten Verläufe der Klemmen- und Polradspannung  $u_{S,2}$  und  $u_p$  in absoluten Größen im d/q-Bezugssystem.



**Abbildung 4.7:** Verläufe der Klemmen- und Polradspannung sowie der daraus resultierenden Sollstatorströme während der Synchronisierungsphase des Generatormodells



Nach erfolgtem Anlauf des Generators (siehe Abbildung 4.6) laufen die d- und q-Komponenten wie gewünscht jeweils auf denselben Wert zu. An den sich zu null annähernden d-Komponenten  $u_{S,2,d}$  und  $u_{p,d}$  ist auch zu erkennen, dass kein relevanter Winkelversatz zwischen der gemessenen Klemmenspannung und der intern berechneten Polradspannung auftritt. Die resultierenden Sollstatorströme  $i_{S,2,dq,soll}$  in Abbildung 4.7 (rechts) gleichen sich, nach dem Auftreten von zunächst sehr hohen Stromwerten, dem angestrebten Wert von null an.

Vor dem daran anschließenden Zeitpunkt der Einspeisung sind leichte Unterschiede zwischen der Polrad- und Klemmenspannung und damit niedrige Werte der Sollstatorströme tolerierbar, da hieraus dann keine zu großen realen Ströme  $i_{S,2}$  beim Zuschalten resultieren. Aufgrund dessen ist das hier angewendete Vorsteuern der Erregerspannung  $u_{F,0}$  ausreichend. Für einen exakten Abgleich könnte die über den fiktiven Strom  $i_{S,2,soll}$  ermittelte Blindleistung vor dem Einspeisen mit der Erregerspannung  $u_{F,0}$  als Stellgröße zu null geregelt werden. Ab dem Einspeisezeitpunkt wird dann wieder die Bestimmung von  $P_{el,WEA}$  und  $Q_{WEA}$  über den realen Strom  $i_{S,2}$  durchgeführt.

Die Synchronisation des Synchrongeneratormodells auf die Netzspannung nach Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7 funktioniert unter den aufgeführten Bedingungen jedes Mal, verläuft dabei aber nie identisch. Es hat sich herausgestellt, dass das Zulaufen der Größen  $u_{S,2,dq}$  und  $u_{p,dq}$  auf den gewünschten konstanten Endwert manchmal bereits früher einsetzt und auch die Verläufe bis dahin etwas voneinander abweichen. Es ist daher zu beachten, dass aufgrund einer nur begrenzten Anzahl an Kanälen des verwendeten Oszilloskops nicht alle in der Messung dargestellten Größen in einem einzigen Synchronisierungsvorgang aufgenommen wurden.

Eine Erhöhung des Antriebsmoments  $m_A$  nach Abbildung 4.4 oder eine Auskopplung der kinetischen Energie der virtuellen rotierenden Masse des fiktiven Synchrongenerators bei einem netzbedingten sprunghaften Anstieg des elektrischen Moments  $m_{el,f,SG} = m_{el,Netz}$  (siehe Abbildung 4.3) im Millisekundenbereich sorgt für eine sich dynamisch ändernde Einspeisung  $P_{el,WEA}$ . Für das Aufrechterhalten der korrekten Funktionsweise und zur sofortigen Nachstellung dieser Wirkleistung ist somit eine entsprechend schnelle Zwischenkreisspannungsregelung durch den generatorseitigen Umrichter der Windenergieanlage erforderlich. Hierauf wird nun im nachfolgenden Abschnitt 4.1.2 detailliert eingegangen.

## 4.1.2 Generatorseitiger Hochsetzsteller

Da über den netzseitigen Umrichter der nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage nun der fiktive Synchrongenerator eingestellt wird, ist es notwendig die Zwischenkreisspannung durch den generatorseitigen Umrichter zu regeln. Hierfür wird zunächst die standardmäßige Regelung eines netzseitigen Umrichters, auch als aktive Netzstufe bezeichnet, betrachtet, um dann hiervon ausgehend entsprechende Rückschlüsse für die zu entwickelnde Regelungsstruktur bei Verwendung eines PMSGs als Spannungsquelle anstatt der vorgegebenen Netzspannung zu ziehen.

### 4.1.2.1 Konventionelle Regelung eines netzseitigen Hochsetzstellers

Die Umrichter [a] und [f] des Prüfstands von Abbildung 3.1 dienen genauso wie der netzseitige Umrichter einer mit MPPT laufenden Windenergieanlage zur Regelung der Zwischenkreisspannung. Der zugehörige Aufbau ist in Abbildung 4.8 noch einmal dargestellt.



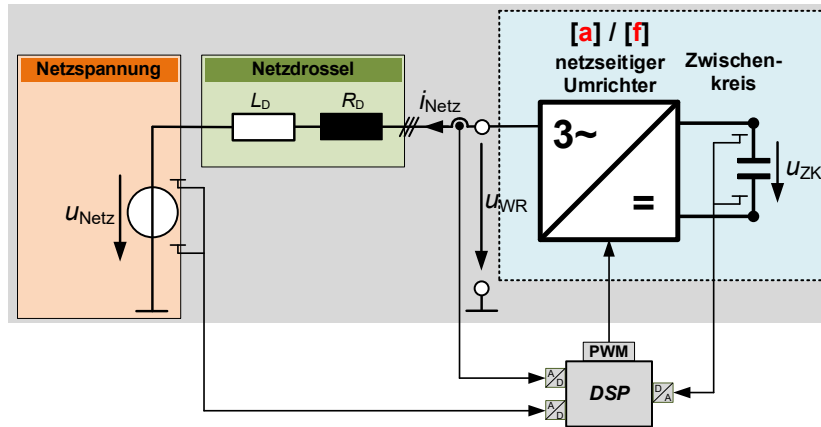


Abbildung 4.8: Prinzip zur Regelung der Zwischenkreisspannung über den netzseitigen Umrichter mit Darstellung der zu messenden Größen und Ansteuerung über einen DSP

Zwischen dem Netzanschluss und dem Umrichter befindet sich die für den Hochsetzstellbetrieb notwendige Netzdrossel mit der Induktivität  $L_D$  und dem ohmschen Widerstand  $R_D$ . Für die auf dem DSP implementierte Regelung nach Abbildung 4.9 werden als Messgrößen die dreiphasige Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$ , der dreiphasige Netzstrom  $i_{\text{Netz}}$  sowie die Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  benötigt [56], [57].

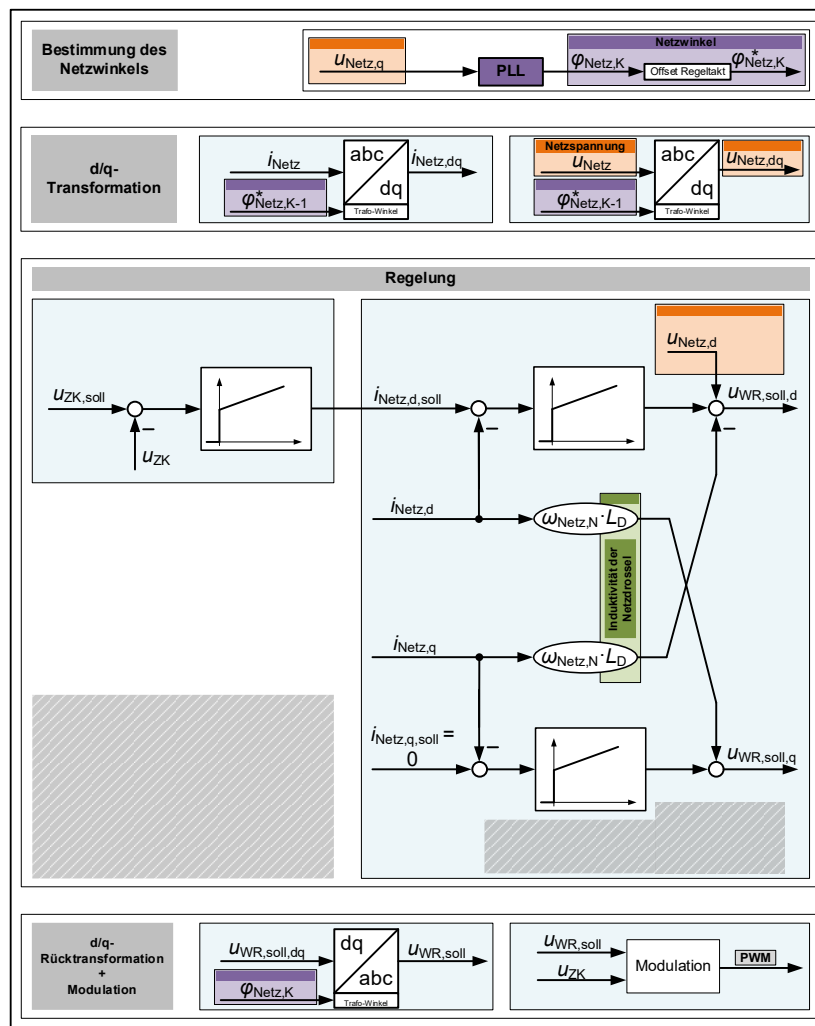


Abbildung 4.9: Struktur der Zwischenkreisspannungsregelung über den netzseitigen Umrichter

Der für die d/q-Transformation von Netzspannung und -strom notwendige Netzwinkel  $\varphi_{\text{Netz}}$  wird über eine Phasenregelschleife (PLL: engl. *phase-locked loop*) ermittelt. Hierbei ergibt sich eine bestimmte Problemstellung. Diese liegt darin, dass der eigentlich im aktuellen Regeltakt  $K$  benötigte Netzwinkel  $\varphi_{\text{Netz}, K}$  über die in die PLL eingehende q-Komponente der Netzspannung  $u_{\text{Netz}, q}$  berechnet wird. Die Bestimmung von  $u_{\text{Netz}, q}$  erfordert jedoch wiederum den aktuellen Netzwinkel. Aufgrund dessen wird der Wert  $\varphi_{\text{Netz}, K-1}$  des vorherigen Taktes nach [57] mit einer durch ausreichend genauer Kenntnis der Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}} \approx f_{\text{Netz}, N}$  und Schaltfrequenz  $f_S$  zu erwartenden Verschiebung  $\Delta\varphi_{\text{Netz}}$  versehen und für die d/q-Hintransformation verwendet:

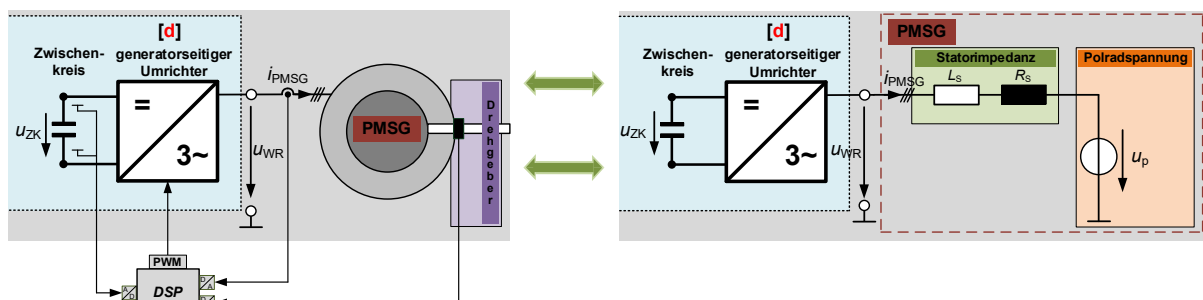
$$\varphi_{\text{Netz}, K}^* = \varphi_{\text{Netz}, K-1} + \Delta\varphi_{\text{Netz}} \quad \text{mit} \quad \Delta\varphi_{\text{Netz}} = \frac{f_{\text{Netz}}}{f_S} \cdot 360^\circ = \frac{50 \text{ Hz}}{6000 \text{ Hz}} \cdot 360^\circ \approx 3^\circ. \quad (4.6)$$

Die Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  wird kaskadiert mit einer unterlagerten Stromregelung über die Wirkkomponente des Netzstroms  $i_{\text{Netz}, d}$  geregelt. Der jeweilige Ausgang der für die Einstellung der Sollströme  $i_{\text{Netz}, d, \text{soll}}$  und  $i_{\text{Netz}, q, \text{soll}}$  eingesetzten PI-Regler wird mit den aus dem Entkopplungsnetzwerk resultierenden Werten sowie der d-Komponente der Netzspannung  $u_{\text{Netz}, d}$  vorgesteuert. Die q-Komponente  $u_{\text{Netz}, q}$  besitzt dabei aufgrund des für die d/q-Transformation über die PLL bestimmten Netzwinkels  $\varphi_{\text{Netz}}$  den Wert null. Aus der resultierenden Sollspannung des Umrichters  $u_{\text{WR}, \text{soll}, dq}$  erfolgt nach der d/q-Rücktransformation zu  $u_{\text{WR}, \text{soll}}$  unter Einbezug der Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  (siehe Gleichung (3.2)) die Modulation zur Generierung der für die Ansteuerung des Umrichters dienenden PWM-Signale.

#### 4.1.2.2 Entwickelte Regelung eines generatorseitigen Hochsetzstellers

##### Herleitung der Regelungsstruktur

Aus den bisherigen Ausführungen zur konventionellen aktiven Netzstufe wird nun der Hochsetzstellbetrieb mit angeschlossenem PMSG nach Abbildung 4.10 (links) hergeleitet.



**Abbildung 4.10:** Prinzip zur Regelung der Zwischenkreisspannung über den generatorseitigen Umrichter mit Darstellung der zu messenden Größen und Ansteuerung über einen DSP im schematischen Aufbau (links) und der Darstellung mit zugehörigem ESB (rechts)

Die relevantesten Parameter des verwendeten PMSGs der Firma *Emod Motoren GmbH* sind in Tabelle 4.2 aufgeführt. Das zugehörige Typenschild ist dabei in Abbildung A.7 im Anhang dieser Arbeit dargestellt.

Tabelle 4.2: Übersicht über die Parametrierung des verwendeten PMSGs

Parameter	Zugehöriger Wert
Nennleistung	$P_{N, PMSG} = 30 \text{ kW}$
Leistungsfaktor	$\cos \varphi_{PMSG, N} = 0,98$
Nenn Drehzahl	$\omega_{PMSG, N} = 1000 \frac{1}{\text{min}} \hat{=} 104,72 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$
Nennklemmenspannung	$U_{S, PMSG, N} = 230 \text{ V (Strang)}$
Nennphasenstrom	$I_{PMSG, N} = 47,6 \text{ A}$
Polpaarzahl	$p_{PMSG} = 3$
Statorinduktivität	$L_S = 20 \text{ mH (gemessen)}$

Auf der rechten Seite der Abbildung 4.10 befindet sich der zur linken Seite äquivalente Aufbau mit zugehörigem ESB des PMSGs. Hierin ist direkt die Analogie zur aktiven Netzstufe aus Abbildung 4.8 zu erkennen. Die Statorimpedanz ( $R_S$  und  $L_S$ ) entspricht somit der Netzdrossel ( $R_D$  und  $L_D$ ) sowie die Polradspannung  $u_p$  der Netzspannung  $u_{\text{Netz}}$ , woraus sich dann die von Abbildung 4.9 ausgehende Regelungsstruktur nach Abbildung 4.11 ergibt [22], [53], [55].

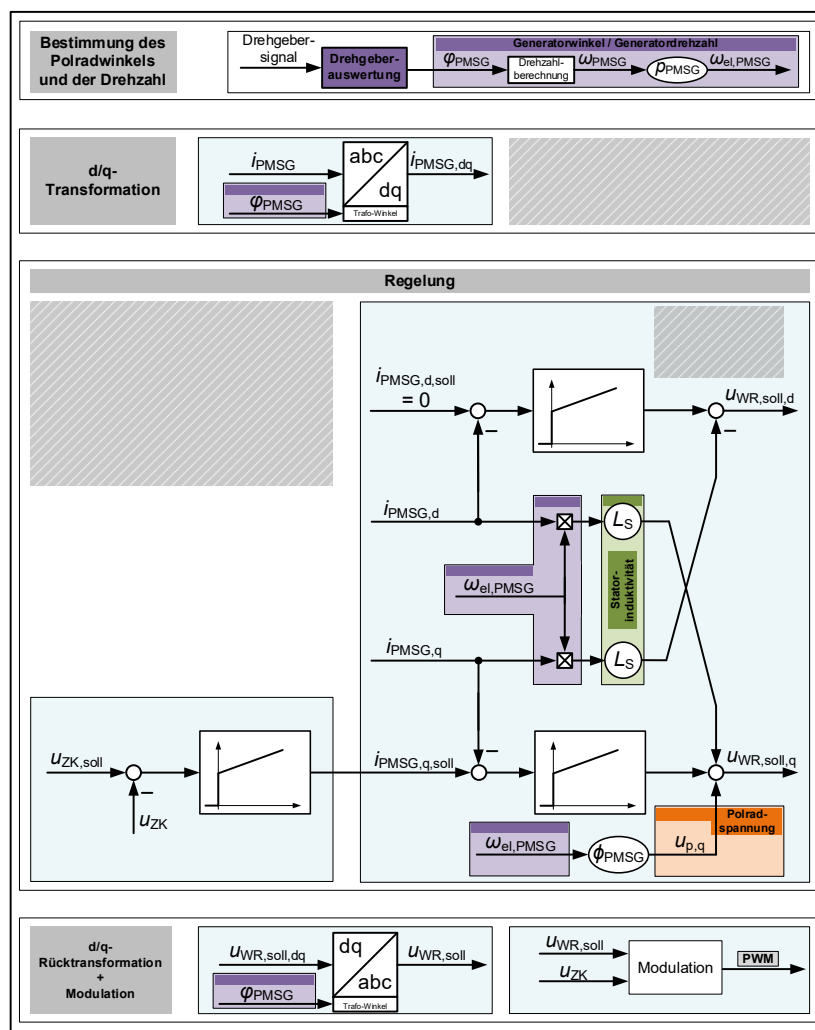


Abbildung 4.11: Struktur der Zwischenkreisspannungsregelung über den generatorseitigen Umrichter

Zunächst ist anzumerken, dass entgegen der netzseitigen Wirkleistungskomponente  $i_{\text{Netz}, d}$  nun bei Einsatz des PMSGs die q-Komponente des Generatorstroms  $i_{\text{PMSG}, q}$  hierfür dient, weshalb der Zwischenkreisspannungsregler nun auch dieser Seite der Stromregelung überlagert ist. Ebenso vertauscht ist die analog zur Netzspannung  $u_{\text{Netz}, d}$  vorgesteuerte Polradspannung  $u_{p, q} = \phi_{\text{PMSG}} \cdot \omega_{\text{el}, \text{PMSG}}$  mit dem konstanten magnetischen Fluss  $\phi_{\text{PMSG}}$  und der elektrischen Winkelgeschwindigkeit des Generators  $\omega_{\text{el}, \text{PMSG}} = p_{\text{PMSG}} \cdot \omega_{\text{PMSG}}$ . Der magnetische Fluss  $\phi_{\text{PMSG}}$  resultiert hierbei durch entsprechendes Einsetzen der Amplitude der Nennklemmenspannung bei Nenndrehzahl zu

$$\phi_{\text{PMSG}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{S, \text{PMSG}, N}}{p_{\text{PMSG}} \cdot \omega_{\text{PMSG}, N}} = 1,0345 \text{ Wb} . \quad (4.7)$$

Da die Polradspannung nicht direkt messbar ist, wird diese durch Kenntnis der Generatordrehzahl berechnet. Aufgrund dessen ist es notwendig, dass statt der Netzspannung jetzt die Generatordrehzahl gemessen wird. Hierfür wird anstelle der PLL nun ein Drehgeber verwendet, durch den die aktuelle mechanische und elektrische Winkelgeschwindigkeit des Generators  $\omega_{\text{PMSG}}$  beziehungsweise  $\omega_{\text{el}, \text{PMSG}}$  über den Generatorwinkel  $\varphi_{\text{PMSG}}$  bestimmt wird. Der Winkel kann dabei für die d/q-Hin- und Rücktransformation verwendet werden. Weiterhin muss die im Gegensatz zur festen Netzfrequenz von  $\omega_{\text{Netz}, N} = 2\pi \cdot 50 \text{ rad/s}$  (mit leichten Abweichungen) variable Generatorfrequenz  $\omega_{\text{el}, \text{PMSG}}$  in das Entkopplungsnetzwerk zusammen mit der Statorinduktivität  $L_S$  ( $L_S = L_{S, d} = L_{S, q}$  bei der hier eingesetzten Vollpolmaschine) miteinbezogen werden. Aus den resultierenden Sollspannungen  $u_{\text{WR}, \text{soll}, d}$  und  $u_{\text{WR}, \text{soll}, q}$  werden anschließend wieder die PWM-Signale zur Ansteuerung des Umrichters generiert.

Ein weiterer Herleitungsweg für die Regelungsstruktur nach Abbildung 4.11 besteht darin, bei der bereits bekannten Drehzahlregelung eines PMSGs nach [58] den der Wirkleistungskomponente der Stromregelung überlagerten Drehzahlregler durch einen Zwischenkreisspannungsregler zu ersetzen. Über diesen Ansatz können dann ebenso die Regelungsstrukturen für den Hochsetzstellbetrieb bei Windenergieanlagen mit anderen eingesetzten Generatorarten, wie beispielsweise eines fremderregten Synchrongenerators, hergeleitet werden.

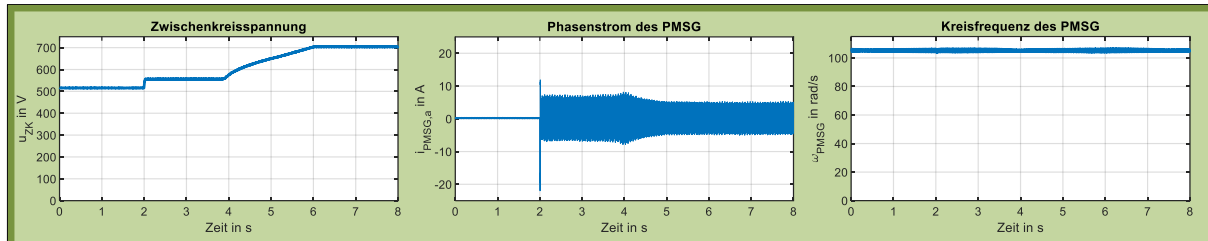
### Hinweis:

*Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass bereits in [22] wertvolle, umfassende Vorarbeiten zur Implementierung der Regelung von Abbildung 4.11 auf dem DSP geleistet worden sind. Diese bilden ebenso die Grundlage für die zur Validierung nachfolgend vorgestellten Messergebnisse.*

### Validierung der Regelungsstruktur

In Abbildung 4.12 wird der Einschaltvorgang des Hochsetzstellers bei der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{PMSG}, N} = 104,72 \text{ rad/s}$  betrachtet. Hierbei, sowie bei allen weiteren in diesem Abschnitt aufgeführten Messergebnissen, wurde die Asynchronmaschine ausschließlich drehzahl geregelt und somit noch kein Rotorverhalten über diese nachgebildet. Dies ist für die gewünschte Validierung des generatorseitigen Hochsetzstellers ausreichend. Zunächst wird der Zwischenkreis-kondensator durch die induzierte Klemmenspannung  $U_{S, \text{PMSG}} = U_p = \phi_{\text{PMSG}} \cdot \omega_{\text{el}, \text{PMSG}}$  auf  $u_{\text{ZK}} = \sqrt{6} \cdot U_{S, \text{PMSG}} \approx 517 \text{ V}$  vorgeladen. Dieser Wert entspricht nicht dem idealen Wert von  $\sqrt{6} \cdot U_{S, \text{PMSG}, N} = 565 \text{ V}$  (siehe Tabelle 4.2), da bei dem verwendeten PMSG nicht exakt der

Nennwert  $U_{S, \text{PMSG}, N} = 230 \text{ V}$  bei Nenndrehzahl  $\omega_{\text{PMSG}, N} = 104,72 \text{ rad/s}$  als Klemmenspannung  $U_{S, \text{PMSG}}$  anliegt. Nach der Reglerfreigabe zum Zeitpunkt  $t = 2 \text{ s}$  wird die Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  nach einem Offset von  $50 \text{ V}$  durch eine linear ansteigende Sollwertvorgabe  $u_{\text{ZK}, \text{soll}}$  bis auf die für den fortlaufenden Betrieb gewünschten  $700 \text{ V}$  hochgesetzt. Der dargestellte Phasenstrom  $i_{\text{PMSG}, a}$  ist bei dem hier noch unbelasteten Zwischenkreis gering.

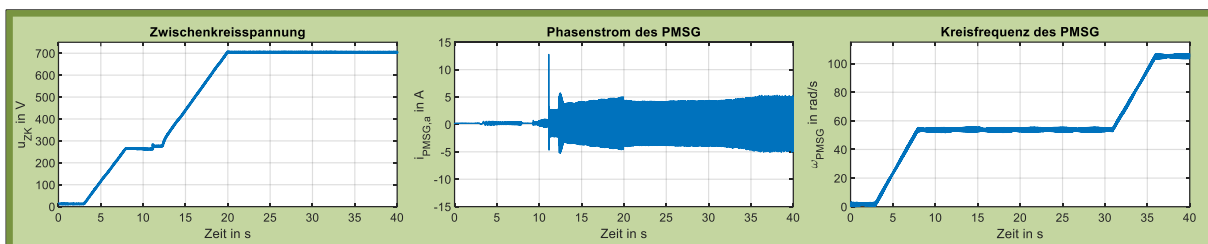


**Abbildung 4.12:** Einschaltvorgang des Hochsetzstellers bei der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{PMSG}, N}$  ohne eine Belastung des Zwischenkreises

Die Funktionsweise der Regelung muss im gesamten von der Windenergieanlage annehmbaren Rotordrehzahlbereich gewährleistet sein. Die sich dabei aus der minimal auftretenden Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}, \text{min}}$  ergebende Generatordrehzahl  $\omega_{\text{PMSG}, \text{min}} = n_{\text{Getriebe}} \cdot \omega_{\text{Rotor}, \text{min}}$  ist durch das Maximum ( $\lambda_{\text{opt}} | c_{\text{p}, \text{max}}$ ) des CP-Kennlinienfeldes (siehe Abbildung 2.32) bei der Einschaltwindgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}, \text{cut-in}}$  definiert und somit vom MPPT-Verfahren bereits bekannt (siehe Abbildung 2.35). Hierdurch folgt mit den in Tabelle 2.2 und Tabelle 3.3 aufgeführten Parametern

$$\omega_{\text{PMSG}, \text{min}} = n_{\text{Getriebe}} \cdot \frac{\lambda_{\text{opt}} \cdot v_{\text{Wind}, \text{cut-in}}}{R_{\text{Rotor}}} = 4,114 \cdot \frac{9,535 \cdot 5 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{4,12 \text{ m}} = 47,61 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (4.8)$$

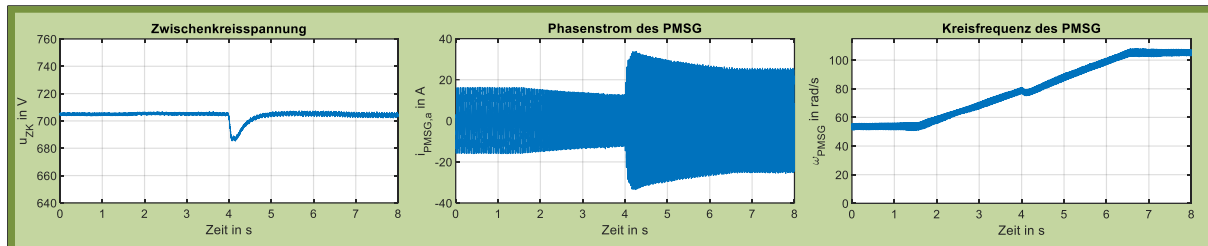
Aufgrund dessen wurde der Einschaltvorgang zum Zeitpunkt  $t \approx 11 \text{ s}$  in Abbildung 4.13 nun bei ungefähr dieser Drehzahl, nämlich der Hälfte der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{PMSG}} = 52,36 \text{ rad/s} \triangleq 500 \text{ min}^{-1}$ , durchgeführt und der PMSG anschließend linear bis hin zur stationär maximal auftretenden Nenndrehzahl  $\omega_{\text{PMSG}, N}$  beschleunigt. Die Zwischenkreisspannung konnte hierbei durchgehend auf dem Sollwert  $u_{\text{ZK}, \text{soll}} = 700 \text{ V}$  gehalten werden.



**Abbildung 4.13:** Einschaltvorgang des Hochsetzstellers bei halber Nenndrehzahl und anschließender Erhöhung auf volle Nenndrehzahl ohne eine Belastung des Zwischenkreises

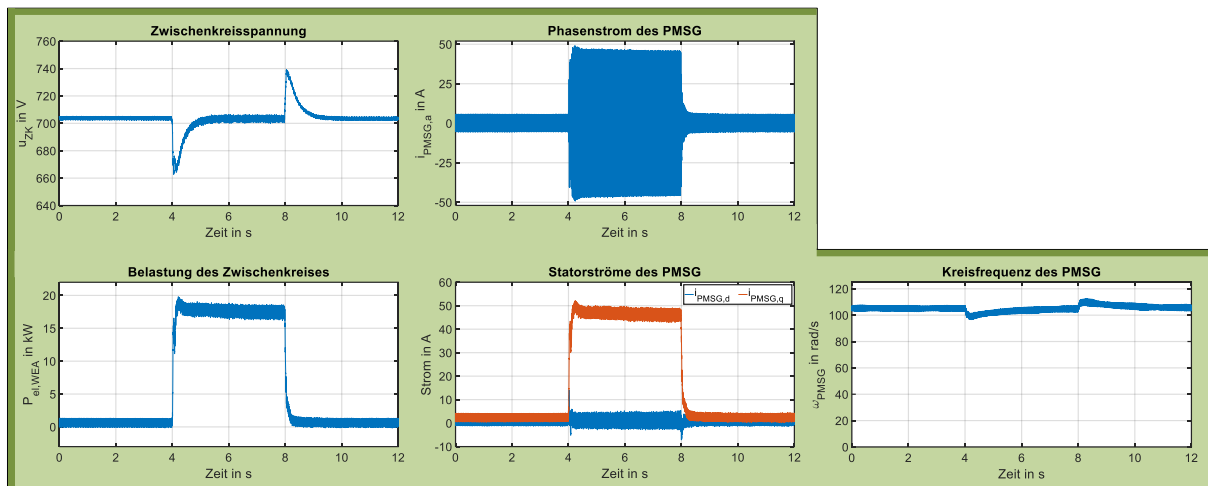
Zusätzlich wurde bei der in Abbildung 4.14 dargestellten Messung der Zwischenkreis während eines linearen Drehzahlanstiegs über den fiktiven Synchrongenerator (siehe Abschnitt 4.1.1) von Umrichter [c] mit einem zur Leistungsänderung  $\Delta P_{\text{el}, \text{WEA}} = 7,5 \text{ kW}$  äquivalenten Drehmomentsprung  $\Delta m_{A, \text{soll}, 0} = 0,2$  (normiert) belastet. Wie zu erkennen ist, wird die Zwischenkreisspannung  $u_{\text{ZK}}$  hier ebenfalls gehalten und nach kurzer Zeit wieder auf den Sollwert

$u_{ZK, \text{soll}} = 700 \text{ V}$  gesetzt. Der Phasenstrom  $i_{\text{PMSG}, a}$  passt sich dem zusätzlichen Wirkleistungsbedarf dementsprechend an.



**Abbildung 4.14:** Sprungförmige Belastung des Zwischenkreises während einer Drehzahländerung des PMSGs

Zur vollständigen Validierung wurde in der Messung von Abbildung 4.15 der Zwischenkreis bei  $\omega_{\text{PMSG}, N} = 104,72 \text{ rad/s} \hat{=} 1000 \text{ min}^{-1}$  nahe der Maximalleistung der Windenergieanlage von  $P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$  durch Vorgabe des fiktiven Antriebsmoments  $m_{A, \text{soll}, 0} = 0,48$  (normiert) und somit mit  $P_{\text{el}, \text{WEA}} = 18 \text{ kW}$  für einen Zeitraum von 4 s belastet und anschließend wieder vollständig entlastet. Der Wert der Zwischenkreisspannung  $u_{ZK}$  weicht direkt im Anschluss an die beiden Laständerungen um weniger als 6 % vom Sollwert  $u_{ZK, \text{soll}} = 700 \text{ V}$  ab und wird auf diesen innerhalb von einigen 100 ms zurückgeführt. Ausschließlich die Wirkkomponente des Generatorstroms  $i_{\text{PMSG}, q}$  erhöht sich währenddessen.

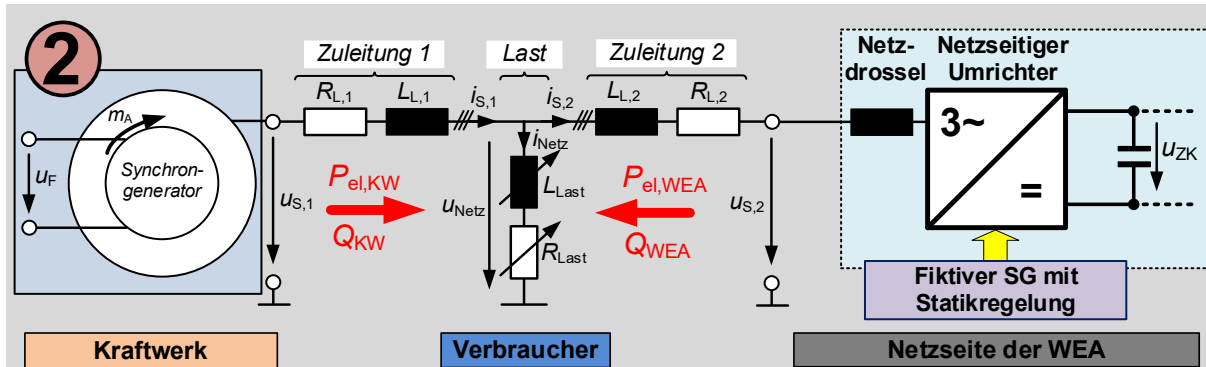


**Abbildung 4.15:** Belastung des Zwischenkreises mit der annähernden Maximalleistung der Windenergieanlage und resultierende, hierzu relevante Größen

## 4.2 Wirkleistungsfluss aus Sicht des Netzes

Im Folgenden wird zunächst die in das Netz gespeiste Wirkleistung der nach dem GPPT-Verfahren in Abbildung 4.1 betriebenen Windenergieanlage bei Übernahme des netzstabilisierenden Verhaltens von Kraftwerken aus Abschnitt 2.3.2 und der Bereitstellung der dafür notwendigen Regelreserven nach Abbildung 2.11 untersucht. Ausgehend von Abbildung 2.15 ist hierzu nun in Abbildung 4.16 durch die Ersetzung von *Kraftwerk 2* die Kopplung von Kraftwerk und Windenergieanlage über einer gemeinsamen Last aufgeführt, um den *Netzzustand 2*

mit einem hohen Anteil an Windenergie zu repräsentieren und in diesem die Wahrung der Netzstabilität aufzuzeigen.



**Abbildung 4.16:** Kraftwerk und Windenergieanlage speisen eine gemeinsame ohmsch-induktive Last über eine jeweilige Zuleitung zur Repräsentierung des Netzzustands 2

## 4.2.1 Kraftwerksanaloge Übertragung der bereitzustellenden Regelreserven auf Windenergieanlagen

Auch in der Darstellung von Abbildung 4.16 ist aufgrund des sich als fiktiver Synchrongenerator verhaltenden netzseitigen Umrichters (siehe Abschnitt 4.1.1) das zugehörige ESB aus Abbildung 2.12 weiterhin äquivalent gültig. Somit tritt im Falle einer positiven Laständerung  $\Delta P_{Last}$  eine der Stromteilerregel entsprechende Aufteilung des sich jeweils erhöhenden elektrischen Drehmoments  $m_{el, Netz}$  auf. Dies führt dann in Analogie zu Gleichung (2.6) und (2.7) zu einem Abbremsen der Generatoren mit den Drehzahlen  $\omega_{SG}$  und  $\omega_{f,SG}$  sowie den zugehörigen Massenträgheitsmomenten  $J_{SG}$  und  $J_{f,SG}$  gemäß

$$J_{SG} \cdot \dot{\omega}_{SG} = m_{A,1} - m_{el, Netz,1} \quad (4.9)$$

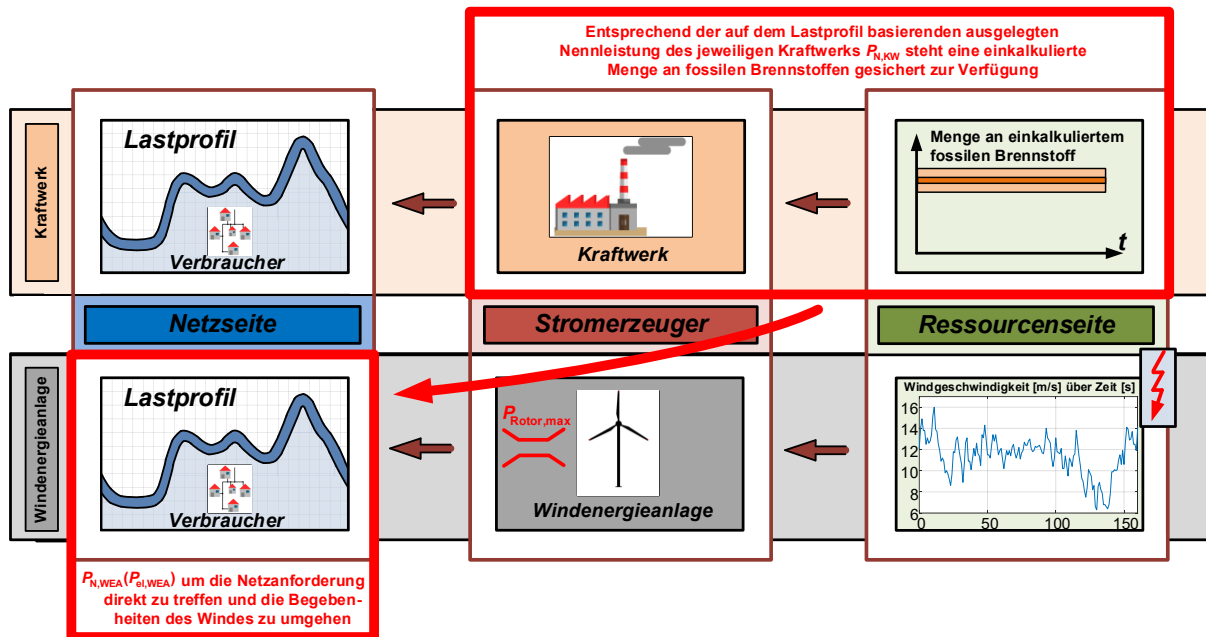
und

$$J_{f,SG} \cdot \dot{\omega}_{f,SG} = m_{A,2} - |m_{el, Netz,2}| \quad \text{für } m_{el, Netz,2} \leq 0 \text{ (da VZS)}. \quad (4.10)$$

Hierbei wird nach Gleichung (2.9) bei der Windenergieanlage die kinetische Energie der rotierenden fiktiven Massenträgheit ausgekoppelt und eine Momentanreserve bereitgestellt. Über die implementierte Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung wird daran anschließend durch Erhöhung des Antriebsmoments  $m_A$  der Abbremsprozess wieder aufgehoben und die Primärreserve aktiviert. Hierfür müssen einige windspezifische Begebenheiten berücksichtigt werden, die im Nachfolgenden näher erläutert sind.

Für eine sinnvolle Auswahl der für die Windenergieanlage resultierenden Nennleistung  $P_{N, WEA}$  ist ein Vergleich mit der Auslegung von konventionellen Kraftwerken erforderlich. Die Abbildung 4.17 stellt den Energiefluss von einem Kraftwerk und einer Windenergieanlage gegenüber [9]. Dieser führt von der zur Stromproduktion verwendeten Ressource bis hin zur Einspeisung in das Stromnetz mit dem von den Verbrauchern angeforderten variablen Leistungsbedarf. Passend zur Nennleistung  $P_{N, KW}$  eines Kraftwerks wird ein ausreichender Vorrat der jeweiligen Energieressource eingeplant (beispielsweise die einkalkulierte Menge an Braunkohle in einem

Braunkohlekraftwerk), die dann gesichert für den gesamten ausgelegten Leistungsbereich mit entsprechend festgelegter maximaler Reserveleistung jederzeit verfügbar ist (siehe Abschnitt 2.2).



**Abbildung 4.17:** Vergleich zwischen der Netz- und Ressourcenseite eines Kraftwerks und einer Windenergieanlage und Darstellung der daraus abgeleiteten Notwendigkeit der Verlagerung der Auslegungsseite

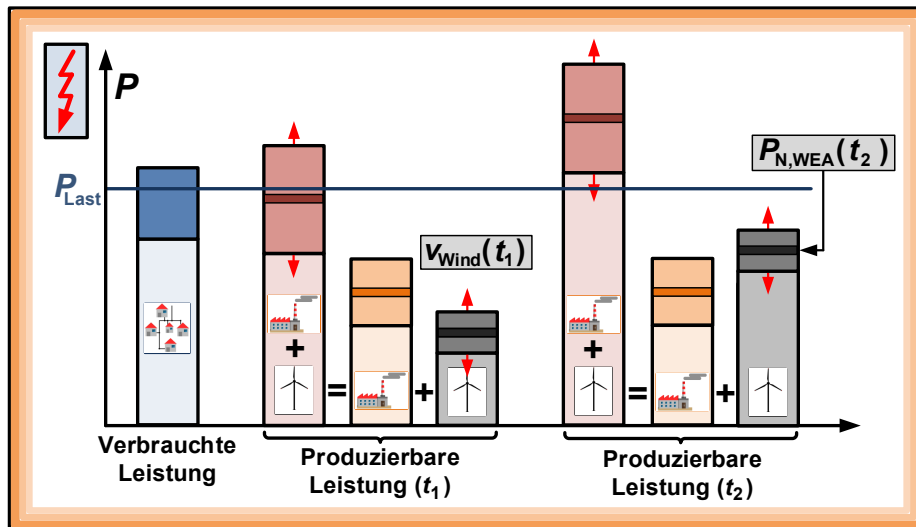
Ein erster Ansatz zur logischen Übertragung dessen auf Windenergieanlagen besteht darin die Nennleistung  $P_{N,WEA}$  weiterhin über die Seite der Ressource, in diesem Fall über den zur Verfügung stehenden Wind, festzulegen. Unter Beachtung der maximal aus dem Wind extrahierbaren Leistung  $P_{Rotor,max}$  und einer festgelegten Reserveleistung  $P_{Reserve}$  wird der daraus resultierende variable Wert der Nennleistung  $P_{N,WEA}$  entsprechend angepasst:

$$P_{N,WEA} = P_{Rotor,max} - P_{Reserve} \cdot \text{⚡} \quad (4.11)$$

Dies würde sich beispielsweise durch eine negative Verschiebung um  $P_{Reserve}$  auf der Y-Achse der die eingespeiste Leistung vorgebenden Generatorkennlinie aus Abbildung 2.31 realisieren lassen. Somit würde sich die ursprüngliche Definition der Nennleistung  $P_{N,WEA}^*$  einer Windenergieanlage verändern. Bisher gibt dieser Wert die im Volllastbereich der Anlage maximal in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{max}$  an (siehe Abschnitt 2.4.3). Entsprechend Gleichung (4.11) wäre die neu definierte Nennleistung  $P_{N,WEA}$  eine windabhängige Größe mit einem diese umschließenden Primärregelband nach den Vorgaben für Kraftwerke (siehe Abbildung 4.18).

Im Gegensatz zu großen Kraftwerken wird es für Windenergieanlagen erforderlich, dass diese mit den sich ändernden Bedingungen auf der Lastseite und den nun zusätzlich auftretenden Variationen der Ressourcenseite adäquat betrieben werden. Die schnell veränderlichen, unvorhersehbaren Windgeschwindigkeiten würden jedoch in einer stark variierenden Nennleistung  $P_{N,WEA}$  resultieren. Daher würde sich ebenso das Primärregelband innerhalb kürzester Zeit immens im potentiellen Leistungsbereich der Windenergieanlage verschieben, was im Verbundbetrieb zu einer unkoordinierten Leistungseinspeisung führt [9].





**Abbildung 4.18:** Verbrauchte und produzierbare Leistungen im *Netzzustand 2* für zwei verschiedene Windgeschwindigkeiten bei Anwendung einer windabhängigen Nennleistung und Herausstellung des negativen Effekts dieser auf die Netzstabilität

Somit können sich die Nennleistung  $P_{N,WEA}$  und die durch die Last geforderte und von der jeweiligen Windenergieanlage in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{el,WEA}$  in großem Maße unterscheiden. Es wäre demnach nicht einmal mehr gewährleistet, dass die geforderte Leistung der Verbraucher  $P_{Last}$  im resultierenden Primärregelband enthalten ist (siehe Zeitpunkt  $t_2$  in Abbildung 4.18), so wie dies zum Zeitpunkt  $t_1$  noch der Fall war. Die im Verbundbetrieb resultierende Netzfrequenz  $\omega_{el,soll,KW} = \omega_{el,soll,WEA}$  könnte dann unter Betrachtung von Gleichung (2.10) beziehungsweise (4.12) unnötigerweise stark von 50 Hz abweichen, womit sich sogar ein negativer Effekt auf die Netzstabilität einstellen würde.

Aufgrund der Unabhängigkeit zwischen den auftretenden Last- und Windänderungen ist die in Abschnitt 2.2 vorgestellte vorherige Auslegung großer Kraftwerke gemäß der ungefähr bekannten Leistungsforderung des Netzes nun nicht mehr vorhanden. Einhergehend mit der viel höheren Anzahl an installierten Windenergieanlagen mit einer deutlich geringeren Leistungsklasse als derer großer Kraftwerke wird ein genauer Überblick über die jeweils abrufbare Windleistung an den jeweiligen Standorten zu einzelnen Zeitpunkten viel zu komplex. Dadurch ist ein koordiniertes Zu- und Abschalten von Windenergieanlagen zusätzlich zu Kraftwerken, in Übereinstimmung mit einem zuvor entwickelten Fahrplan für die entsprechende Lastverteilung (siehe Abbildung 2.5), nicht mehr umsetzbar [9]. All diese Faktoren zusammengenommen machen deutlich, dass eine windabhängige Nennleistung  $P_{N,WEA}$  nach Gleichung (4.11) keine Netzstabilität gewährleistet. Die Windenergieanlage muss zukünftig in der Lage sein die variable Last mit der sich unvorhersehbar ändernden Ressource Wind so gut wie möglich zu vereinen, um somit ein Bindeglied hierfür darzustellen.

Für die weiteren Betrachtungsweisen sollte zudem berücksichtigt werden, dass die Windgeschwindigkeit als eine für die Regelung der Windenergieanlage relevante Messgröße nur bedingt geeignet ist, was auch der Anlass für die beim gängigen MPPT-Verfahren (siehe Abschnitt 2.4.3) eingesetzte Generatorkennlinie ist. Dies ist vor allem dadurch begründet, dass nur ungenau messbare Windgeschwindigkeiten und besonders die ungleichmäßig auftretende Windverteilung entlang der Rotorfläche (Windfeld) eine exakte Bestimmung der aktuellen Windleistung unmöglich machen. Darüber hinaus ist die Ausstattung mit entsprechender Sensorik sehr kostenintensiv.

Aufgrund der soeben aufgeführten, sich bei Windenergieanlagen ergebenden Problemstellungen wird nun entgegen der Auslegung von Kraftwerken eine variable, netzabhängige Definition der Nennleistung  $P_{N, WEA}$  für Windenergieanlagen verwendet [9]. Wie in Abbildung 4.1 dargestellt, ergibt sich die Nennleistung  $P_{N, WEA}$  dabei direkt aus der um die Zeitkonstante  $T_T$  verzögerten, aktuell in das Netz gespeisten Wirkleistung  $P_{el, WEA}$ . Hierdurch wird es möglich, dass sich die jeweiligen Nennleistungen der Windenergieanlagen  $P_{N, WEA}(P_{el, WEA})$  im Verbundbetrieb wieder an die geforderte Leistung der Verbraucher anpassen, da die Anlagen genau diese Leistung einspeisen.

Entsprechend der implementierten Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung nach Abbildung 4.1 ergibt sich der einzuregelnde Drehzahlswert des fiktiven Generators der Windenergieanlage in der unnormierten Darstellungsform in Analogie zu Gleichung (2.10) zu

$$\omega_{el, soll, WEA} = \omega_{Netz, N} + \beta_{P, WEA} \cdot (P_{el, WEA} - P_{N, WEA}) \quad \text{für} \quad \beta_{P, WEA} < 0. \quad (4.12)$$

Da nun im Gegensatz zur festen Nennleistung  $P_{N, KW}$  eines Kraftwerks für die Windenergieanlage die variable Nennleistung  $P_{N, WEA}$  gewählt wurde (siehe Abbildung 4.1), wird für den Wert, auf den normiert wird, die ursprüngliche Definition der Nennleistung, also die Maximalleistung  $P_{max}$ , herangezogen. Daher resultiert der aus Gleichung (4.12) abgeleitete normierte Drehzahlswert einer Windenergieanlage in

$$\frac{\omega_{el, soll, WEA}}{\omega_{Netz, N}} = \frac{\omega_{Netz, N}}{\omega_{Netz, N}} + \beta_{P, WEA, 0} \cdot \left( \frac{P_{el, WEA}}{P_{max}} - \frac{P_{N, WEA}}{P_{max}} \right) \quad \text{mit} \quad \beta_{P, WEA, 0} = \beta_{P, WEA} \cdot \frac{P_{max}}{\omega_{Netz, N}} = -0,05. \quad (4.13)$$

## 4.2.2 Validierung und Herausstellung des frequenzstabilisierenden Verhaltens

Die zum Stromnetz durch Kopplung von Kraftwerk und Windenergieanlage über einer gemeinsamen Last nach Abbildung 4.16 gehörenden Messergebnisse sind in Abbildung 4.19 aufgeführt. Die Auslegung des Kraftwerks, hier noch einmal explizit als *AUSLEGUNG A* bezeichnet, entspricht dabei weiterhin der von *Kraftwerk 1* aus Tabelle 2.1 und die der Windenergieanlage der von Tabelle 2.2 und Tabelle 3.3. Die zugehörigen Simulationsergebnisse von Abbildung 4.20 weisen eine hohe Übereinstimmung mit den erzielten Messergebnissen auf. Es zeigt sich daher, dass das angedachte Prüfstandskonzept nach Abbildung 3.2 korrekt umgesetzt wurde und auch die in Abschnitt 3.2.1 beschriebene Vernachlässigung der *Zuleitung 2* durch deren ohnehin gering gewählte Impedanz bei den Messergebnissen zu keinen nennenswerten Einschränkungen führt.

Aufgrund der hier im Vergleich zur Windenergieanlage sehr dominant gewählten Parametrierung des Kraftwerks übernimmt dieses im ersten Moment einer Laständerung einen unverhältnismäßig hohen Anteil an der Wirkleistungseinspeisung (beispielsweise zum Zeitpunkt von ungefähr 15 s). Diese Aufteilung ergibt sich aus dem Verhältnis der jeweiligen Zuleitungs- und Statorimpedanzen nach der Stromteilerregel (siehe Abschnitt 2.3.2.1). Der in Abbildung 4.19 aufgeführte Leistungsfluss resultiert aus einer im Bezug zum fiktiven Generator der Windenergieanlage deutlich geringer gewählten Statorreaktanz  $X_d$  des Synchrongenerators vom Kraftwerk. Dies ist an dieser Stelle gut geeignet, um die bestmögliche Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz  $f_0$  durch die Windenergieanlage zu verdeutlichen und anschaulich darstellen zu können.

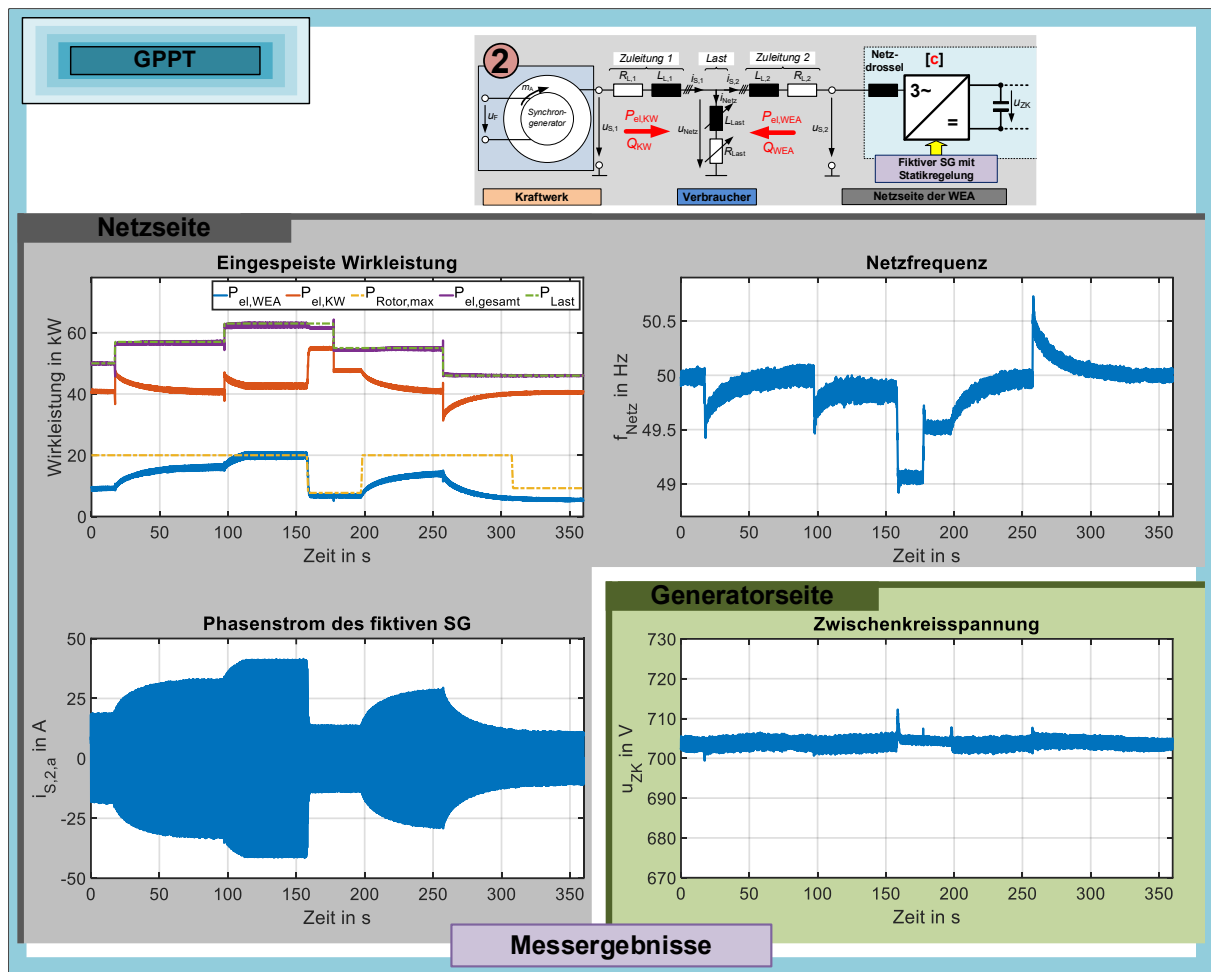


Abbildung 4.19: Messergebnisse zur eingespeisten Leistung von Kraftwerk und Windenergieanlage und resultierende Netzfrequenz (Netzseite der Windenergieanlage) sowie der Zwischenkreisspannung für die AUSLEGUNG\_A

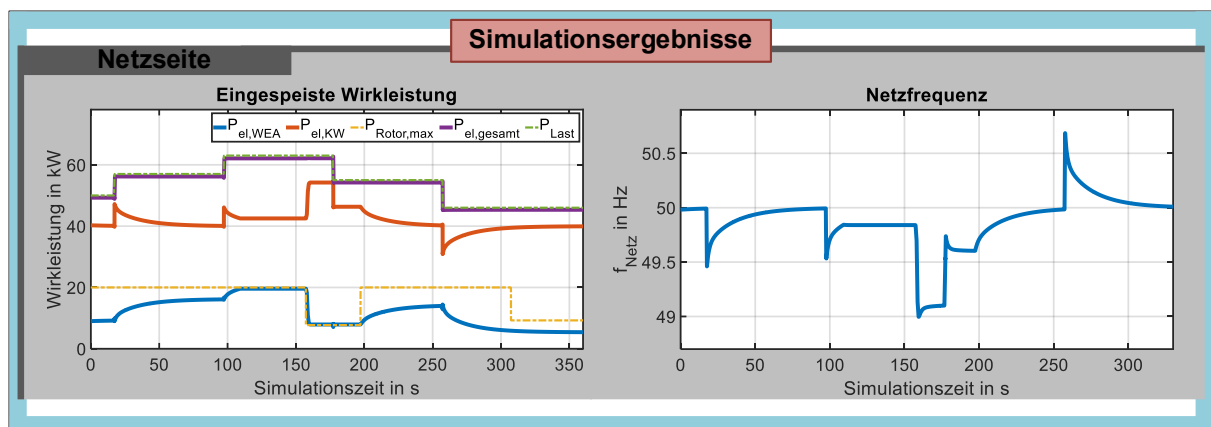
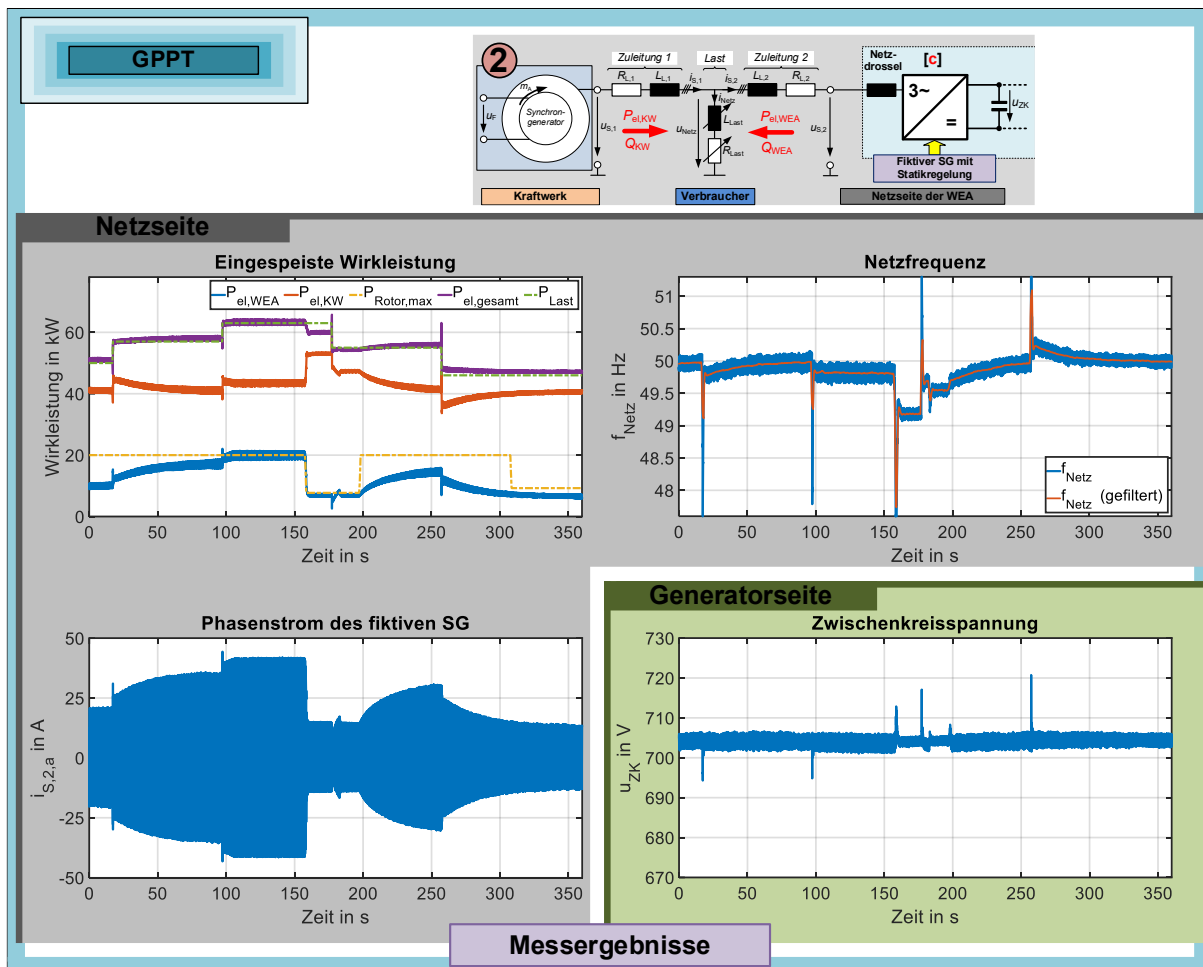


Abbildung 4.20: Mit Abbildung 4.19 korrespondierende Simulationsergebnisse zur eingespeisten Leistung von Kraftwerk und Windenergieanlage und resultierende Netzfrequenz (Netzseite der Windenergieanlage) sowie der Zwischenkreisspannung für die AUSLEGUNG\_A

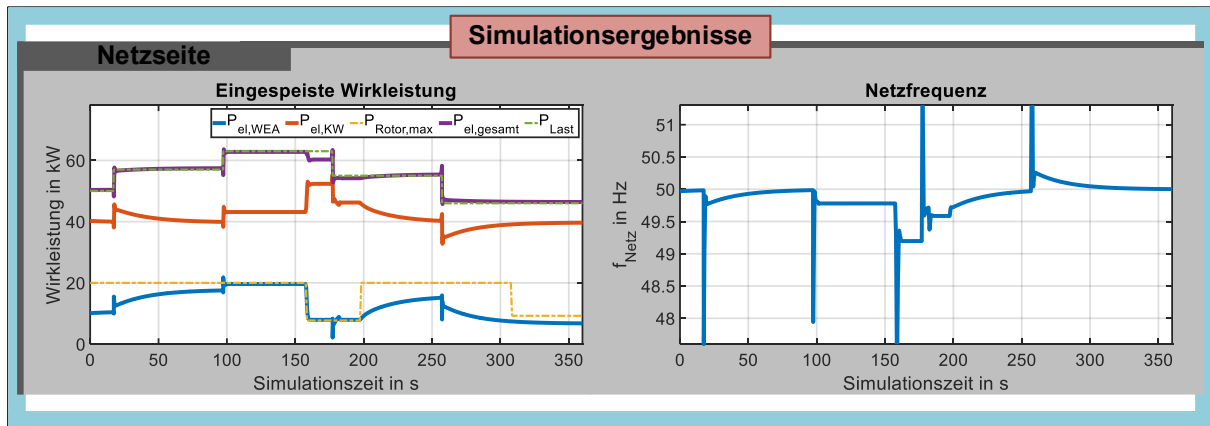
Um zusätzlich auch die kraftwerksäquivalente Einspeisung im ersten Moment nach einer Laständerung deutlicher aufzuzeigen, wurde die Zuleitungsinduktivität  $L_{Z,1}$  sowie die Statorreaktanzen  $X_d$  (und ebenso  $X'_d$  und  $X''_d$ ) des Kraftwerks entsprechend erhöht (hier bezeichnet als

*AUSLEGUNG\_B*). Der dadurch bedingte höhere Spannungsabfall über  $L_{Z,1}$  wurde durch eine adäquate konstante Anhebung des Klemmenspannungswerts  $U_{S, \text{soll}}$  wieder ausgeglichen.

Hierfür zeigt Abbildung 4.21 die Einspeisung von Kraftwerk und Windenergieanlage für das gleich bleibende Last- und Windprofil mit den dabei resultierenden, instantan höheren Leistungsänderungen der Windenergieanlage und größeren kurzzeitigen Sprüngen der Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$ . Diese sind durch die nun im Vergleich zu Abbildung 4.19 im ersten Moment höhere Leistungsauskopplung aus der rotierenden Massenträgheit des fiktiven Generators bedingt. In der hier zum Aufzeigen des Wirkprinzips schematischen Darstellung liegen die resultierenden Werte zwischen minimal 47 Hz und maximal 53 Hz, wobei die Frequenz daran anschließend relativ schnell gestützt wird und sich die über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung festgelegte Einspeisung beider Erzeuger einstellt. Es ist hierbei festzuhalten, dass die Wahl einer geringeren Statorreaktanz des fiktiven Synchrongenerators zum ähnlichen gewünschten Verhalten führen würde und dieses keineswegs nur aus einer idealisierten Anpassung der Parametrierung des Kraftwerks und dessen Zuleitung resultiert. Hierdurch wird auch das Zusammenspiel der unterschiedlichen Erzeuger mit Synchrongeneratorverhalten unter Einbezug von deren entfernungsbedingten Zuleitungsimpedanzen verdeutlicht. In Abbildung 4.22 sind die zugehörigen, mit den Messergebnissen übereinstimmenden Simulationsergebnisse aufgeführt.



**Abbildung 4.21:** Messergebnisse zur eingespeisten Leistung von Kraftwerk und Windenergieanlage und resultierende Netzfrequenz (Netzsicht der Windenergieanlage) sowie der Zwischenkreisspannung für eine im Vergleich zu Abbildung 4.19 größere Zuleitungs- und Statorimpedanz des Kraftwerks (*AUSLEGUNG\_B*)



**Abbildung 4.22:** Mit Abbildung 4.21 korrespondierende Simulationsergebnisse zur eingespeisten Leistung von Kraftwerk und Windenergieanlage und resultierende Netzfrequenz (Netzseite der Windenergieanlage) sowie der Zwischenkreisspannung für die *AUSLEGUNG\_B*

Aus beiden vorgestellten Messungen und zugehörigen Simulationsergebnissen ist zu erkennen, dass das Netz bei auftretenden Laständerungen stabil betrieben wird. Die geforderte Leistung der Verbraucher  $P_{Last}$  wird von den zwei elektrischen Erzeugern unter Berücksichtigung leichter Übertragungsverluste in Summe bereitgestellt (siehe Abbildung 4.19 beziehungsweise Abbildung 4.21 oben links):

$$P_{Last} \approx P_{el,gesamt} = P_{el,KW} + P_{el,WEA} \quad (4.14)$$

Die Netzfrequenz  $f_{Netz}$  weicht zwar deutlich stärker als in der Realität von der nominalen Frequenz  $f_{Netz,N}$  ab, jedoch wird das gewünschte Verhalten und der Verlauf in dem hier angenommenen Wertebereich angemessen aufgezeigt und schematisch korrekt dargestellt. Die hier im Verhältnis zur installierten Erzeugerleistung unrealistisch hoch gewählten Laständerungen dienen zunächst ausschließlich dazu das implementierte Prinzip zu validieren und verdeutlichen dies so besser. Fallen die Laständerungen entsprechend geringer aus oder sind mehr Windenergieanlagen vorhanden, verbleibt die Netzfrequenz innerhalb der im europäischen Verbundsystem nach [59] im Normalbetrieb auftretenden Schwankungen von  $\pm 20$  mHz um  $f_{Netz,N} = 50$  Hz.

Ergänzend hierzu ist der zugehörige in das Netz fließende Phasenstrom  $i_{S,2,a}$  dargestellt. Weiterhin ist aus dem Messergebnis in Abbildung 4.19 und Abbildung 4.21 (unten rechts) zu erkennen, dass die Zwischenkreisspannung  $u_{ZK}$  über den Regeleingriff am generatorseitigen Umrichter durchgehend beim gewünschten Wert von 700 V gehalten wird. Wie die bei der Belastung durch die Anforderung vom Netz benötigte Leistung hierfür entsprechend aus dem Wind entnommen wird, ist dann in Abschnitt 4.3 aufgeführt.

Auf eine Laständerung folgend wird zunächst die Momentan- und anschließend die Primärreserve in Analogie zum Verhalten eines (Primärregel-)Kraftwerks von der Windenergieanlage bereitgestellt. Weiterhin sorgt das darauf zeitlich folgende Einspeiseverhalten der Windenergieanlage dafür, dass zusätzlich die nominale Netzfrequenz  $f_{Netz,N}$ , falls ausreichend extrahierbare Windleistung  $P_{Rotor,max}$  zur Verfügung steht, wiederhergestellt wird. Aufgrund der nun gegebenen Beziehung zwischen der elektrischen Leistung  $P_{el,WEA}$  und der Nennleistung  $P_{N,WEA}$  erreicht der Frequenzsollwert  $\omega_{el,soll,WEA}$  nach einer gewissen Zeit den nominalen

Wert der Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}, N}$  (siehe Gleichung (4.12)). Die stationär einheitliche Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}}$  fordert für jeden Erzeuger einheitliche Frequenzsollwerte für die zur Statikregelung gehörende Drehzahlregelung ( $\omega_{\text{Netz}} = \omega_{\text{el, soll, KW}} = \omega_{\text{el, soll, WEA}}$ ). Unter Berücksichtigung von Gleichung (2.10) und (4.12) führt dies dazu, dass die Windenergieanlage gezwungen ist die gesamte Reserveleistung des Kraftwerks nach einer Laständerung zusätzlich zu übernehmen und dadurch dessen Einspeisung ebenso auf die Nennleistung  $P_{N, KW} = P_{\text{el, KW}} = 40 \text{ kW}$  zurückzuführen (siehe Abbildung 4.19 beziehungsweise Abbildung 4.21 im Zeitbereich von 0 s bis 110 s und von 195 s bis 360 s) [9], [33], [53]. Demzufolge stellt die Windenergieanlage zusätzlich eine Sekundärreserve bereit und erfüllt damit ergänzend die Aufgabe aktueller Regelkraftwerke (siehe Abschnitt 2.3.2.3), was dahingehend notwendig wird, dass auch diese im Zuge der Energiewende ersetzt werden müssen.

Aus der entwickelten Struktur der Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung nach Abbildung 4.1 ergibt sich dabei nach einer über die Zeitkonstante  $T_r$  definierten Zeitdauer die Regelungsstruktur aus Abbildung 2.18 mit einem dem einzelnen Regelkraftwerk direkt zugeordneten Netzregler. Der Unterschied für Windenergieanlagen besteht nun darin, dass diese bei einer Vielzahl dann nicht mehr an einen einzelnen zentralen Netzregler gebunden sind, sondern jeweils ein eigener dezentraler Netzregler entsteht (siehe Abschnitt 5.4).

Durch Variation der Zeitkonstante  $T_r$  kann die Übergangszeit zwischen dem Verhalten der Windenergieanlage als (Primärregel-)Kraftwerk zum Regelkraftwerk angepasst und somit die Geschwindigkeit, in der die nominale Netzfrequenz (bestmöglich) wiederhergestellt wird, für eine wirksamere Netzstützung beeinflusst werden. Hierbei ist entscheidend, dass die stabilisierende Wirkung der Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung im Verbundbetrieb mehrerer Windenergieanlagen beibehalten wird. Dafür ist eine ausreichend große Zeitkonstante  $T_r$ , die nach einer Laständerung zeitlich nicht sofort auf den Frequenzsollwert  $\omega_{\text{el, soll, WEA}} = \omega_{\text{Netz}, N}$  (siehe Abbildung 4.1) führt, notwendig. Hierdurch wird ein unkoordiniertes Einspeisen, welches sonst durch die unterschiedlichen maximalen Leistungsgradienten der einzelnen Erzeuger resultieren würde, unterbunden (siehe Abschnitt 5.1 für eine ausführlichere Erläuterung). Aus den genannten Gründen ist daher ein Wertebereich für die Zeitkonstante  $T_r$  einzuhalten, der zwischen einigen Sekunden und, in Anbetracht der Anforderung an Regelkraftwerke zur Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz nach maximal 15 Minuten (siehe Abschnitt 2.3.2.3), mehreren Minuten liegt. Je nach gegenwärtiger Netzsituation ist  $T_r$  im Betrieb fortlaufend anpassbar. Für die in dieser Arbeit produzierten Messergebnisse wurde ein Wert von  $T_r = 6 \text{ s}$  gewählt.

Weiterhin ist es wichtig zu berücksichtigen, dass die aktuell maximal zur Verfügung stehende Windleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  nach Gleichung (2.39) logischerweise immer die in das Netz gespeiste Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$  begrenzt [9], [33]. Darüber hinaus soll die Windenergieanlage keine Leistung aufnehmen, um somit nicht als ein elektrischer Verbraucher zu wirken. Aufgrund dessen werden folgende Grenzwerte für das fiktive Antriebsmoment  $m_A$  beziehungsweise des durch die Turbine einzustellenden Wertes von  $m_{A, \text{soll}}$  unter Einbezug der maximalen Antriebsleistung  $P_{A, \text{max}}$  und mechanischen Drehzahl  $\omega_{f, \text{SG}}$  des fiktiven Generators festgelegt:

$$m_{A, \text{min}} = 0 \quad \text{und} \quad m_{A, \text{max}} = \frac{P_{A, \text{max}}}{\omega_{f, \text{SG}}} \quad \text{für} \quad P_{A, \text{max}} = P_{\text{Rotor, max}} \cdot \quad (4.15)$$

Wegen der dabei möglichen andauernden Regelabweichung wird wieder der PI-Regler mit Stellgrößenbegrenzung nach Abbildung 2.33 verwendet. Die dort allgemein aufgeführten Größen lauten für den hier eingesetzten Drehzahlregler des fiktiven Generators entsprechend Abbildung 4.1

$$\begin{aligned} w_{\text{stell}} &= m_{A, \text{soll}} ; & y_{\text{soll}} &= \omega_{\text{el, soll, WEA}} = \omega_{\text{Netz, N}} + \Delta\omega_{\text{el}} ; & y_{\text{ist}} &= \omega_{\text{el, f.SG}} ; \\ w_{\text{stell, max}} &= m_{A, \text{max}} ; & w_{\text{stell, min}} &= m_{A, \text{min}} . \end{aligned} \quad (4.16)$$

Hierbei ist  $m_{A, \text{max}}$  nach dem in (4.15) aufgeführten Zusammenhang variabel und somit kein konstanter Wert mehr.

Da der fiktive Generator netzseitig durch Einregelung der aus dem Generatormodell ausgegebenen Sollstatorströme durchgängig wirken muss, erfolgt dieser leistungsbegrenzende Eingriff daher indirekt über dessen Stellgröße und nicht durch eine entsprechende direkte Stromsollwertvorgabe für die Stromregelung. Voraussetzung für eine ausreichend schnelle Wirksamkeit hierfür ist ein verhältnismäßig geringer Wert für die Turbinenzeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$ , worauf in Abschnitt 4.4.5 detailliert eingegangen wird.

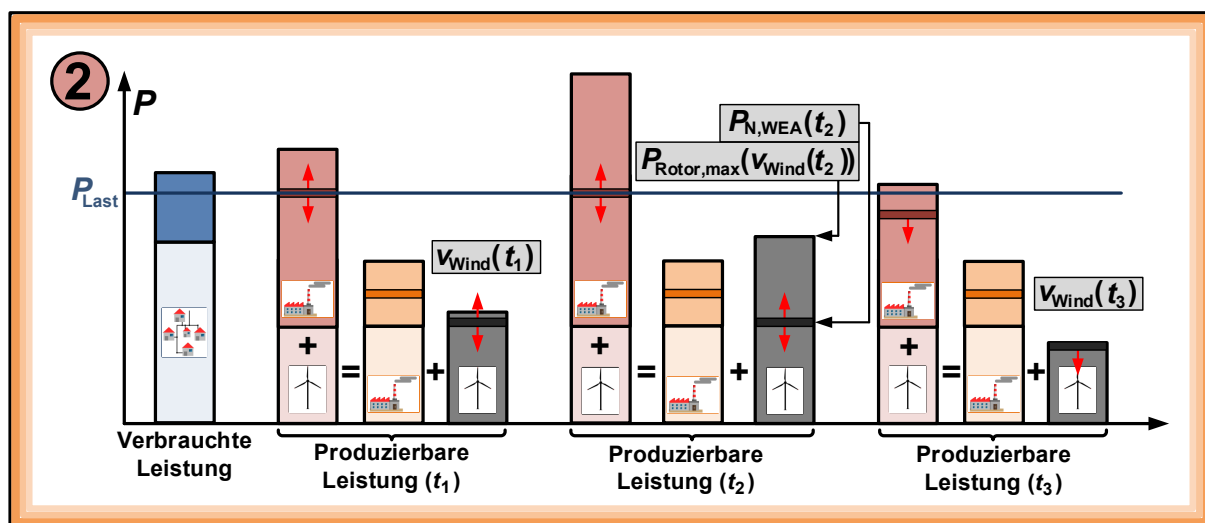
Die aktuell maximal zur Verfügung stehende Antriebsleistung  $P_{A, \text{max}}$  ergibt sich gemäß dem Ausdruck in (4.15), aufgrund des in diesem sowie dem nachfolgenden Abschnitt 4.3 zunächst getrennt betrachteten und untersuchten Wirkleistungsflusses vom Rotor zum Netz, an dieser Stelle noch ausschließlich aus der maximal extrahierbaren Windleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$ . Über die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung in Abbildung 4.1 erfolgt jedoch eine Stützung einer eingebrochenen Netzspannung  $U_{\text{S}}$  durch eine Erhöhung des Blindstroms  $I_{\text{B, WEA}}$ . In diesem Fall wird der zusätzliche Einbezug einer Wirkleistungsreduzierung zur Vermeidung eines dann möglicherweise auftretenden Überstroms notwendig. Dies erfolgt anhand einer übergeordneten Begrenzung der Antriebsleistung  $P_{A, \text{max}}$  durch  $P_{\text{IS, max}}$  und wird in Abschnitt 4.5.2 näher betrachtet [33].

Zur Ermittlung der höchstens verfügbaren Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  wird sich dem bewährten Prinzip von konventionellen, nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Anlagen ohne eine notwendige Windmessung gemäß Abschnitt 2.4.3 bedient. Die sich anhand der in Abbildung 2.31 dargestellten Generatorkennlinie durch Messung der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  ergebende maximale Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  dient nun allerdings nicht mehr zwingend als der beim MPPT-Verfahren einzustellende Leistungssollwert ( $P_{\text{el, WEA}} = P_{\text{Rotor, max}}$ ), sondern wirkt entsprechend des Zusammenhangs von (4.15) ausschließlich begrenzend (siehe Abbildung 4.1). Dieser begrenzend Eingriff ist in Abbildung 4.19 und Abbildung 4.21 im Zeitbereich von 110 s bis 195 s zu erkennen. Die Windenergieanlage wird hier im Arbeitspunkt mit aktuell bestmöglicher netzstabilisierender Einspeisung betrieben ( $P_{\text{el, WEA}} = P_{\text{Rotor, max}}$ ), jedoch kann die nominale Netzfrequenz  $f_{\text{Netz, N}}$  trotzdem nicht vollständig wiederhergestellt werden. Das Kraftwerk muss daher eine zusätzliche Regelreserve zur Verfügung stellen ( $P_{\text{el, KW}} > P_{\text{N, KW}}$ ). Für den umgekehrten Fall, bei dem die Lastleistung geringer ist als die Nennleistung des Kraftwerks ( $(P_{\text{el, KW}} = P_{\text{Last}}) < P_{\text{N, KW}}$ ), liegt die Netzfrequenz oberhalb von  $f_{\text{Netz, N}}$  und die Windenergieanlage speist gar nichts ein ( $P_{\text{el, WEA}} = 0 \text{ W}$ ).

Zusammengefasst arbeitet die Windenergieanlage nach dem Prinzip immer das einzuspeisen was von der Last beziehungsweise den Verbrauchern gefordert wird, wobei sie durch die maximale Rotorleistung beziehungsweise den Grenzwert 0 W limitiert wird:

$$0 \text{ W} \leq P_{\text{el, WEA}} \leq P_{\text{Rotor, max}} \cdot \quad (4.17)$$

Wie in Abbildung 4.23 zu den dort aufgeführten Zeitpunkten  $t_1$  und  $t_2$  illustriert, kann die Windenergieanlage diesen gesamten Leistungsbereich, ohne die Notwendigkeit einer nur ungenau möglichen Messung der Windgeschwindigkeit, durchfahren und direkt den Wert anvisieren, der eine Laständerung exakt ausgleicht ( $P_{\text{el, WEA}} = \Delta P_{\text{Last}}$ ). Somit entspricht die Summe der Nennleistungen vom Kraftwerk und der Windenergieanlage stationär direkt der insgesamt geforderten Leistung der Last und auch der eingespeisten Leistung ( $P_{\text{Last}} = P_{\text{N, gesamt}} = P_{\text{el, gesamt}}$ ), weshalb dann auch die nominale Netzfrequenz  $f_{\text{Netz, N}}$  resultiert [9]. Ausgenommen hiervon ist der Zeitpunkt  $t_3$ , an dem zwar die maximale und damit bestmöglich netzstabilisierende Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$  eingespeist wird, jedoch die Laständerung aufgrund zu wenig vorhandener Windleistung nicht komplett von der Windenergieanlage übernommen werden kann.



**Abbildung 4.23:** Verbrauchte und produzierbare Leistungen im *Netzzustand 2* für drei verschiedene Windgeschwindigkeiten bei Anwendung einer variablen netzbezogenen Nennleistung

Anders ausgedrückt bedeutet diese lastabhängige Einspeisung, dass die Windenergieanlage innerhalb der Leistungsgrenzen nach (4.17) solange ihre Wirkleistung erhöht, wie die Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$  unter dem nominalen Wert von 50 Hz liegt und umgekehrt die Leistung immer weiter reduziert für den Fall, dass die Netzfrequenz sich oberhalb von 50 Hz befindet. Bei Betrachtung der Windenergieanlage als einen einzelnen kleinen Erzeuger mit einer verhältnismäßig sehr geringen Leistungsklasse innerhalb eines großen Stromnetzes hat die Einspeisung eine nur noch verschwindend geringe Auswirkung auf die Netzgrößen Frequenz und Spannung, sodass die Windenergieanlage wie das Kraftwerk in Abbildung 2.8 an ein starr wirkendes Netz angeschlossen ist. Die Windenergieanlage speist dann immer die maximal mögliche Leistung  $P_{\text{el, WEA}} = P_{\text{Rotor, max}}$  ein, wenn die Netzfrequenz unterhalb und gar nichts ( $P_{\text{el, WEA}} = 0 \text{ W}$ ) wenn die Netzfrequenz oberhalb von 50 Hz liegt.

Es ist festzuhalten, dass die Windenergieanlage die verschiedenen Aufgaben und Einsatzzwecke von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken übernimmt, da sie ihren kompletten Leistungsbereich durchfahren und bei der erforderlichen Leistungseinspeisung verweilen kann. Weiterhin werden die verschiedenen, für einen stabilen Netzbetrieb notwendigen Regelreserven bereitgestellt.



Ausgehend vom Verfahren der maximalen Windleistungsentnahme nach Abschnitt 2.4.3 (MPPT: *Maximum Power Point Tracking*) wird für die entwickelte netzstabilisierende Betriebsweise in Anlehnung an das gezeigte Einspeiseverhalten der Windenergieanlage die Bezeichnung GPPT (*Grid-demanded Power Point Tracking*) eingeführt. Die sich hierbei ergebenden rotorseitigen Arbeitspunkte auf dem CP-Kennlinienfeld sind im nachfolgenden Abschnitt erläutert. Die durch den generatorseitigen Umrichter erfolgende Zwischenkreisspannungsregelung verbindet dabei die netzseitige Einspeisung der Windenergieanlagen mit dessen Generator- und Windrotorleistung. Der kurzzeitig als Energiepuffer dienende Zwischenkreiskondensator ermöglicht überhaupt erst die sofortige Bereitstellung der Momentanreserve. Diese resultiert dann anschließend durch des sich über die Regelung nach höchstens einigen 100 ms (siehe Einregelzeiten in Abbildung 4.14 und Abbildung 4.15) vollständig angleichenden elektrischen Generatormoments  $m_{el, PMSG}$  aus der kinetischen Energie und aerodynamisch günstigen Effekten des Windrotors (siehe Abschnitt 4.4).

### 4.3 Wirkleistungsfluss aus Sicht des Windes

In Abschnitt 2.4.3.2 wurde aufgezeigt, dass sich die auf dem CP-Kennlinienfeld des Windrotors einstellenden Arbeitspunkte durch Kombination des aus der Generatorkennlinie resultierenden elektrischen Generatormoments  $m_{el, PMSG}$  und dem Pitcheingriff (Regelung auf Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  mit Reglerbegrenzung auf niedrigsten Pitchwinkel  $\beta_{min}$ ) ergeben. Davon ausgehend werden im Nachfolgenden die nun beim GPPT-Verfahren resultierenden möglichen Rotorarbeitspunkte hergeleitet und die damit korrekte Nachstellung der eingespeisten Wirkleistung durch die extrahierte Windleistung experimentell aufgezeigt.

#### 4.3.1 Resultierende Arbeitspunkte des Windrotors

Unter Vernachlässigung der auftretenden Verluste entspricht die Generatorleistung  $P_{el, PMSG}$  stationär der nach (4.17) nun lastabhängig eingespeisten Leistung  $P_{el, WEA}$ . Das resultierende, auf die Rotorseite des Getriebes bezogene Generatormoment  $m'_{el, PMSG} = m_{el, PMSG} \cdot n_{Getriebe}$  nimmt daher nun einen veränderten Wertebereich als beim MPPT-Verfahren, bei dem in jedem Fall  $P_{el, WEA} = P_{Rotor, max} = P_{el, PMSG}$  gilt, an. Dadurch erweitert sich bei äquivalenter Pitchregelung (siehe Abbildung 2.29 und Abbildung 4.1) der mögliche Arbeitsbereich auf dem CP-Kennlinienfeld [33]. Es gelten stationär die Zusammenhänge

$$P_{el, PMSG} = m'_{el, PMSG} \cdot \omega_{Rotor} \quad \text{und} \quad P_{el, WEA} = m_{el, Netz} \cdot \omega_{f.SG} \quad (4.18)$$

und somit folgt unter der Bedingung einer geregelten Zwischenkreisspannung

$$P_{el, PMSG} = P_{el, WEA} \quad \Rightarrow \quad m'_{el, PMSG} = \frac{P_{el, WEA}}{\omega_{Rotor}}. \quad (4.19)$$

Es ist an dieser Stelle zum besseren Verständnis zu erwähnen, dass die Betriebsweise nach Abbildung 2.29 ebenso funktionieren würde, wenn man die Funktionsweise des netz- und generatorseitigen Umrichters vertauscht. Ähnlich wie beim entwickelten GPPT-Verfahren aus

Abbildung 4.1 wird dann die Leistung über den netzseitigen Umrichter eingestellt und der generatorseitige Umrichter regelt die Zwischenkreisspannung. Hieraus resultiert jedoch kein Unterschied im elektrischen Generatormoment  $m_{el, PMSG}$  beziehungsweise  $m'_{el, PMSG}$ .

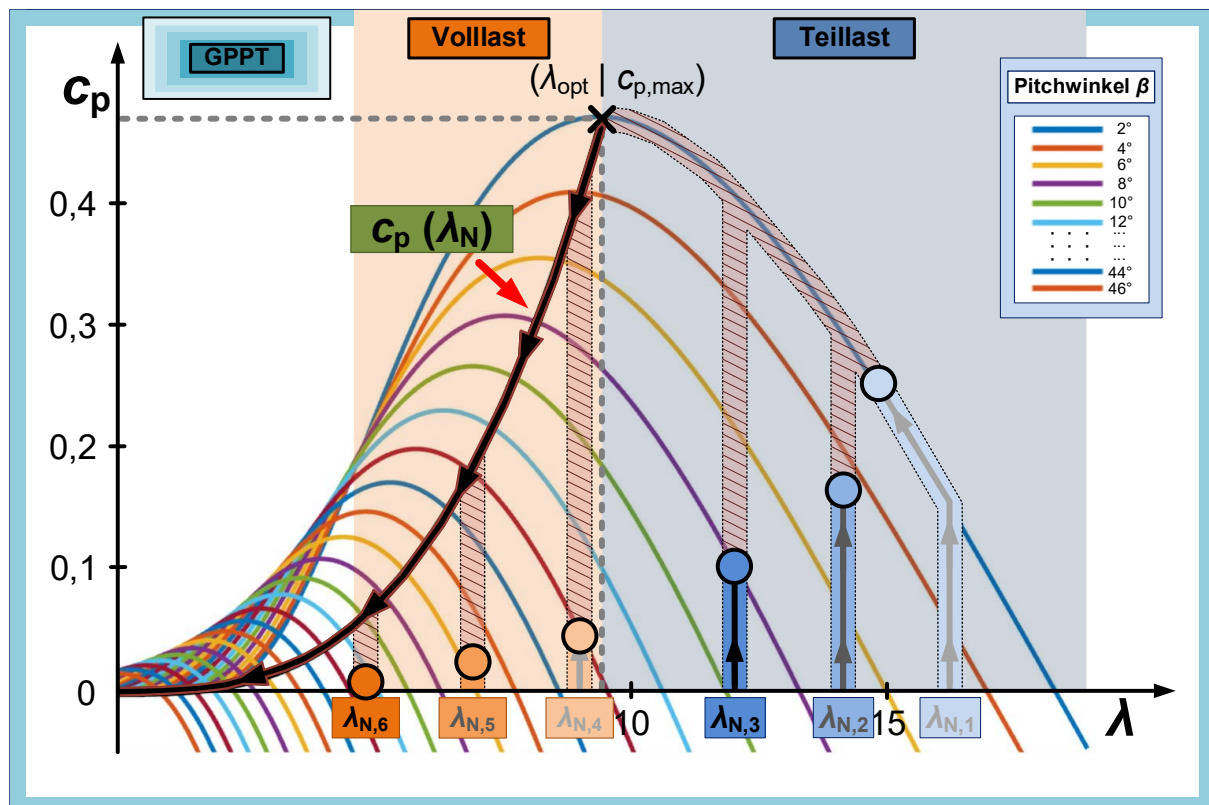
Genauso wie beim MPPT-Verfahren muss das Rotormoment  $m_{Rotor}$  das eingestellte elektrische Generatormoment  $m_{el, PMSG}$  stationär ausgleichen. Der hierfür zu Grunde liegende Zusammenhang aus Gleichung (2.42) ist in Gleichung (4.20) zur direkten Übersicht noch einmal aufgeführt:

$$J_{Rotor} \cdot \dot{\omega}_{Rotor} = m_{Rotor} - m'_{el, PMSG} \quad (4.20)$$

In Abbildung 4.24 sind die aus der zusätzlichen Lastanforderung  $\Delta P_{Last, 1}$  mit der sich daraus ergebenden eingespeisten Leistung  $P_{el, WEA, 1}$  resultierenden Rotorarbeitspunkte auf dem CP-Kennlinienfeld illustriert. Hierbei werden die gleichen Schnelllaufzahlen  $\lambda_{N, 1}$  bis  $\lambda_{N, 6}$  bei Nennrotordrehzahl von (2.43) und (2.49) entsprechend

$$\lambda_{N, i} = \frac{\omega_{Rotor, N} \cdot R_{Rotor}}{v_{Wind, i}} \quad \text{mit} \quad v_{Wind, i} < v_{Wind, i+1} \quad \text{für} \quad i = 1 \dots 6 \quad (4.21)$$

im Teil- und Volllastbereich zusammengefasst betrachtet.



**Abbildung 4.24:** Auf dem CP-Kennlinienfeld im Teil- und Volllastbetrieb resultierende Arbeitspunkte für die von der Last zusätzlich geforderte Leistung  $\Delta P_{Last, 1}$

Der Vergleich mit Abbildung 2.32 und Abbildung 2.34 zeigt, dass nun nicht mehr die Arbeitspunkte mit der maximal möglichen Rotorleistung  $P_{Rotor, max}$  eingestellt werden, sondern unabhängig von der aktuellen Windgeschwindigkeit die aus dem Wind extrahierte Leistung  $P_{Rotor}$

der vom Netz geforderten Leistung  $P_{el, WEA, 1}$  folgt [33]. Logischerweise resultieren hierbei dann für niedrigere Windgeschwindigkeiten höhere Leistungsbeiwerte  $c_p$ . Die jeweils noch darüber hinaus zur Verfügung stehende Leistung, die bei sich erhöhender Leistungsanforderung der Last bereitgestellt werden kann, ist rötlich gestrichelt auf dem CP-Kennlinienfeld eingezeichnet. Dabei unterscheidet sich der Gesamtweg bis in das zugehörige Maximum nicht von dem beim MPPT-Verfahren.

Wie aus Abbildung 4.24 zu erkennen ist, ist die zusätzlich zur Nennleistung des Kraftwerks ( $P_{N, KW} < P_{Last, 1}$ ) stationär von der Last geforderte Leistung  $\Delta P_{Last, 1} = P_{el, WEA, 1} = P_{Rotor}$  so gering, dass zur Einstellung der resultierenden Arbeitspunkte bei den Windgeschwindigkeiten  $v_{Wind, 2}$  und  $v_{Wind, 3}$  im Teillastbereich ein Pitcheingriff erfolgt, der nicht wie beim MPPT-Verfahren immer im minimalen Pitchwinkel  $\beta_{min} = 2^\circ$  resultiert (siehe Abbildung 2.35), sondern bei einem Wert innerhalb des zur jeweiligen Schnelllaufzahl  $\lambda_N$  gehörenden Stellbereichs verbleibt. Für diese Fälle wird dann die Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  auch im Teillastbereich eingestellt.

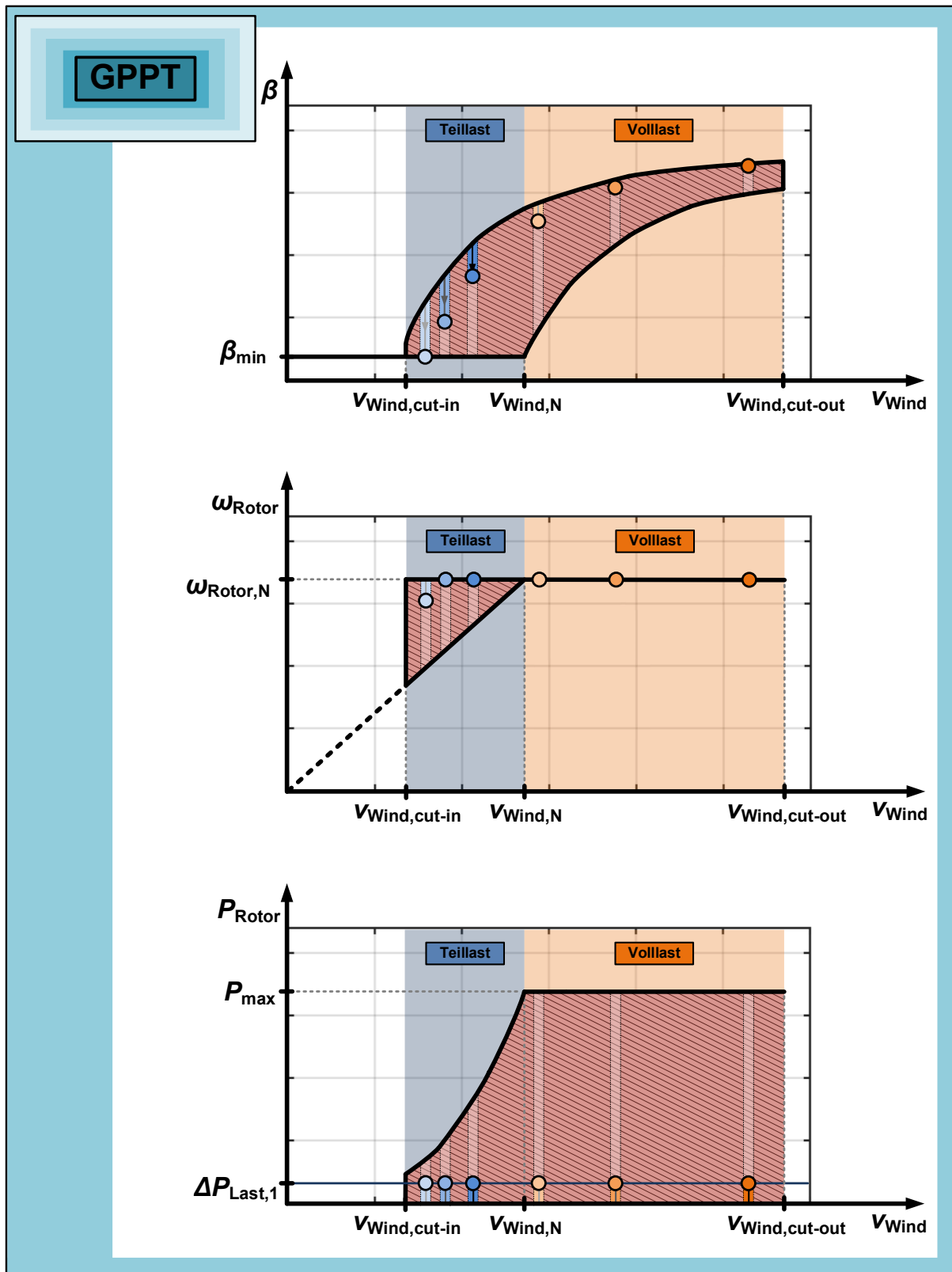
Die Abbildung 4.25 führt die hierbei relevanten Größen der Windenergieanlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit noch einmal getrennt auf. Ausgehend von Abbildung 2.35 sind die erweiterten Arbeitsbereiche (rötlich schraffiert) unter Berücksichtigung der resultierenden Arbeitspunkte von Abbildung 4.24 dargestellt.

Für den zur geringsten Windgeschwindigkeit  $v_{Wind, 1}$  gehörenden Arbeitspunkt ist die Leistungsanforderung  $\Delta P_{Last, 1}$  so hoch, dass hier die Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  beziehungsweise die dazu gehörende Schnelllaufzahl  $\lambda_{N, 1}$  nicht mehr durch eine Verstellung entgegen zunehmend niedrigerer Pitchwinkel gehalten werden kann. Die Stellgröße des als Pitchregler eingesetzten PI-Reglers von Abbildung 2.33 wird wie beim MPPT-Verfahren nach (2.46) auf den niedrigsten Pitchwinkel  $\beta_{min} = 2^\circ$  begrenzt. Der Abbremsprozess erfolgt dadurch solange, bis eine ausgeglichene Bilanz aus elektrischer und mechanischer, dem Wind entnommener Leistung erreicht wurde (siehe Gleichung (4.20)).

Zusätzlich dazu, dass die Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  nun auch im Teillastbereich gehalten werden kann und der Abbremsvorgang nicht zwingend, sondern in Abhängigkeit der von der Last geforderten Leistung  $P_{el, WEA}$  auftritt, wird dann ebenso nicht mehr immer vollständig in das Maximum des CP-Kennlinienfeldes bei  $(\lambda_{opt}|c_{p, max})$  gebremst. Es ergibt sich daher folgender in Abbildung 4.25 dargestellter Wertebereich für die Rotordrehzahl:

$$\frac{\lambda_{opt} \cdot v_{Wind}}{R_{Rotor}} \leq \omega_{Rotor} \leq \omega_{Rotor, N} \cdot \quad (4.22)$$

Aus den in Abbildung 4.24 gekennzeichneten möglichen Arbeitspunkten im Volllastbereich ( $v_{Wind, 4}$  bis  $v_{Wind, 6}$ ) wird ersichtlich, dass hierfür die Nennrotordrehzahl  $\omega_{Rotor, N}$  wie beim MPPT-Verfahren in jedem Fall gehalten wird, da die Verstellung des Pitchwinkels dann immer direkt auf den zugehörigen Leistungsbeiwert  $c_p$  führt. Dieser ergibt sich allgemein aus der aktuellen Windgeschwindigkeit  $v_{Wind}$  und nun zusätzlich aus der variierenden eingespeisten Leistung  $P_{el, WEA}$ . Aufgrund dessen ist der zur Vereinigung dieser beiden Größen notwendige Pitchwinkel  $\beta$  nicht mehr eindeutig nur über  $v_{Wind}$  definiert und es resultiert ein möglicher Stellbereich (siehe Abbildung 4.25).

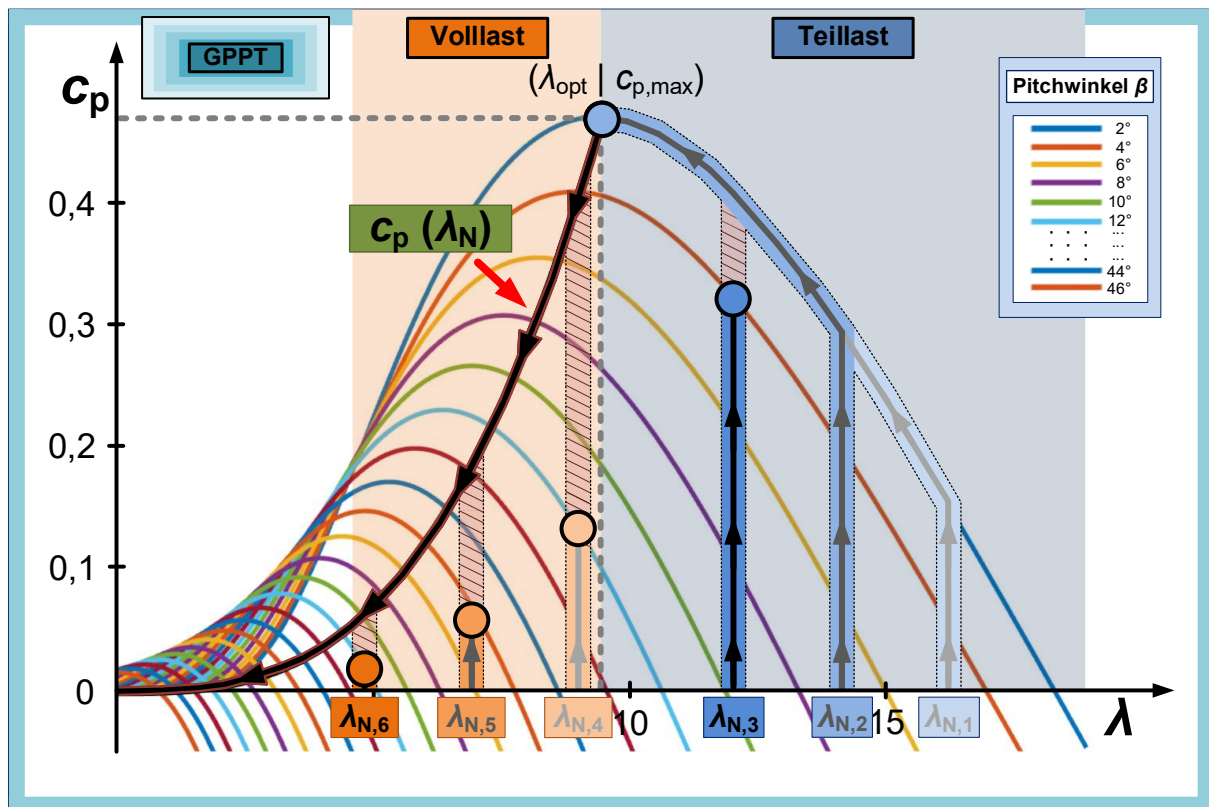


**Abbildung 4.25:** Betriebspunkte im Teil- und Volllastbereich einer nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage mit den in Abbildung 4.24 aufgeführten Arbeitspunkten für die von der Last zusätzlich geforderte Leistung  $\Delta P_{\text{Last, 1}}$

Die bisher betrachtete Laständerung  $\Delta P_{\text{Last, 1}}$  war ausreichend gering, um mit jeder beliebig auftretenden Windstärke  $v_{\text{Wind}}$  im kompletten Bereich zwischen der Ein- und Ausschaltwindgeschwindigkeit die Last vollständig versorgen zu können. Somit wurde die windunabhängige

Leistungsanpassung der Windenergieanlage auf die Lastleistung aufgezeigt. Angenommen die insgesamt geforderte Leistung der Last  $P_{\text{Last}}$  wäre um die Nennleistung des Kraftwerks  $P_{\text{N, KW}}$  reduziert, würde die Windenergieanlage sogar das gebildete Netz aus Abbildung 4.19 beziehungsweise Abbildung 4.21 ohne das zugeschaltete Kraftwerk allein stabil betreiben. Somit können bei zunehmender Anzahl an mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen und ausreichend großen Windstärken konventionelle Kraftwerke entfallen.

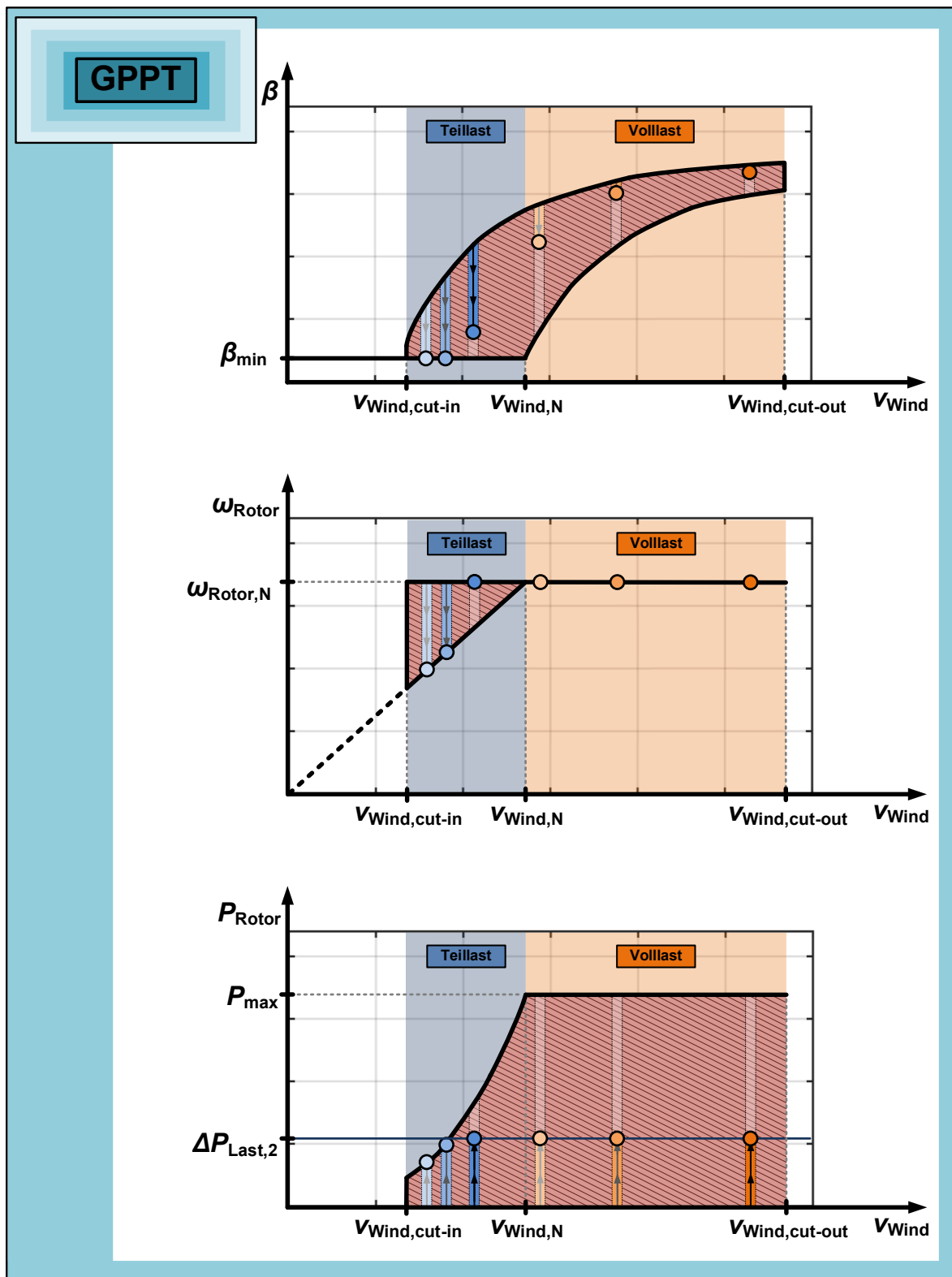
Die theoretisch in das Netz einspeisbare Leistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  erhöht sich mit zunehmender Windstärke wegen des kubischen Zusammenhangs nach Gleichung (2.34) und (2.39) deutlich. Es können dann sehr viel größere Leistungsanforderungen des Netzes bedient werden. Aufgrund dessen wird nun eine im Vergleich zu  $\Delta P_{\text{Last, 1}}$  größere Leistungsänderung der Last  $\Delta P_{\text{Last, 2}}$  betrachtet. Die hierbei resultierenden Arbeitspunkte auf dem CP-Kennlinienfeld sowie der einzelnen relevanten Größen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit sind erneut in Abbildung 4.26 und Abbildung 4.27 innerhalb des gesamten möglichen Arbeitsbereichs des GPPT-Verfahrens aufgeführt.



**Abbildung 4.26:** Auf dem CP-Kennlinienfeld im Teil- und Volllastbetrieb resultierende Arbeitspunkte für die von der Last zusätzlich geforderte Leistung  $\Delta P_{\text{Last, 2}}$

Aus einem Vergleich mit Abbildung 4.24 und Abbildung 4.25 ( $\Delta P_{\text{Last, 2}} > \Delta P_{\text{Last, 1}}$ ) wird ersichtlich, dass die jeweiligen resultierenden Arbeitspunkte nun einen höheren  $c_p$ -Wert als zuvor annehmen und sich somit auf die Leistungsänderung folgerichtig anpassen. Dies resultiert aus der zur erhöhten Leistung  $P_{\text{el, WEA, 2}}$  korrespondierenden Verstellung des Pitchwinkels. Weiterhin ist zu erkennen, dass für die Windgeschwindigkeiten  $v_{\text{Wind, 1}}$  und  $v_{\text{Wind, 2}}$  im Teillastbereich der Anlage nicht ausreichend extrahierbare Windleistung zur Verfügung steht, um die geforderte Leistungsänderung der Last vollständig bereitzustellen ( $\Delta P_{\text{Last, 2}} > P_{\text{Rotor, max}}$ ). In diesem Fall würde die Anlage durch Einspeisung ihrer maximal verfügbaren Leistung

$P_{el, WEA, 2} = P_{Rotor, max}$  bestmöglich netzstabilisierend wirken. Die restliche, fehlende Leistung muss von anderen elektrischen Erzeugern, wie in diesem Fall dem Kraftwerk, über eine entsprechende Regelreserve ( $P_{el, KW} > P_{N, KW}$ ) mit der dadurch resultierenden Netzfrequenz  $f_{Netz} < f_{Netz, N}$  bereitgestellt werden.



**Abbildung 4.27:** Betriebspunkte im Teil- und Volllastbereich einer nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage mit den in Abbildung 4.26 aufgeführten Arbeitspunkten für die von der Last zusätzlich geforderte Leistung  $\Delta P_{Last, 2}$

Es entstehen dabei die gleichen Arbeitspunkte wie beim MPPT-Verfahren, was für  $v_{\text{Wind}, 1}$  und  $v_{\text{Wind}, 2}$  im Teillastbereich bekanntermaßen beim minimalen Pitchwinkel  $\beta_{\text{min}}$  zu einem Abbremsen der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  in das Maximum des CP-Kennlinienfeldes bei  $(\lambda_{\text{opt}} | c_{p, \text{max}})$  führt. Im hier nicht dargestellten Extremfall, nämlich dass die Last durchgängig mehr fordert als die Maximalleistung der Windenergieanlage  $P_{\text{max}}$ , wäre die Leistungseinspeisung stationär für alle Windgeschwindigkeiten äquivalent zu einer nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Anlage ( $P_{\text{el, WEA}} = P_{\text{Rotor, max}}$ ). Ab der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}, 3}$  kann jedoch im betrachteten Beispiel aus Abbildung 4.26 die Laständerung wieder vollständig ausgeglichen und eine zunehmende Reserve für steigende Leistungsanforderungen zurückgehalten werden.

Der rotor- wie auch der netzseitige stationäre Arbeitspunkt der Windenergieanlage ist immer dann erreicht, wenn die geforderte Leistung der Last  $\Delta P_{\text{Last}}$  entweder im Ganzen von der Windenergieanlage übernommen wurde und somit letztendlich die Sekundärreserve komplett bereitgestellt ist ( $f_{\text{Netz}} = f_{\text{Netz, N}}$ ) oder die Windenergieanlage in ihrer Leistungsbegrenzung operiert ( $f_{\text{Netz}} \neq f_{\text{Netz, N}}$ ). Die Abbrems- beziehungsweise Beschleunigungsvorgänge des Windrotors sowie der Verstellvorgang des Pitchwinkels finden hierbei übergangsweise während einer Leistungsänderung statt (siehe Abschnitt 4.4).

Basierend auf den Erkenntnissen vom MPPT-Verfahren (siehe Abschnitt 2.4.3) wurden die hierzu resultierenden Unterschiede der GPPT-Betriebsweise herausgestellt. Die Prozesse auf der Rotorseite der Anlage werden nun von den Bedürfnissen des Netzes initiiert, was einen Paradigmenwechsel darstellt. Die zuvor aufgeführten Betriebsfälle dienen dazu das Prinzip der entwickelten netzstabilisierenden Regelstrategie aufzuzeigen und ausgehend von der Untersuchung des Wirkleistungsflusses aus Sicht des Netzes nach Abschnitt 4.2 die dadurch resultierenden Arbeitspunkte auf dem CP-Kennlinienfeld zu erläutern. Es ist hierbei zu betonen, dass die zur Verfügung stehende Leistung der Windenergieanlage deutlich besser und wirtschaftlicher ausgenutzt werden kann, als dies in den erklärenden Beispielen aus Abbildung 4.24 und Abbildung 4.26 dargestellt ist. Wie in Abschnitt 5.2 noch näher ausgeführt, geschieht dies über die höchstmögliche Speicherung der aktuell aus dem Wind nicht benötigten Leistung und eine hinreichend genaue Windprognose, durch die zusammen mit dem Lastprofil der Verbraucher entsprechende Zeiträume für das ergänzende Zu- und Abschalten von Kraftwerken festgelegt wird.

### 4.3.2 Validierung der rotorseitigen Nachstellung der eingespeisten Wirkleistung

Bei Verwendung des gleichen Windfeldes  $v_{\text{Wind}}$  wie für die Simulationsergebnisse der nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage in Abbildung 2.36 zeigen die Messergebnisse in Abbildung 4.28 und Abbildung 4.30 für die *AUSLEGUNG\_A* und *AUSLEGUNG\_B*, dass die in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$  (siehe Abbildung 4.19 beziehungsweise Abbildung 4.21) rotorseitig mit dem geforderten Leistungsbeiwert  $c_p$ , der resultierenden Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  und dem Pitchwinkel  $\beta$  korrekt nachgestellt wird. Dies wird durch die hohe Übereinstimmung der jeweils zugehörigen Simulationsergebnisse von Abbildung 4.29 und Abbildung 4.31 zusätzlich verdeutlicht.

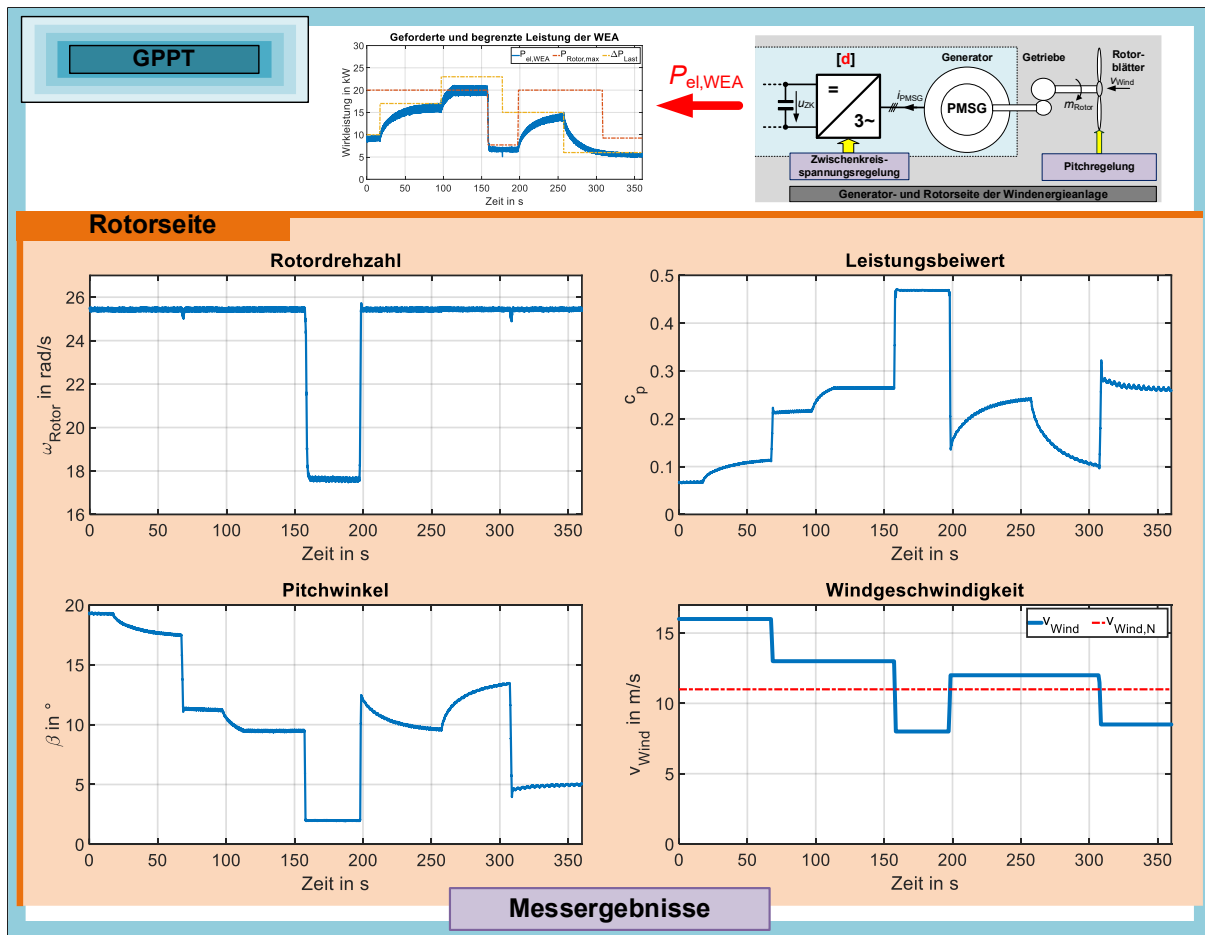


Abbildung 4.28: Messergebnisse zu den resultierenden Kenngrößen des Windrotors beim GPPT-Verfahren für die Leistungseinspeisung aus Abbildung 4.19 und dem gleichen vorgegebenen Windfeld wie bei den Simulationsergebnissen der nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage aus Abbildung 2.36 für die *AUSLEGUNG\_A*

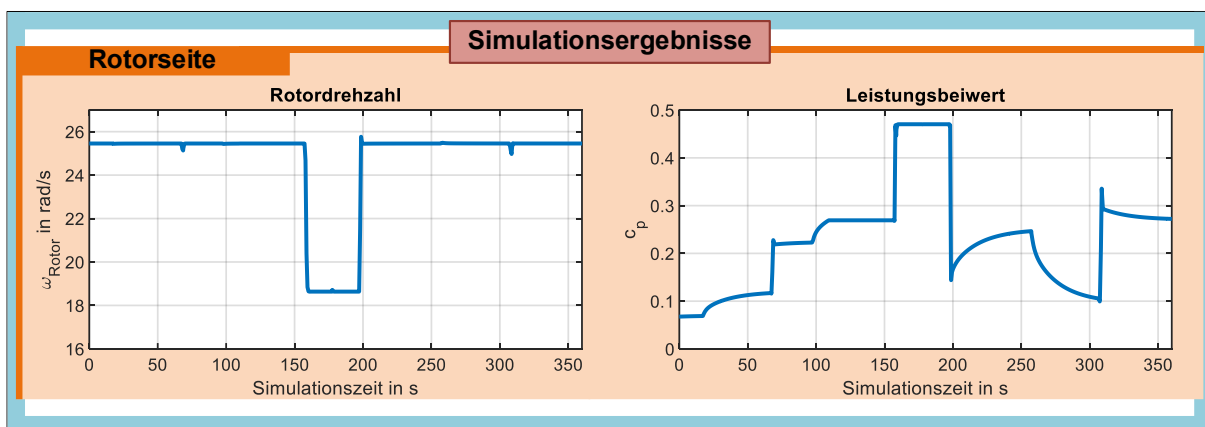
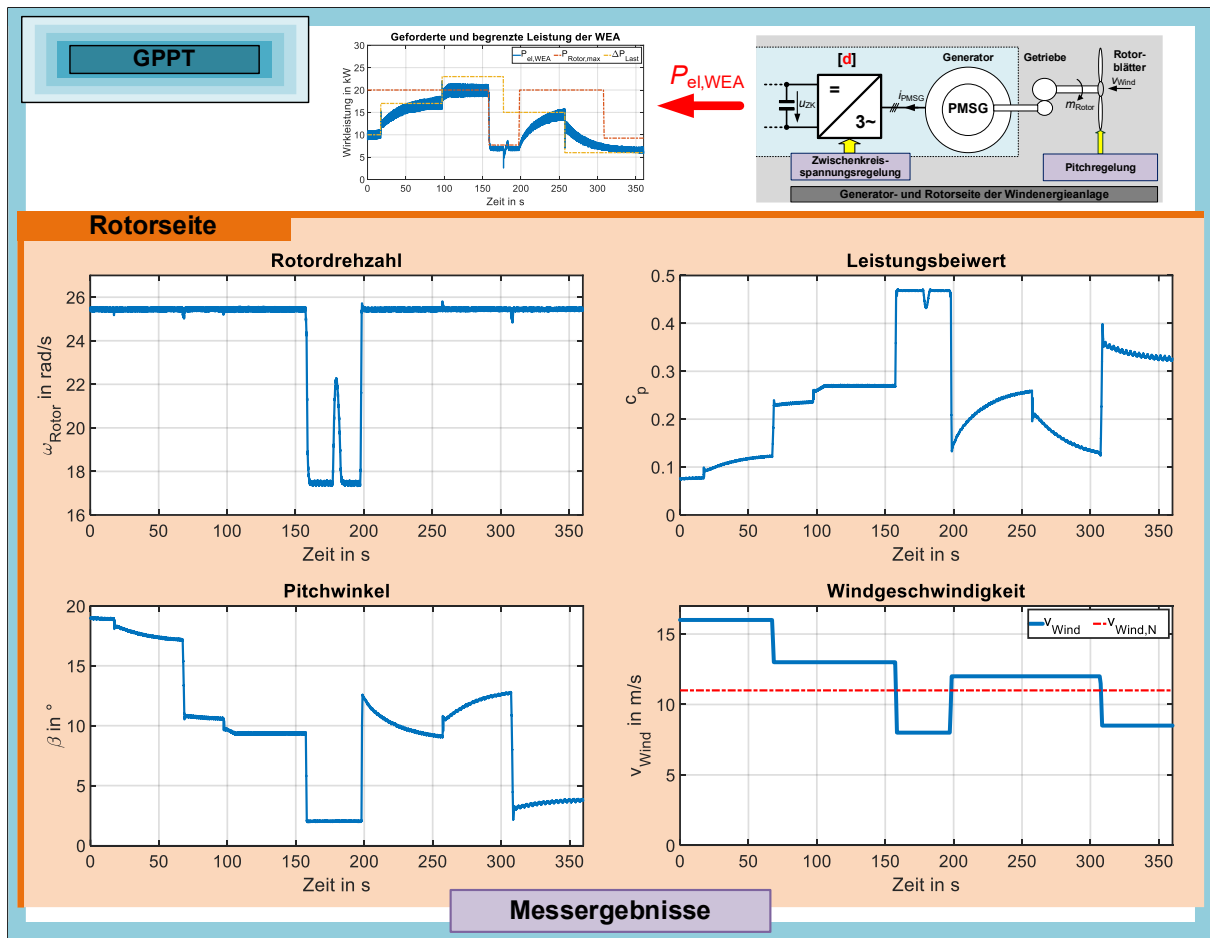
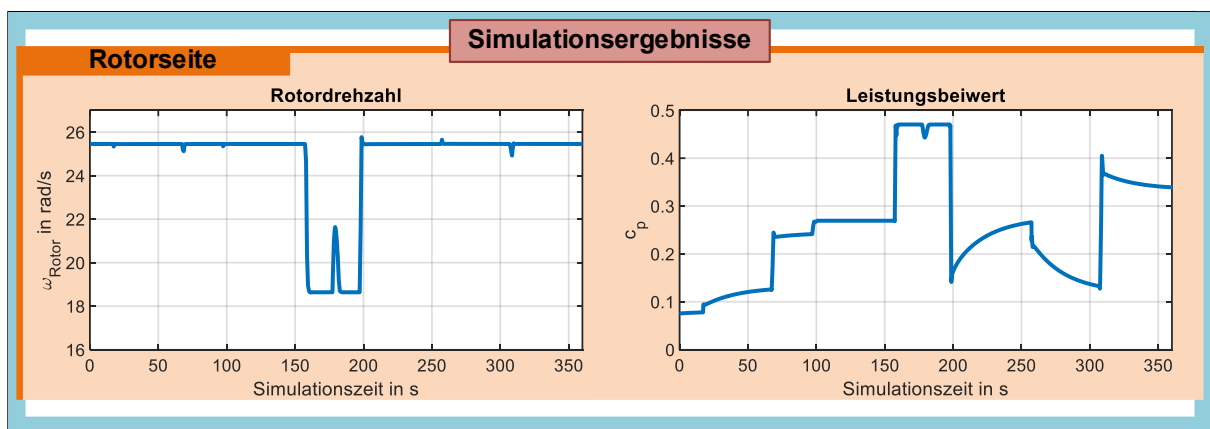


Abbildung 4.29: Mit Abbildung 4.28 korrespondierende Simulationsergebnisse zu den resultierenden Kenngrößen des Windrotors beim GPPT-Verfahren für die Leistungseinspeisung aus Abbildung 4.20 bei der *AUSLEGUNG\_A*





**Abbildung 4.30:** Messergebnisse zu den resultierenden Kenngrößen des Windrotors beim GPPT-Verfahren für die Leistungseinspeisung aus Abbildung 4.21 und dem gleichen vorgegebenen Windfeld wie bei den Simulationsergebnissen der nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage aus Abbildung 2.36 für die *AUSLEGUNG\_B*



**Abbildung 4.31:** Mit Abbildung 4.30 korrespondierende Simulationsergebnisse zu den resultierenden Kenngrößen des Windrotors beim GPPT-Verfahren für die Leistungseinspeisung aus Abbildung 4.22 bei der *AUSLEGUNG\_B*

Hierbei spiegelt sich das zuvor exemplarisch erläuterte Rotorverhalten für die auftretenden Laständerungen  $\Delta P_{\text{Last}}$  wieder. Beispielsweise wird nun die Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  im Teillastbetrieb bei der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}} = 8,5 \text{ m/s}$  im Zeitbereich von 310 s bis 360 s gehalten. Es ist dabei, wie in Abschnitt 3.2.2 ausgeführt, festzuhalten, dass eine funktionsfähige Rotornachbildung am Prüfstand nur mit dem reduzierten Massenträgheitsmoment  $J_{\text{Rotor, red}} < J_{\text{Rotor}}$  (siehe Tabelle 3.3) erzielt wurde und sich somit die Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  deutlich schneller ändert als in der Simulation in Abbildung 2.36 mit dem Massenträgheitsmoment  $J_{\text{Rotor}}$ .

Der bei der *AUSLEGUNG\_B* erkennbare kurzzeitige Anstieg der Rotordrehzahl zum ungefähren Zeitpunkt von 175 s ergibt sich durch die im Vergleich zu *AUSLEGUNG\_A* im ersten Moment auf die negative Laständerung folgende deutlich höhere Leistungsreduktion der Windenergieanlage. Der Rotor beschleunigt daher zunächst und der beim Übergang zur Primär- und Sekundärreserve resultierende stationäre Arbeitspunkt in der Leistungsbegrenzung stellt sich anschließend erst verzögert durch das über den Zusammenhang der Generatorkennlinie ( $\omega_{\text{Rotor}} \rightarrow P_{\text{Rotor, max}}$ ) bedingte Abbremsen mit Auskopplung der kinetischen Energie des Windrotors ein. Für den entgegengesetzten Fall, nämlich dass bei einer positiven Laständerung die instantan eingespeiste Leistung zuerst oberhalb von  $P_{\text{Rotor, max}}$  liegt, würde der Rotor zunächst abbremsen und darauffolgend bis zum Wiedererreichen der Leistungsbegrenzung beschleunigen.

Für einen höheren Validierungsgrad zeigen die Messergebnisse in Abbildung 4.32 für die *AUSLEGUNG\_A* und in Abbildung 4.33 für die *AUSLEGUNG\_B* die einzelnen relevanten Größen der Netz-, Generator- und Rotorseite für das dargestellte realistische und dynamische Windfeld mit der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  bei weiterhin identischem Lastverlauf  $P_{\text{Last}}$ . Diese Winddynamik wirkt sich dann ebenso auf alle anderen Größen aus, die sich jedoch entsprechend der durch das GPPT-Verfahren festgelegten Betriebsweise korrekt und wie gewünscht einstellen. Es wird hierbei somit angenähert das Verhalten einer realen, im Freifeld installierten Windenergieanlage wiedergespiegelt.

Wie auch schon in Abbildung 4.19 und Abbildung 4.21, wurde der dargestellte Verlauf der maximalen Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  anhand der gegebenen Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  direkt nach Gleichung (2.34) und (2.35) berechnet. Da bei der Regelung nach Abbildung 4.1 die maximale Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  aus der in die Generatorkennlinie eingehenden Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  bestimmt wird, können diese beiden Werte wegen der Massenträgheit des Windrotors im Fall der Leistungsbegrenzung kurzzeitig voneinander abweichen beziehungsweise sich ohne einen leistungsbegrenzenden Eingriff anhaltend unterscheiden (siehe Abschnitt 4.4.8).

Da bereits die zuvor präsentierten Simulationsergebnisse durch die aufgezeigte hohe Übereinstimmung mit den zugehörigen Messergebnissen eine gute Aussagekraft aufweisen, wurde für den Last- und Windprofilverlauf aus Abbildung 4.21 und Abbildung 4.30 mit der *AUSLEGUNG\_B* das Verhalten der Windenergieanlage nochmal mit der vollständigen Rotorträgheit  $J_{\text{Rotor}} = 400 \text{ kg m}^2$  und realitätsnaher Verstellgeschwindigkeit des Pitchantriebs simuliert (siehe Abbildung 4.34). Weil jetzt mehr Rotationsenergie im Windrotor gespeichert ist, laufen die mit der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  gekoppelten Prozesse entsprechend langsamer ab.

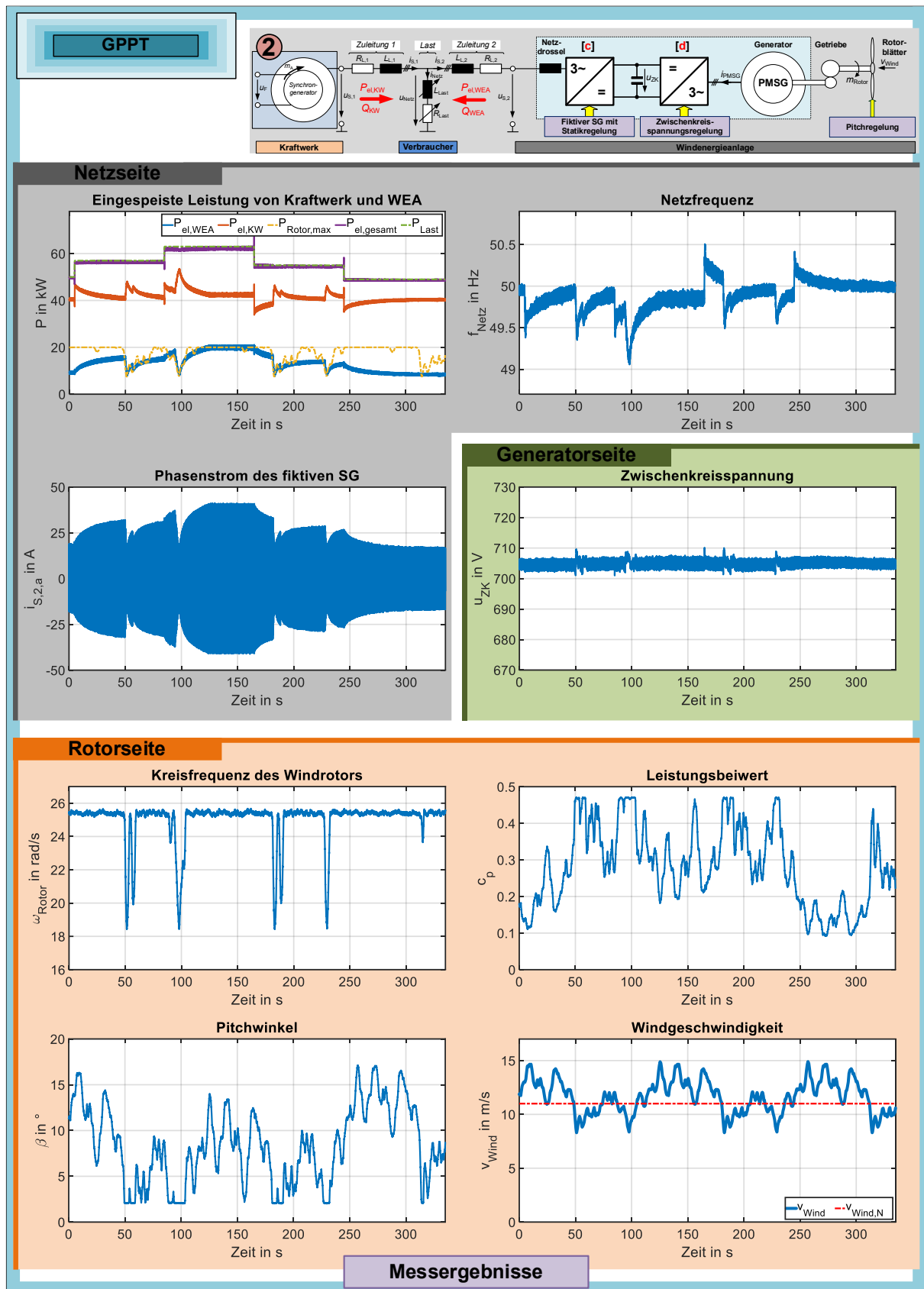


Abbildung 4.32: Relevante Kenngrößen einer nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage für ein vorgegebenes dynamisches Windfeld bei der AUSLEGUNG\_A

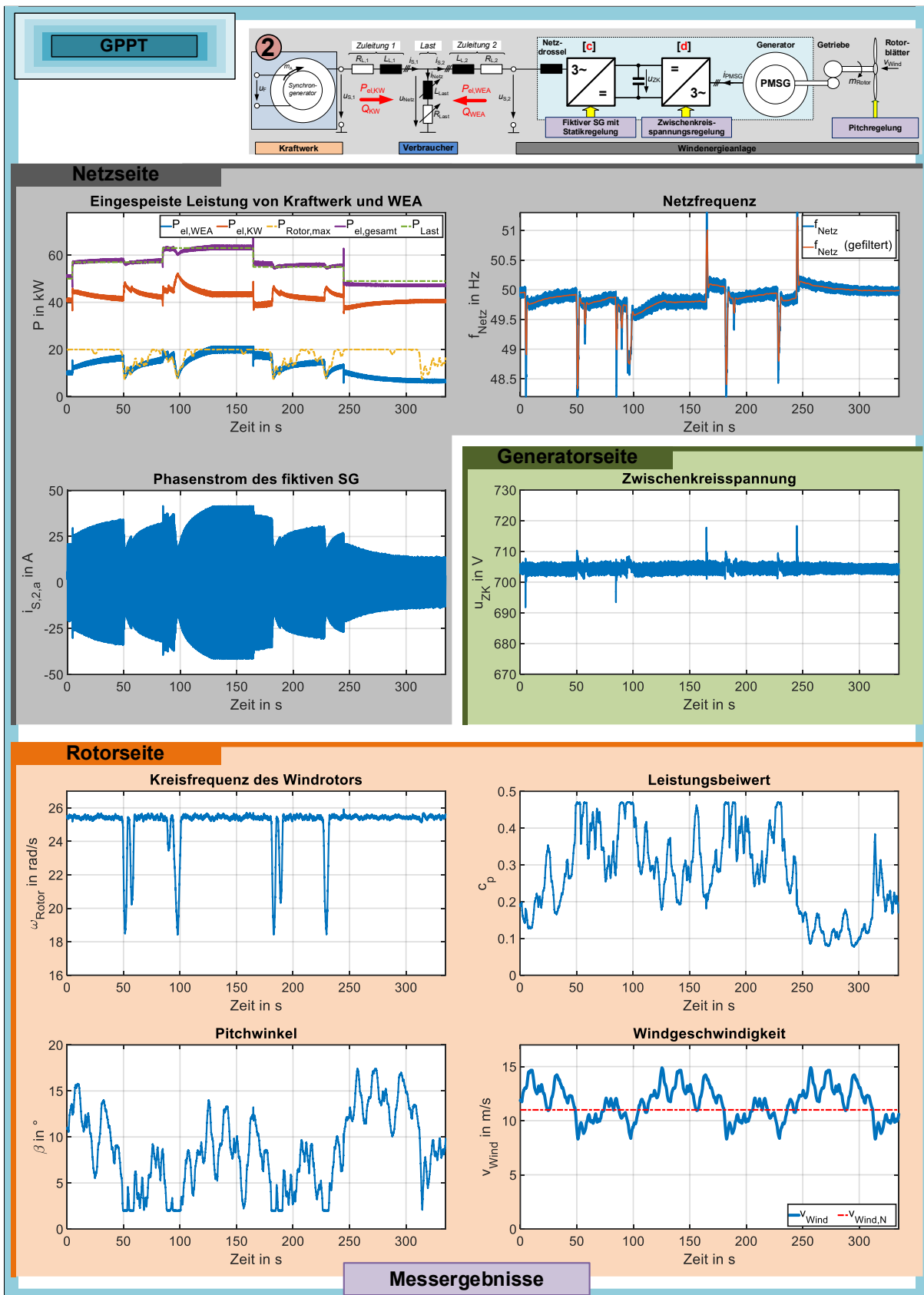
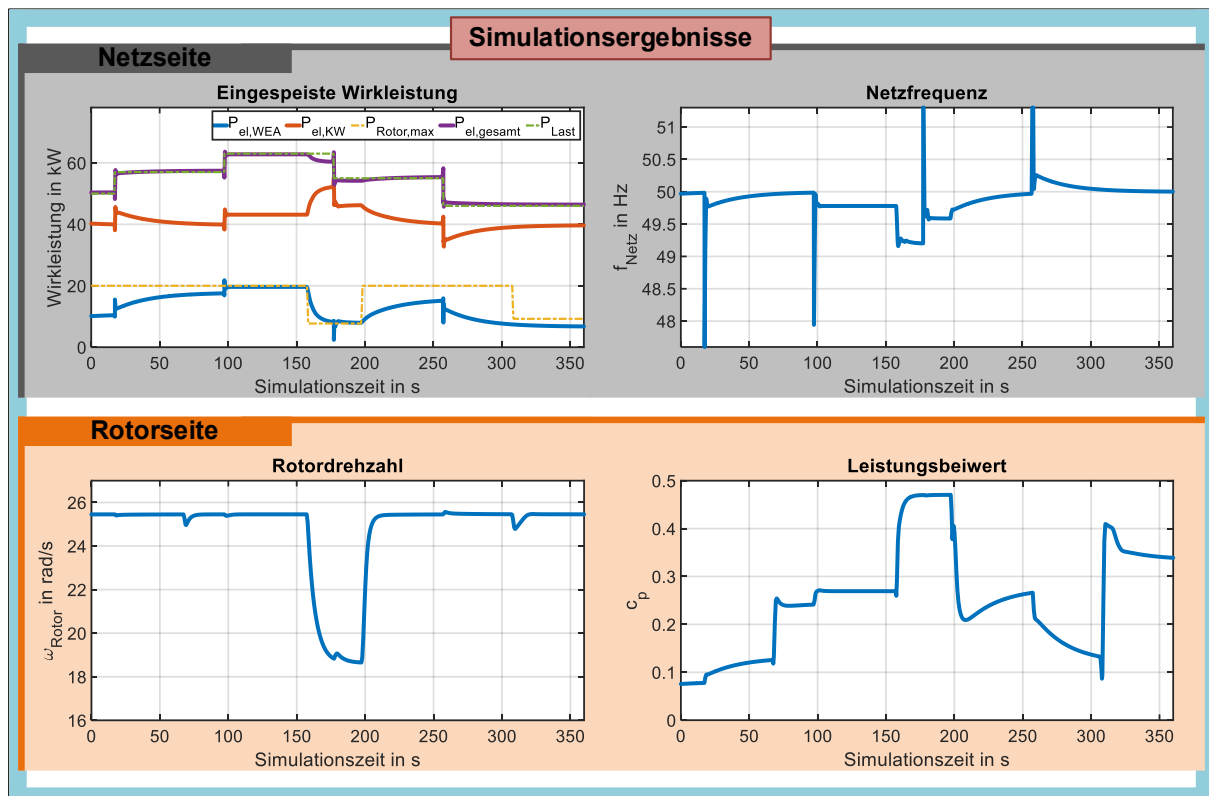


Abbildung 4.33: Relevante Kenngrößen einer nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage für das gleiche vorgegebene dynamische Windfeld aus Abbildung 4.32 bei der AUSLEGUNG\_B



**Abbildung 4.34:** Relevante netz- und rotorseitige Größen für das Last- und Windprofil nach Abbildung 4.21 und Abbildung 4.30 mit vollständiger Rotorträgheit  $J_{Rotor}$  und der  $AUSLEGUNG_B$

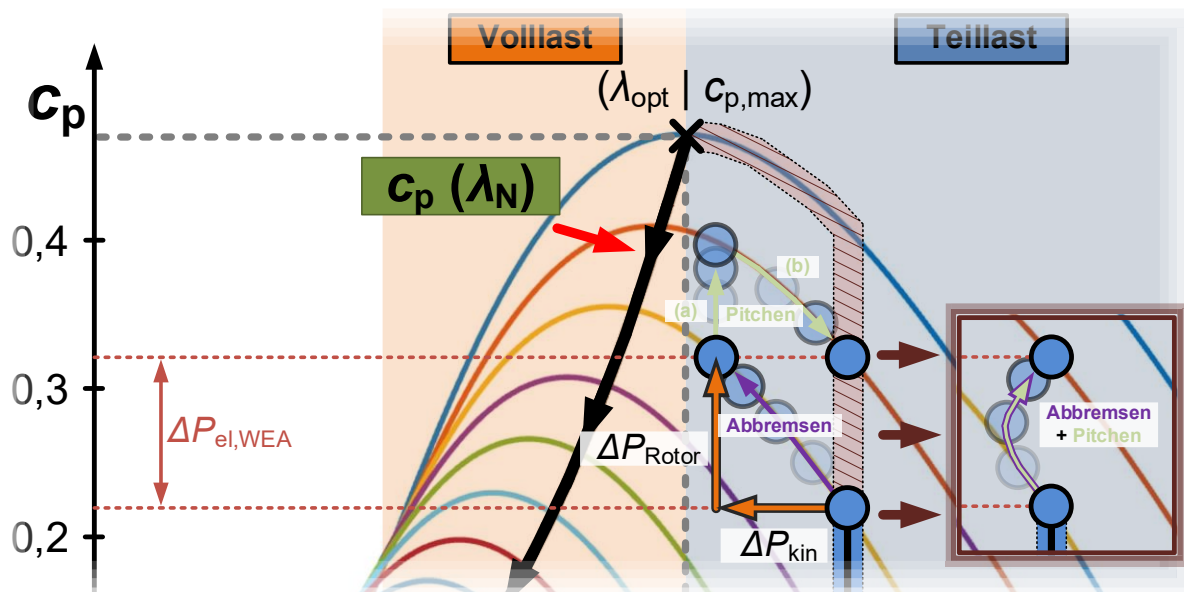
## 4.4 Dynamisches Netz- und Rotorverhalten

Bisher wurden größtenteils die sich stationär einstellenden Betriebspunkte der Windenergieanlage für das entwickelte GPPT-Verfahren erläutert und dargestellt. Im Folgenden sollen nun ebenso die dynamischen, sich zeitlich ändernden Vorgänge, bevor sich ein stationärer Zustand ergibt, untersucht werden. Diese laufen bedingt durch die beiden variablen Größen geforderte Leistung der Last  $P_{Last}$  und Windgeschwindigkeit  $v_{Wind}$  quasi durchgängig ab.

### 4.4.1 Auftretende Laständerung ausgehend von einem stationärem Betriebspunkt

Sobald eine positive netzbedingte Leistungsänderung  $\Delta P_{el,WEA}$  durch die Laständerung  $\Delta P_{Last} > 0$  auftritt, beginnt der Rotor aufgrund des sich nach Gleichung (4.19) dadurch ebenso erhöhenden elektrischen Generatormoments  $m'_{el,PMSG}$  entsprechend Gleichung (4.20) abzubremsen. Aus den in Abbildung 4.24 beziehungsweise Abbildung 4.26 illustrierten möglichen Arbeitspunkten ist zu erkennen, dass sich beim GPPT-Verfahren günstiger Weise der Betriebsbereich auf dem CP-Kennlinienfeld, bis auf den Arbeitspunkt bei  $(\lambda_{opt}|c_{p,max})$ , ausschließlich auf der rechten Seite der Maxima der einzelnen Kurven des CP-Kennlinienfeldes befindet. Dies ist dadurch bedingt, dass im Volllastbereich der  $c_p$ -Wert über die Schnelllaufzahl bei Nenn-drehzahl  $\lambda_N(\omega_{Rotor,N})$  begrenzt wird und die Windstärken im Teillastbereich zu hohen Schnelllaufzahlen führen. Es kommt dann der in Abschnitt 2.4.3.4 bereits vorgestellte aerodynamische Effekt zu tragen, der dazu führt, dass das Abbremsen des Rotors bei Betrieb auf der

rechten Seite vom jeweiligen Maximum (siehe Abbildung 2.37) direkt eine sich erhöhende Leistungsentnahme  $\Delta P_{\text{Rotor}} = \Delta c_p \cdot P_{\text{Wind}}$  aus dem Wind impliziert (siehe Abbildung 4.35, *Abbremsen*) [33].



**Abbildung 4.35:** Dynamischer Wechsel des Arbeitspunktes auf dem CP-Leistungskennlinienfeld durch *Abbremsen* + *Pitchen* (Wirkleistung  $P$  wurde hier analog zum Leistungsbeiwert  $c_p$  eingezeichnet)

Bei dem von diesem Effekt ausgenommenen Arbeitspunkt  $(\lambda_{\text{opt}}|c_{p,\text{max}})$  sowie beim Überschreiten des Maximums wird im Falle eines zunehmenden Abbremsens die Windenergieanlage über den durch  $P_{\text{Rotor,max}}$  und  $\omega_{\text{Rotor}}$  gegebenen Zusammenhang der zur Begrenzung des fiktiven Antriebsmoments  $m_A$  verwendeten Generatorkennlinie (siehe Abbildung 2.31 und Abbildung 4.1) weiterhin stabil betrieben. Das liegt daran, dass hierüber dann mit sinkender Drehzahl die Leistungseinspeisung  $P_{\text{el,WEA}}$  und dadurch bedingt das elektrische Moment  $m'_{\text{el,PMMSG}}$  reduziert wird. Dies wird bisher äquivalent beim MPPT-Verfahren und nun auch beim GPPT-Verfahren dabei ausgenutzt, wenn die Windgeschwindigkeit absinkt und sich die Leistungseinspeisung der Anlage auf die nun reduzierte Windleistung anpasst.

Selbstverständlich wird während des Abbremsens rechts von den Maxima zusätzlich die gespeicherte Rotationsenergie des Rotors  $\Delta P_{\text{kin}}$  ergänzend zu  $\Delta P_{\text{Rotor}}$  bezogen, welche besonders im ersten Moment der Laständerung notwendig wird.

#### 4.4.2 Durch eine vorherige Laständerung bedingte Pitchwinkerverstellung und Abschätzung der Häufigkeit eines Pitcheingriffs

Für den Fall, dass vor der aufgetretenen Laständerung  $\Delta P_{\text{Last}} > 0$  nicht schon der niedrigste Pitchwinkel  $\beta_{\text{min}} = 2^\circ$  eingestellt ist oder dieser darauffolgend erreicht wird, wird über die

Verstellung des Pitchwinkels  $\beta$  die Nenndrehzahl des Rotors  $\omega_{\text{Rotor},N}$  wiederhergestellt. Dieser Vorgang wird der Anschaulichkeit halber zunächst zeitlich getrennt hinter dem Abbremsprozess und ausgehend von dem durch diesen resultierten Arbeitspunkt in Abbildung 4.35 (*Pitchen*) betrachtet.

Da der Pitchwinkel  $\beta$  bei Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  über die aktuelle Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  und die eingespeiste Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$  eindeutig definiert ist, wird dieser nun verstellt (*Pitchen (a)*). Hieraus ergibt sich zunächst direkt ein zu hoher Leistungsbeiwert  $c_p$ , weshalb der Rotor dann solange beschleunigt, bis wieder ein Gleichgewicht aus dem durch die immer weiter reduzierte Windleistungsentnahme bedingtem Rotormoment  $m_{\text{Rotor}}$  und dem elektrischen Gegenmoment  $m'_{\text{el, PMSG}}$  (siehe Gleichung (4.20)) beim stationären  $c_p$ -Wert entsteht (*Pitchen (b)*).

Das soeben aufgeführte Prinzip läuft in der Realität in einem durchgängigen Wechsel aus der Verstellung von nahezu kontinuierlich einstellbaren Pitchwinkeln und der Beschleunigung des Rotors ab (*Pitchen (a)* und *Pitchen (b)*). Weiterhin geht der vorgestellte, eine aerodynamisch günstigere Windleistungsentnahme implizierende Abbremsprozess ebenso fließend mit der Verstellung des Pitchwinkels zur Wiederherstellung der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  ineinander über. Dies ist auf der rechten Seite in Abbildung 4.35 mit der Bezeichnung *Abbremsen + Pitchen* illustriert. Das ist dadurch bedingt, dass typische Änderungsraten für Pitchantriebe von Windenergieanlagen der Leistungsklasse im Megawattbereich nach [51] und [52] maximal  $8^\circ/\text{s}$  bis  $10^\circ/\text{s}$  betragen und sich diese somit zeitlich im Bereich der durch die Massenträgheit des Rotors definierten Zeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  in Gleichung (4.24) bei Drehzahländerungen bewegen.

Die hohe Massenträgheit sorgt für ein ausreichend langsames Abbremsen beziehungsweise Beschleunigen des Rotors, sodass die Pitchregelung schnell genug eingreifen kann, um den von der Last geforderten  $c_p$ -Wert stationär einzustellen. Es wird deutlich, dass das große Trägheitsmoment weniger nur für den Abruf der gespeicherten kinetischen Energie, sondern vielmehr für die Begrenzung in der Dynamik der sich ändernden Prozesse notwendig wird. Dies bedeutet auch, dass die stationären Arbeitspunkte, von denen ausgegangen wird, nicht zwangsweise sehr weit rechts vom Maximum liegen müssen, da ein Abbremsen auf die linke Seite vom Maximum aus den genannten Gründen nicht sofort erfolgen kann.

Die hier explizit für die entwickelte GPPT-Regelstrategie anschaulich dargestellten und dafür ausgenutzten physikalischen Begebenheiten des Windrotors in Kombination mit der Pitchwinkelverstellung haben sich bereits beim bekannten MPPT-Verfahren bewährt und treten dabei selbstverständlich ebenso auf. Da die für einen zuverlässigen und stabilen Betrieb des Windrotors bestehenden Prinzipien somit grundlegend erhalten bleiben, ist die nun angepasste Funktionsweise der Windenergieanlage beim GPPT-Verfahren auf Windrotoren mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ebenso übertragbar. Abweichend hierbei ist jedoch, dass die maximal zur Verfügung stehende Windleistung  $P_{\text{Rotor,max}}$  nicht mehr über die Generatorkennlinie direkt eingestellt wird, sondern die lastabhängige Einspeisung  $P_{\text{el, WEA}}$  nun zu veränderten stationären Arbeitspunkten führen kann (siehe Abschnitt 4.3). Dies könnte dann bei auftretenden Last- oder Windänderungen das dynamische Verhalten des Rotors anders als zuvor beeinflussen.

Ein weiterer zu berücksichtigender Aspekt ist die Häufigkeit der beim GPPT-Verfahren durchzuführenden Pitchwinkel- beziehungsweise Rotorblattverstellung. Da bei jedem Pitcheingriff



die dafür eingesetzten Pitchantriebe belastet werden und diese aktuell bereits nach [60] einen erheblichen Anteil am Ausfall einer Windenergieanlage verursachen, würde eine nochmals deutlich öftere und größere Verstellung wohl nicht mit den Vorstellungen der Anlagenbetreiber vereinbar sein. Wie aus dem simulierten Verlauf des Pitchwinkels  $\beta$  beim MPPT-Verfahren in Abbildung 2.36 zu erkennen ist, verändert sich dieser bei den hier ideal stufenförmig angenommenen Variationen der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  im Volllastbereich, sowie bei Wechseln dieser zwischen dem Teil- und Volllastbereich. Falls die Windgeschwindigkeit nur innerhalb des Teillastbereichs variiert, bleibt der niedrigste Pitchwinkel  $\beta = \beta_{\text{min}}$  konstant eingestellt. Der Abbildung 4.28 kann bei gleichem Verlauf der Windgeschwindigkeit entnommen werden, dass beim GPPT-Verfahren jede zu bedienende Laständerung, mit Ausnahme für den Teillastbereich bei  $\beta = \beta_{\text{min}}$ , eine zusätzliche durchgängige Pitchwinkelverstellung erfordert. Für die betrachtete idealisierte Windgeschwindigkeit wird daher öfter, jedoch nicht ein Vielfaches häufiger und stärker als beim MPPT-Verfahren ein Pitehgriff erforderlich. Dies wird vor allem bei Berücksichtigung von realen Windfeldern (siehe Abbildung 4.32) weiter relativiert, da aufgrund deren Dynamik auch bei Betrieb mit MPPT nahezu eine durchgängige Pitchwinkelverstellung im Volllast- und auch geringer im Teillastbereich erfolgt. Deshalb fallen die zusätzlichen Eingriffe durch Laständerungen beim GPPT-Verfahren weniger ins Gewicht, sodass kein wirklich relevanter oder sogar ausschließender Unterschied zu erwarten ist.


#### 4.4.3 Bezug des rotorseitigen Abbremsseffekts und der Pitchwinkelverstellung auf die Netzabläufe und -größen

Der durch ein Abbremsen des Rotors eine höhere Windleistungsentnahme implizierende Effekt (siehe Abbildung 4.35, *Abbremsen*) ist für die entwickelte GPPT-Betriebsweise sogar noch deutlich günstiger als beim MPPT-Verfahren. Dies liegt daran, dass dadurch die auf die Netzseite bezogenen Größen Momentanreserve (Auskopplung der kinetischen Energie des starr an das Netz gekoppelten Generators) und Primärreserve (Erhöhung des Antriebsmoments  $m_A$  um den Abbremsvorgang aufzuheben) mit darin anschließender Sekundärreserve (Bestmögliche Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz  $f_{\text{Netz, N}}$ ) auf der Rotorseite zeitgleich ineinander übergehen und dort direkt miteinander verkoppelt sind (siehe Tabelle 4.3). Selbstverständlich ist hierbei für die korrekte Funktionsweise auch der auf eine Laständerung folgende kurzzeitige Abruf der im Zwischenkreiskondensator gespeicherten Energie während der Einregelzeit der Zwischenkreisspannung von Bedeutung.

Nur im ersten Moment nach der Laständerung sorgt die netzseitig bereitgestellte Momentanreserve für eine ausschließliche Auskopplung der kinetischen Energie des Windrotors. Sobald das dadurch initiierte Abbremsen des Rotors beginnt, vereinigen sich die kinetische Energie  $\Delta P_{\text{kin}}$  und die erhöhte Leistungsentnahme aus dem Wind  $\Delta P_{\text{Rotor}}$  nach Abbildung 4.35 zu einer gesamten rotorseitig bereitgestellten Leistung. Diese ist zu den netzbezogenen, von der entwickelten GPPT-Betriebsweise bereitgestellten Arten der Regelreserven (Momentan-, Primär- und Sekundärreserve nach Abschnitt 4.2) nicht mehr getrennt zuordbar. Mit anderen Worten resultiert somit die Primärreserve, die dann sogar erweiternd zu der Einspeisung von (Primärregel-)Kraftwerken in die Bereitstellung einer Sekundärreserve übergeht, nicht nur durch eine Verstellung des Pitchwinkels und die durch die Massenträgheit des fiktiven Generators bereitgestellte Momentanreserve ergibt sich ebenso nicht ausschließlich aus der kinetischen Energie des Windrotors.



**Tabelle 4.3:** Gegenüberstellung der bei einer positiven Laständerung ablaufenden Prozesse auf der Netz- und Rotorseite einer nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage

	<b>Netz</b>	<b>Rotor</b>
	Netzseitige Bereitstellung der Regelreserven durch den fiktiven Synchrongenerator und die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung	Rotorseitige Bereitstellung der vom Netz geforderten Wirkleistung durch ein erhöhtes elektrisches Generatormoment des PMSGs und das dadurch resultierende <b>Abbremsen</b> und die <b>Pitchwinkelverstellung</b>
Zeitpunkt der Laständerung  Stationärer Arbeitspunkt	<p><u>Momentanreserve:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Auskopplung der kinetischen Energie der rotierenden Masse des fiktiven Generatorrotors.</li> </ul> <hr/> <p><u>Primärreserve:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Erhöhung des Antriebsmoments <math>m_A</math> für eine koordinierte Leistungsaufteilung im Verbundbetrieb und Aufhebung des Abbremsvorgangs.</li> </ul> <hr/> <p><u>Sekundärreserve:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Bestmögliche Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz <math>f_{\text{Netz}, N}</math> (je nach verfügbarer Rotorleistung <math>P_{\text{Rotor}, \text{max}}</math>) aufgrund des Zusammenhangs von <math>P_{\text{el}, \text{WEA}}</math> und <math>P_{N, \text{WEA}}</math> (Primärreserve geht verzögert durch die Zeitkonstante <math>T_r</math> direkt in Sekundärreserve über).</li> </ul>	<p><u>Abbremsen des Rotors und Pitcheingriff:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ausschließlich im ersten Moment alleinige Auskopplung der kinetischen Energie der rotierenden Masse des Windrotors.</li> <li>Anschließend wird die geforderte Leistung <math>P_{\text{el}, \text{PMSG}} = P_{\text{el}, \text{WEA}}</math> über die durch das <b>Abbremsen</b> ausgekoppelte kinetische Energie des Rotors <math>\Delta P_{\text{kin}}</math> sowie durch die hierdurch implizierte zusätzlich extrahierte Windleistung <math>\Delta P_{\text{Rotor}}</math> bereitgestellt. Letztere wird zeitgleich ebenso durch die eingreifende <b>Pitchwinkelverstellung</b> beeinflusst (siehe Abbildung 4.35).</li> <li>Dieser Prozess findet solange statt, bis die Sekundärreserve vollständig bereitgestellt wurde oder die maximal verfügbare Windleistung <math>P_{\text{Rotor}, \text{max}}</math> erreicht ist. Daraus ergibt sich dann der stationäre Arbeitspunkt des Windrotors.</li> </ul>

Aufgrund der bei der Berechnung der Massenträgheit  $J_{\text{Rotor}}$  quadratisch eingehenden Länge der rotierenden Rotorblätter  $R_{\text{Rotor}}$  ist anzunehmen, dass die bei Windenergieanlagen zur Verfügung stehende kinetische Rotationsenergie nach Gleichung (2.8), vor allem unter Einbezug der deutlich höheren Anzahl an Anlagen, unverhältnismäßig hoch gegenüber der von aktuell installierten Kraftwerke ist.

Wie aus Abschnitt 4.4.1 und 4.4.2 hervorgeht, ist die Energie der großen rotierenden Rotormasse dann allerdings für die Leistungsbereitstellung gar nicht so entscheidend wie sie es womöglich potentiell sein könnte und muss nicht in diesem hohen Maße hierfür abgerufen werden. Vor allem wenn beim GPPT-Verfahren das Generatormoment  $m_{\text{el}, \text{PMSG}}$  vom Netz bestimmt wird, bietet die hohe Massenträgheit eher den Vorteil, dass höhere am Rotor angreifende Drehmomentänderungen nur zu geringen Drehzahlschwankungen führen.

**Hinweis:**

*Bisher wurde nur der Fall berücksichtigt, bei dem der Rotor rechts vom Maximum der einzelnen Kurven des CP-Kennlinienfeldes betrieben wird. Hiervon wird auch in den nachfolgenden Abschnitten 4.4.4, 4.4.5 und 4.4.6 zunächst weiter ausgegangen. Insbesondere bei schnellen Windänderungen kann sich der angenommene Betriebsbereich auch kurzzeitig auf die linke Seite verlagern. Dies wird dann im Abschnitt 4.4.7 näher betrachtet und erläutert.*

#### **4.4.4 Einordnung der relevanten netz- und rotorseitigen Zeitkonstanten mit Bezug dieser auf die netzstabilisierende Wirkung der Windenergieanlage**

Die durch das Abbremsen des Windrotors bedingte sofortige Zunahme der aus dem Wind entnommenen Leistung  $P_{\text{Rotor}}$  und somit die Erhöhung des Rotordrehmoments  $m_{\text{Rotor}}$  ist der Grund weshalb auch das fiktive Antriebsmoment  $m_A$  mit der daraus resultierenden Leistung  $P_{\text{el,WEA}} = P_{\text{Rotor}}$  sehr schnell eingestellt werden kann. Daher kann die Zeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$  der durch das Verzögerungsglied erster Ordnung nachgebildeten Turbine nach Abbildung 4.1 deutlich geringer gewählt werden, als dies bei großen Kraftwerken mit einem durch eine reale Turbine eingestellten Antriebsmoment möglich wäre. Auf der anderen Seite darf die Zeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$  auch nicht zu klein angenommen werden, da der fiktive Generator, auch unter Beachtung der im Verhältnis zu realen, starr an das Netz gekoppelten Synchrongeneratoren geringen Massenträgheit, bei zu schnellen Drehmomentänderungen unter anderem bezüglich der Polradwinkelstabilität nach Abbildung 2.10 instabil wird und außer Tritt fällt. Hiervon ausgehend wurde der Wert  $T_{\text{Turb}} = 50 \text{ ms}$  gewählt, welcher deutlich unterhalb der Zeitkonstanten von realen Turbinen liegt, aber trotzdem noch einen stabilen Betrieb gewährleistet.

Unter Berücksichtigung des Erscheinungsjahres 1980 gibt [4] eine zur vergleichenden Einordnung herangezogene Übersicht hierzu wieder. Die vom Wasserdampf angetriebene Turbine nach Abbildung 2.7 wird hierbei in einen Hoch-, Mittel- und Niederdruckteil lokal unterschieden. Diese Bereiche ergeben sich entsprechend der Namensgebung aus dem weitergeleiteten Dampf, der sich zunehmend entspannt und abkühlt und seinen Energiegehalt dabei immer weiter abgibt. Zur Regulierung des im Dampferzeuger generierten Wasserdampfes werden Stellventile (Frischdampfventile) eingesetzt. Wohingegen zur Überbrückung von kleinen Laständerungen die Speicherwirkung des Dampferzeugers noch ausreichend ist und bereits eine zusätzliche Öffnung des Ventils direkt eine Erhöhung um etwa  $1/3$  der gesamten notwendigen Drehmomentänderung im Hochdruckteil mit einer Verzögerung von weniger als 150 ms erzeugt, wirkt sich im Mittel- und Niederdruckteil die Ventilverstellung erst nach über 15 s aus. Somit steht die insgesamt zusätzlich benötigte Leistung auch erst nach dieser Zeit zur Verfügung. Aktuellere Literatur wie [2] führt hierbei Zeitkonstanten von 1 s bis 20 s je nach Turbinen- und Kraftwerksart auf. Zusätzlich ist bei Kraftwerken aufgrund thermischer und mechanischer Beanspruchungen des Materials die Geschwindigkeit der Leistungsänderung innerhalb eines tolerierbaren Rahmens zu halten (beispielsweise 2 % der Nennleistung  $P_{N,KW}$  pro Minute nach [4]).

Durch diesen Vergleich wird deutlich, dass bei der Windenergieanlage somit insgesamt betrachtet das Antriebsmoment  $m_A$  deutlich schneller und über den vollständigen Betriebsbereich sehr viel beständiger variiert werden kann. Vor allem größere, in einem hohen Verhältnis zur

Maximalleistung geforderte Leistungsänderungen können durchgängig über die Turbine mit der Zeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$  realisiert werden. Dies ist beispielsweise bei einem für die Grundlast dienenden Braunkohlekraftwerk durch die deutlich größere Turbinenzeitkonstante nicht so schnell möglich. Zusätzlich kann hier auch der Leistungsbereich nicht wie bei Windenergieanlagen komplett durchfahren werden, da die eingespeiste Wirkleistung betriebsbedingt nur innerhalb des Primärregelbands (siehe Abschnitt 2.2) variiert werden darf.

Durch die nun dynamischere Einstellbarkeit des Antriebsmoments  $m_A$  ist sogar eine bessere Frequenzstützung und -haltung als bisher möglich, da der fiktive Generator nach Gleichung (4.10) dann weniger lange gebremst wird. Die Netzfrequenz sinkt somit nicht so stark und auch ein fortschreitendes Abbremsen anderer sich im Verbundbetrieb befindender Erzeuger wird hierüber besser abgefangen. Es ist hierbei zu berücksichtigen, dass im Vergleich zu den Generatoren bei einem großen Kraftwerk weniger Massenträgheit beim fiktiven Generator und damit kinetische Energie pro Windenergieanlage im ersten Moment, noch ohne eingreifendes Antriebsmoments  $m_A$ , zur Verfügung steht, es jedoch wiederum eine deutlich höhere Anzahl an Windenergieanlagen gibt.

Weiterhin kann die nun durch Windenergieanlagen zusätzlich bereitgestellte Sekundärreserve sehr viel schneller zur Verfügung gestellt werden, als die Vorgabe der Übertragungsnetzbetreiber für aktuelle Regelkraftwerke festlegt. Wohingegen Regelkraftwerke dazu verpflichtet sind die Netzfrequenz innerhalb von 15 Minuten wiederherzustellen (siehe Abbildung 2.11), kann über die gewählte Größenordnung der Zeitkonstante  $T_r$  im Sekunden- bis Minutenbereich die Zeitdauer hierfür erheblich reduziert werden (siehe Abschnitt 4.2). Dies wird wiederum durch die schnelle Einstellbarkeit des Antriebsmoments  $m_A$  und die deshalb kurze Zeitspanne für hohe Leistungsänderungen ermöglicht. Der komplette Leistungsbereich bis  $P_{\text{max}}$  kann hierbei allerdings aufgrund der zur Limitierung eingesetzten Leistungskennlinie mit  $P_{\text{Rotor, max}}(\omega_{\text{Rotor}})$  nach Abbildung 2.31 nur bei der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  ausgenutzt werden. Zur optimalen Frequenzstützung sollte der Statikfaktor  $\beta_{\text{P, WEA}}$  nach Gleichung (4.12) beziehungsweise normiert  $\beta_{\text{P, WEA, 0}}$  nach Gleichung (4.13) eine angemessen geringe Steigung besitzen, um entsprechend der Darstellung aus Abbildung 2.14 bei einer eigentlich schnell bereitstellbaren Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$  nicht auf unnötig niedrige Frequenzsollwerte zu regeln.

Für den Fall, dass sich die Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  unterhalb von  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  befindet und dann wieder zunehmend Windleistung zur Verfügung steht, ist die Zeitspanne für die sich ergebende Erhöhung der eingespeisten Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$  daher über die Windrotorzeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  bestimmt. Dies ist insbesondere entscheidend, wenn nach der Winderhöhung ebenfalls mehr Leistung gefordert wird, als zuvor maximal durch  $P_{\text{Rotor, max}}$  zur Verfügung stand oder die Windenergieanlage bereits  $P_{\text{Rotor, max}}$  eingespeist hat. Dabei gibt  $T_{\text{Rotor}}$  ein Maß für die Änderungsgeschwindigkeit des Rotors bei Variation der angreifenden Drehmomente  $m_{\text{Rotor}}$  beziehungsweise  $m'_{\text{el, PMSG}}$  (siehe Gleichung (4.20)) an. Diese Zeitkonstante ergibt sich unter Berücksichtigung des Nenndrehmoments des Rotors  $m_{\text{Rotor, N}}$  bei Maximalleistung der Anlage  $P_{\text{max}}$  und Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  nach Gleichung (4.3) zu

$$T_{\text{Rotor}} = \frac{J_{\text{Rotor}} \cdot \omega_{\text{Rotor, N}}}{2 \cdot m_{\text{Rotor, N}}} \quad \text{mit} \quad m_{\text{Rotor, N}} = \frac{P_{\text{max}}}{\omega_{\text{Rotor, N}}} \quad (4.23)$$

Durch entsprechendes Umformen und Einsetzen der hier gewählten Anlagenparametrierung nach Tabelle 2.2 resultiert dann die von der Getriebeseite unabhängige Rotorzeitkonstante

$$T_{\text{Rotor}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot J_{\text{Rotor}} \cdot \omega_{\text{Rotor,N}}^2}{P_{\text{max}}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot 400 \text{ kg m}^2 \cdot \left(25,45 \frac{\text{rad}}{\text{s}}\right)^2}{20 \text{ kW}} = 6,48 \text{ s}. \quad (4.24)$$

Bei aktuell installierten Windenergieanlagen im Megawattbereich mit entsprechend deutlich höherer Massenträgheit des Rotors ergeben sich ähnliche Werte im Sekundenbereich [11].

Die Rotorzeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  befindet sich in der Größenordnung der über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung im heutigen Verbundbetrieb festgelegten und in dieser Arbeit eingeführten Zeitkonstante  $T_{\text{Verbund}}$ . Hierbei gibt  $T_{\text{Verbund}}$  die Zeitdauer an bis die stationäre Leistungsanpassung der Erzeugungsanlagen bei Laständerung erfolgt ist (Primärreserve bis 30 s nach Abbildung 2.11). Im ungünstigsten Fall dominiert bei der über das fiktive Antriebsmoment  $m_A$  gestellten maximal möglichen Leistungseinspeisung  $P_{\text{el,WEA}} = P_{\text{Rotor,max}}(\omega_{\text{Rotor}})$  die die Änderung der Rotorgeschwindigkeit  $\omega_{\text{Rotor}}$  bestimmende Rotorzeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  gegenüber der Turbinenzeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$  ( $T_{\text{Rotor}} \gg T_{\text{Turb}}$ ). Die Fähigkeit der Windenergieanlage zur Frequenzstützung liegt dabei allerdings immer noch auf dem aktuellen Niveau von Kraftwerken im Verbundbetrieb mit der Zeitkonstante  $T_{\text{Verbund}}$ . Die Kombination aus zusätzlich einspeisenden Windenergieanlagen, bei denen  $T_{\text{Rotor}}$  und wohl eher häufiger  $T_{\text{Turb}}$  wirkt, verringert daher die Zeitkonstante  $T_{\text{Verbund}}$ . Ebenso geschieht dies mit zunehmender Anzahl an mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen im Verhältnis zu den installierten Kraftwerken. Ergänzend hierzu kommt dann wiederum die über  $T_r$  einstellbare, aus der Primärreserve direkt hervorgehende Sekundärreserve.

#### 4.4.5 Notwendige Bedingungen für eine korrekte Funktionsweise

Ein weiterer wichtiger Grund für die Wahl eines geringen Wertes der Turbinenzeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$  liegt darin, die gewünschte Wirkungsweise der zuvor beim MPPT-Verfahren angewendeten Generatorkennlinie der Windenergieanlage nach Abbildung 2.31 beim GPPT-Verfahren beizubehalten. Diese wirkt nun ausschließlich zur Begrenzung der Antriebsleistung mit  $P_{A,\text{max}} = P_{\text{Rotor,max}}$  (siehe Abbildung 4.1). Hierbei ist es notwendig, dass die Zeitspanne zwischen einer Änderung des einzustellenden Antriebsmoments  $m_{A,\text{soll}}$  und der dann daraus resultierenden, in das Netz fließenden Statorströme  $i_S$  des fiktiven Generators (Zeitdauer der Turbine, des Generatormodells und der Stromregelung) deutlich unterhalb der Rotorzeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  und besser ungefähr in der Größenordnung der beim MPPT-Verfahren bei der Generatorregelung auftretenden elektrischen Zeitkonstanten liegt. Dies liegt daran, dass auch beim GPPT-Verfahren die eingehende Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  die Generatorleistung  $P_{\text{el,PMSG}} = P_{\text{el,WEA}} = P_{\text{Rotor,max}}(\omega_{\text{Rotor}})$  im Falle einer Leistungsbegrenzung festlegt und daher das elektrische Generatormoment  $m'_{\text{el,PMSG}} \sim P_{\text{el,PMSG}}$  am Rotor wieder rechtzeitig eingreifen und dem Rotormoment  $m_{\text{Rotor}}$  entgegenwirken muss (siehe Gleichung (4.20)). Hierfür wird ebenso eine schnell wirksame Zwischenkreisspannungsregelung vorausgesetzt.

#### 4.4.6 Vergleich des dynamischen Verhaltens zwischen dem realen PMSG und dem fiktiven SG

Die Abbildung 4.36 stellt den beim GPPT-Verfahren eingesetzten fiktiven Generator mit dem realen PMSG der Windenergieanlage gegenüber.

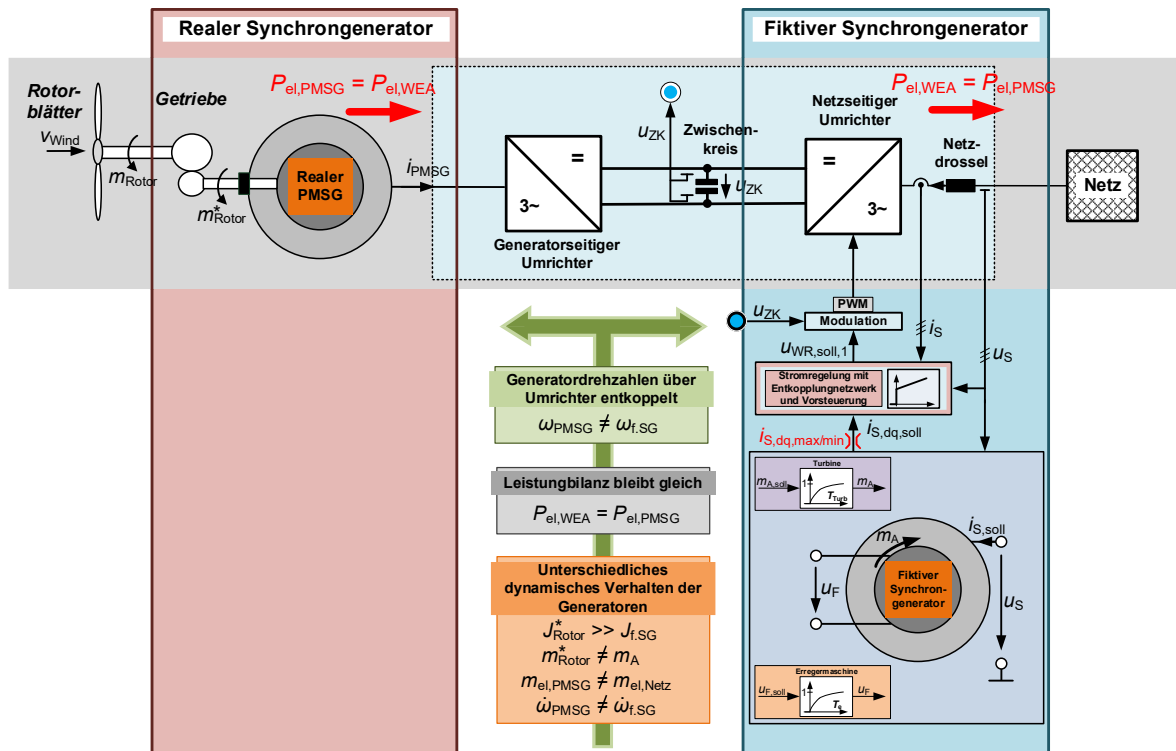


Abbildung 4.36: Gegenüberstellung des realen PMSGs und des fiktiven SGs der Windenergieanlage

Durch den Umrichter sind die beiden Generator Drehzahlen  $\omega_{\text{PMSG}}$  und  $\omega_{\text{f,SG}}$  voneinander entkoppelt. Wohingegen der fiktive Generator synchron zur Netzfrequenz  $f_{\text{Netz}}$  läuft, ergibt sich die Drehzahl des PMSGs aus dem durch die eingespeiste Leistung  $P_{\text{el,PMSG}} = P_{\text{el,WEA}}$  und der aktuellen Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  resultierenden Arbeitspunkt des Windrotors (siehe Abschnitt 4.3). Die Leistungsbilanz  $P_{\text{el,PMSG}} = P_{\text{el,WEA}}$  bleibt hierbei ohne Berücksichtigung der Verluste entsprechend der Zusammenhänge von (4.18) und (4.19) erhalten. Das durch eine Laständerung im Netz resultierende elektrische Moment  $m_{\text{el,Netz}} \sim P_{\text{el,WEA}}$  wirkt sich somit direkt als  $m_{\text{el,PMSG}} \sim P_{\text{el,PMSG}}$  am realen Generator, unter der Bedingung einer geregelten Zwischenkreisspannung, aus. Das dynamische Verhalten beider Generatoren verläuft dann jedoch jeweils unterschiedlich. Unter Berücksichtigung der Zusammenhänge aus Gleichung (4.10) und (4.20) mit den Konventionen von Tabelle 2.3 resultiert:

$$\begin{aligned}
 \text{Fiktiver SG (f.SG):} & \quad J_{\text{f,SG}} \cdot \dot{\omega}_{\text{f,SG}} = m_{\text{A}} - |m_{\text{el,Netz}}| \\
 \text{PMSG:} & \quad J_{\text{Rotor}}^* \cdot \dot{\omega}_{\text{PMSG}} = m_{\text{Rotor}}^* - m_{\text{el,PMSG}}
 \end{aligned} \tag{4.25}$$

Bei Verwendung eines fiktiven Generators ist es nicht zwangsweise notwendig diesen, mit Ausnahme der ungefähren Übereinstimmung der Leistungsklasse, auf den realen Generator über eine entsprechende Parametrierung im Verhalten anzupassen (siehe Abschnitt 4.1.1.1).

Das umgerechnete, auf die Generatorseite des Getriebes bezogene Rotorträgheitsmoment  $J_{\text{Rotor}}^* = 23,64 \text{ kg m}^2$  ist weitaus größer als das fiktive Trägheitsmoment  $J_{\text{f,SG}} = 0,152 \text{ kg m}^2$  des einzelnen fiktiven Generators. Es ist pro Windenergieanlage weniger direkt am Netz abrufbare kinetische Energie vorhanden, als vom Rotor eigentlich zur Verfügung stehen würde, weshalb dann auch die Netzfrequenz bei Laständerungen prinzipiell stärker absinkt als es notwendig erscheint. Trotzdem ist davon auszugehen, dass durch die Vielzahl an installierten Windenergieanlagen keine stärkere Absenkung als bei vergleichsweise relativ wenigen Kraftwerken

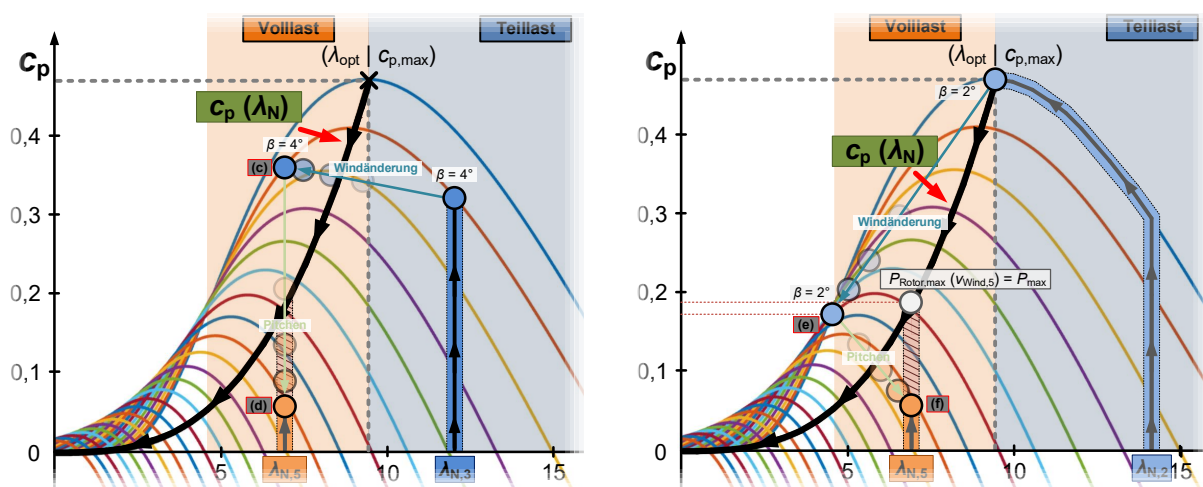
mit einer durch die höhere Nennleistung bedingten größeren Massenträgheit der Generatoren zu erwarten ist. Verstärkend hierzu kommt die durch das Abbremsen des Windrotors erhöhte Leistungsentnahme nach Abschnitt 4.4.1, wodurch ein drehzahlstützender Eingriff über das fiktive Antriebsmoment  $m_{A, \text{soll}}$  mit geringer Turbinenzeitkonstante  $T_{\text{Turb}}$  über den gesamten möglichen Leistungsbereich deutlich schneller durchführbar ist. Darüber hinaus besteht die Option das fiktive Trägheitsmoment  $J_{f, \text{SG}}$  etwas zu erhöhen.

Die gesamten bisher in diesem Abschnitt 4.4 für eine positive Laständerung  $\Delta P_{\text{Last}} > 0$  und daher einer sich erhöhenden Leistungseinspeisung  $\Delta P_{\text{el, WEA}} > 0$  der Windenergieanlage getroffenen Annahmen gelten ebenso invers für eine auftretende negative Laständerung  $\Delta P_{\text{Last}} < 0$ .

#### 4.4.7 Auftretende Wind- und Laständerung bei einem dadurch kurzzeitigen Betrieb auf der linken Seite der Maxima des CP-Kennlinienfeldes

Ein weiterer notwendig zu betrachtender Fall ist gegeben, wenn sich die Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  schnell erhöht und es somit unvermeidbar wird, dass sich kurzzeitig ein Arbeitspunkt links von den Maxima des CP-Kennlinienfeldes ergibt. Dies ist dadurch bedingt, dass die Schnelllaufzahl  $\lambda$  entsprechend Gleichung (2.33) direkt proportional zum Kehrwert der Windgeschwindigkeit ist ( $\lambda \sim 1/v_{\text{Wind}}$ ). Daher würde dieser Vorgang auch beim MPPT-Verfahren und unabhängig von der verwendeten Anlagenregelung auftreten. Der günstige aerodynamische Effekt wäre dann nicht mehr vorhanden, sondern umgekehrt würde sich die Windleistungsentnahme durch ein möglicherweise auftretendes Abbremsen des Rotors zusätzlich immer weiter verringern (siehe Abbildung 2.37, instabiler Betriebsbereich).

Die Abbildung 4.37 (links) zeigt hierzu, ausgehend vom Betrieb des Rotors im Teillastbereich bei der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$ , beispielhaft ein Ansteigen der Windgeschwindigkeit von  $v_{\text{Wind, 3}}$  auf die zum Volllastbereich gehörende Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, 5}}$  auf. Hierdurch



**Abbildung 4.37:** Stabiler Betrieb des Windrotors bei einer schnellen Windänderung vom Teillast- in den Volllastbetrieb ausgehend von der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  (links) und von unterhalb dieser bei  $(\lambda_{\text{opt}} | c_{p, \text{max}})$  (rechts)

wird nach Gleichung (4.21) eine sofortige Änderung der Schnelllaufzahl von  $\lambda_{N,3}$  auf  $\lambda_{N,5}$  mit zugehörigem resultierenden Arbeitspunkt im instabilen Bereich des CP-Kennlinienfeldes impliziert (*Windänderung*:  $v_{\text{Wind},3} \rightarrow v_{\text{Wind},5}$ ). Da sich die Windgeschwindigkeit in diesem Beispiel deutlich schneller geändert hat, als eine Verstellung des Pitchwinkels möglich ist, bleibt der zuvor eingestellte Pitchwinkel  $\beta = 4^\circ$  sowie auch die Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  zunächst erhalten. Der sich dabei ergebende Leistungsbeiwert  $c_p$  ist dementsprechend definiert und mit der Bezeichnung (c) gekennzeichnet.

Die aus dem Wind entnommene Rotorleistung wird allgemein anhand Gleichung (2.34) und (2.35) berechnet:

$$P_{\text{Rotor}} = c_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{Luft}} \cdot \pi \cdot R_{\text{Rotor}}^2 \cdot v_{\text{Wind}}^3 \cdot \quad (4.26)$$

Aufgrund der kubischen Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  kann sich der Leistungsbeiwert  $c_p$  in keiner Weise im gleichen Maße verringern wie sich  $P_{\text{Rotor}}$  erhöht. Bei einer konstant bleibenden Leistungseinspeisung  $P_{\text{el,WEA}}$  gilt daher zunächst  $P_{\text{Rotor}} > P_{\text{el,WEA}}$ .

Für den hier zuerst untersuchten Fall (siehe Abbildung 4.37 links) bei Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  liegt der resultierende Arbeitspunkt oberhalb von der über den Zusammenhang  $c_p(\lambda_N)$  nach Gleichung (2.47) definierten maximalen Anlagenleistung  $P_{\text{max}}$ , weshalb unabhängig von einer möglicherweise auftretenden Laständerung der Rotor beschleunigt. Über einen entsprechenden Pitcheingriff (*Pitchen*) wird dann die Nenndrehzahl gehalten und der zur Lastanforderung korrespondierende Leistungsbeiwert  $c_p$  bei (d) wieder korrekt eingestellt. Hieraus ergibt sich folgender Gesamttablauf:

$$\lambda_{N,3} = \frac{\omega_{\text{Rotor},N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},3}} \xrightarrow{v_{\text{Wind},3} \rightarrow v_{\text{Wind},5}} \lambda_{N,5} = \frac{\omega_{\text{Rotor},N} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},5}} \xrightarrow{\text{Pitchen}} \lambda_{N,5} \cdot \quad (4.27)$$

Ein weiterer auf eine schnelle Windänderung bezogener Fall für Arbeitspunkte, bei denen sich die Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  zunächst unterhalb der Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  befindet, ist in Abbildung 4.37 (rechts) veranschaulicht. Der Rotor wird, entsprechend der netzseitig geforderten Leistung der Verbraucher, zu Beginn bei  $(\lambda_{\text{opt}}|c_{p,\text{max}})$  mit der bei der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind},2}$  resultierenden Drehzahl  $\omega_{\text{Rotor},2}$  betrieben. Der rasche Anstieg der Windgeschwindigkeit von  $v_{\text{Wind},2}$  mit zugehöriger Schnelllaufzahl  $\lambda_2 = \lambda_{\text{opt}}$  auf  $v_{\text{Wind},5}$  sorgt gemäß

$$\omega_{\text{Rotor},2} = \frac{\lambda_2 \cdot v_{\text{Wind},2}}{R_{\text{Rotor}}} \xrightarrow{v_{\text{Wind},2} \rightarrow v_{\text{Wind},5}} \omega_{\text{Rotor},2} = \frac{\lambda_5 \cdot v_{\text{Wind},5}}{R_{\text{Rotor}}} \quad (4.28)$$

für die bei zunächst konstant bleibender Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},2}$  resultierende Schnelllaufzahl  $\lambda_5$  (mit (e) gekennzeichnet). Solange sich also anschließend die auf der Netzseite der Anlage von der Last geforderte Leistung  $P_{\text{el,WEA}}$  nicht deutlich erhöht, würde der Rotor innerhalb des in Abbildung 2.37 gekennzeichneten instabilen Betriebsbereichs genau wie beim ersten Beispiel (*Windänderung*:  $v_{\text{Wind},3} \rightarrow v_{\text{Wind},5}$ ) beschleunigen. Falls jedoch zu diesem Zeitpunkt die vom Netz angeforderte Wirkleistung steigt, könnte diese nun höher liegen, als beim aktuellen Arbeitspunkt (e) bei  $\lambda_5$  aus dem Wind extrahierbar ist:

$$P_{\text{Wind}} \cdot c_p(\lambda_5, \beta = \beta_{\text{min}} = 2^\circ) < P_{\text{max}} \cdot \quad (4.29)$$



Dies ist möglich, obwohl die zum Volllastbereich gehörende Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind},5}$  mit der somit eigentlich maximal zur Verfügung stehenden Leistung von  $P_{\text{Rotor,max}} = P_{\text{max}}$  bei  $\lambda_{\text{N},5}$  auftritt. Aufgrund der zunächst unterhalb der Nenndrehzahl liegenden Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},2} < \omega_{\text{Rotor,N}}$  ist die in das Netz gespeiste Leistung  $P_{\text{el,WEA}}$  jedoch wiederum über den durch die Generatorkennlinie festgelegten Zusammenhang zwischen  $P_{\text{Rotor,max}}$  und  $\omega_{\text{Rotor}}$  begrenzt. Wie in Abschnitt 4.4.4 erwähnt, dominiert in diesem Fall die Zeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  gegenüber  $T_{\text{Turb}}$  bei Leistungsänderungen von  $P_{\text{el,WEA}}$  durch Stellen des fiktiven Antriebsmoments  $m_{\text{A,soll}}$ . Der Rotor kann durch die dann erfolgende Pitchwinkelverstellung stabil in den stationären Betriebspunkt gebracht werden (in Abbildung 4.37 rechts mit (f) gekennzeichnet). Zusammengefasst ergibt sich für das betrachtete Beispiel folgender Ablauf:

$$\lambda_2 = \frac{\omega_{\text{Rotor},2} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},2}} \xrightarrow{v_{\text{Wind},2} \rightarrow v_{\text{Wind},5}} \lambda_5 = \frac{\omega_{\text{Rotor},2} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},5}} \xrightarrow{\text{Pitchen}} \lambda_{\text{N},5} = \frac{\omega_{\text{Rotor,N}} \cdot R_{\text{Rotor}}}{v_{\text{Wind},5}}. \quad (4.30)$$

Falls ausgehend vom Rotorarbeitspunkt (e) von der Last eine Momentanreserve gefordert wird, die die dort extrahierbare Windleistung  $P_{\text{Wind}} \cdot c_p(\lambda_5, \beta = \beta_{\text{min}} = 2^\circ)$  noch überschreitet, würde der Rotor zunehmend abgebremst werden. Dies ist dadurch bedingt, dass die eingespeiste Momentanreserve über das Verhältnis der Zuleitungsimpedanzen zwischen Last und Erzeuger festgelegt ist (siehe Abschnitt 2.3.2.1) und somit nicht über die Begrenzung des fiktiven Antriebsmoments  $m_{\text{A,soll}}$  limitiert werden kann. Von Vorteil ist jedoch, dass dabei der Leistungsbeiwert  $c_p$  zusammen mit der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  abnimmt, weshalb auch die eingespeiste Primär- und Sekundärreserve durch den Zusammenhang  $P_{\text{Rotor,max}}(\omega_{\text{Rotor}})$  entsprechend verringert wird. Dieses Leistungsdefizit müssen dann andere elektrische Erzeuger zumindest kurzzeitig übernehmen. Der Abbremsvorgang des Windrotors wird dabei durch die drehzahlabhängige Leistungsreduktion immerhin nicht noch verstärkt. Allerdings wird die geforderte Momentanreserve, entgegen den Ausführungen in Tabelle 4.3 bei Betrieb auf der rechten Seite der Maxima des CP-Kennlinienfeldes, nur noch aus der kinetischen Energie des Windrotors bezogen. Da der Windrotor eine, im Vergleich zu einem Kraftwerk mit deutlich höherer Leistungsklasse, bereits sehr hohe Massenträgheit besitzt, steht allein durch die vorhandene kinetische Energie bereits eine große Menge an abrufbarer Wirkleistung zur Verfügung. Weiterhin teilt sich die im ersten Moment von der Last geforderte Leistung durch die Vielzahl an Windenergieanlagen deutlich stärker auf. Daher ist die Annahme von einer auf eine einzelne Windenergieanlage bezogenen, im Verhältnis sehr hohen Menge an bereitzustellender Momentanreserve an dieser Stelle zur Berücksichtigung jedweder eintretbarer Möglichkeit aufgeführt, aber nicht unbedingt zu erwarten. Des Weiteren kann auch die abgerufene Rotationsenergie bei einem Kraftwerk nicht direkt begrenzt werden, weshalb eine vorherige Abschätzung für ein ausreichend hohes Vorhandensein dieser erfolgen muss. Aus den genannten Gründen ist der Extremfall, nämlich dass die Windenergieanlage nach einer gewissen Zeitdauer stillsteht und auch keine Momentanreserve mehr bereitstellen kann, eher unwahrscheinlich.

Da es insgesamt im Verbundbetrieb der Windenergieanlagen deutlich häufiger vorkommt, dass zum einen keine schnellen Windänderungen vom Teil- in den Volllastbetrieb und zum anderen keine zeitgleichen großen Laständerung auftreten, kompensieren die überwiegende Vielzahl der hiervon nicht betroffenen Windenergieanlagen (in Kombination mit den zugeschalteten Kraftwerken) die Leistungseinbuße wieder. Ebenso sorgen diese durch die daran anschließende Bereitstellung einer Primärreserve für die Stützung der Netzfrequenz und der stationäre Arbeitspunkt des betroffenen Windrotors auf der rechten Seite der Maxima des CP-Kennlinienfeldes kann, theoretisch auch vom Stillstand ausgehend, wieder eingestellt werden.



Die soeben beschriebenen Prozesse würden auch ohne eine Änderung der Windgeschwindigkeit ablaufen, wenn die geforderte Momentanreserve höher ist, als die aktuell maximal extrahierbare Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$ . Dabei ist ein Abbremsen auf die linke Seite der Maxima des CP-Kennlinienfeldes am wahrscheinlichsten, wenn der Windrotor bereits nahe rechts der Maxima oder im Teillastbereich im Maximum beim Pitchwinkel  $\beta = \beta_{\text{min}}$  betrieben wird.

Die bisherigen Annahmen beziehen sich auf das in dieser Arbeit eingesetzte CP-Kennlinienfeld aus Abbildung 2.30. Allgemein besitzen die Kennlinienfelder zwar den gleichen charakteristischen Verlauf, jedoch weicht dieser trotzdem in Abhängigkeit des eingesetzten Windrotors etwas voneinander ab (siehe beispielsweise die CP-Kennlinienfelder von [11] und [13]). Daher kann es auftreten, dass resultierende Arbeitspunkte nahe der Maximalleistung  $P_{\text{max}}$  im Volllastbereich (siehe Abbildung 4.24) mal weniger und mal mehr Abstand bezüglich des Leistungsbeiwertes  $c_p$  und der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  bis hin zum Maximum des eingestellten Pitchwinkels besitzen. Eventuell sorgt eine leichte und noch zulässige Anhebung des originalen Rotordrehzahlsollwertes  $\omega_{\text{Rotor, soll}} = \omega_{\text{Rotor, N}}$  um etwa 10 % zu  $\omega_{\text{Rotor, soll}}^* = 1,1 \cdot \omega_{\text{Rotor, N}}$  für eine gewünschte Vergrößerung dieses Abstands. Durch Einsatz der leistungslimitierenden Generatorkennlinie wird der Rotor aber in jedem Fall stabil betrieben.

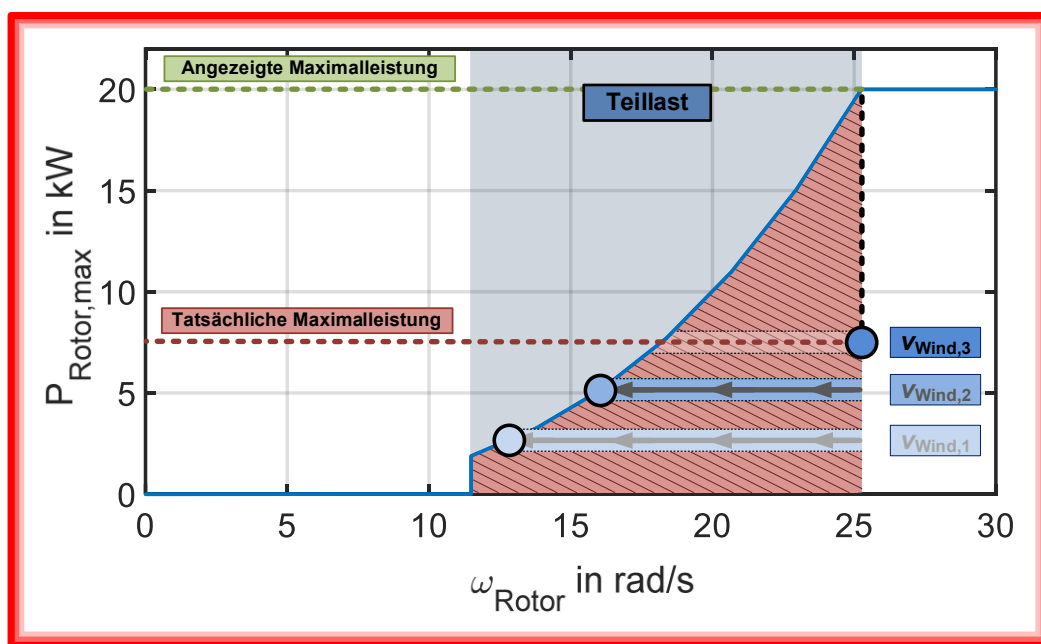
Andersherum wie in den Beispielen von Abbildung 4.37 betrachtet, würde bei einer plötzlich auftretenden Verringerung der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  vom Volllast- in den Teillastbereich, ausgehend von einer höheren Leistungseinspeisung als dann noch aus dem Wind extrahierbar wäre, der Rotor abbremsen und durch den Zusammenhang  $P_{\text{Rotor, max}}(\omega_{\text{Rotor}})$  stabilisiert und auf den Arbeitspunkt bei  $(\lambda_{\text{opt}}|c_{p, \text{max}})$  eingestellt werden. Falls die Leistungseinspeisung vor der Windänderung gering genug ist, dass diese danach immer noch vollständig bereitgestellt werden kann, würde der Windrotor nur teilweise abgebremst beziehungsweise sogar die Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  nach dem in Abbildung 4.25 dargestellten Arbeitsbereich gehalten werden.

Wie anfangs erwähnt, gehen insgesamt betrachtet die variierende Leistungsforderung der Last  $\Delta P_{\text{Last}}$  und die Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  sowie die daraus resultierende Pitchwinkelverstellung und die dynamischen Drehzahländerungen (Abbremsen oder Beschleunigen) des Windrotors zeitlich ineinander über.

#### 4.4.8 Zu berücksichtigende Zusammenhänge bei Verwendung der Generatorkennlinie zur Leistungsbegrenzung des fiktiven Generators

Die kinetische Energie der Massenträgheit des Windrotors wird bei jedem aufgetretenen Abbrems- oder Beschleunigungsvorgang aus- beziehungsweise eingekoppelt. Eine Drehzahländerung  $\omega_{\text{Rotor}}$  tritt hierbei entsprechend Gleichung (4.20) bei sich ändernden Leistungsanforderungen durch das Netz (und daraus resultierendem Generatormoment  $m'_{\text{el, PMSG}}$ ) oder variierenden Rotorantriebsmomenten  $m_{\text{Rotor}}$  durch die gegebenen Windverhältnisse auf. Daraufhin greift im Volllastbereich und bei ausreichend geringem Generatormoment nun auch im Teillastbereich der Anlage die Pitchregelung ein, worüber die Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  gehalten werden kann.

Ein dabei gesondert zu betrachtender Fall tritt im Teillastbereich ein, wenn eine gleich große oder größere Leistung als die aktuell maximal extrahierbare Windleistung von der Last gefordert wird. Aufgrund der in die leistungsbegrenzende Generatorkennlinie nach Abbildung 2.31 eingehenden Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  bremst der Rotor dann solange ab, bis die Leistungseinspeisung der Windenergieanlage auf die maximale Rotorleistung  $P_{\text{el, WEA}} = P_{\text{Rotor, max}}$  limitiert wird. Für die mit der Rotordrehzahl sinkende Grenze  $m_{\text{A, max}}$  nach (4.15) stellt sich ein stationärer Wert erst beim Erreichen von  $(\lambda_{\text{opt}}|c_{\text{p, max}})$  ein. Das bedeutet, dass durch den Zusammenhang von  $\omega_{\text{Rotor}}$  und  $P_{\text{Rotor, max}}$  der Wert von  $P_{\text{Rotor, max}}$  erst im eingetretenen Fall der Leistungsbegrenzung der tatsächlichen maximalen Rotorleistung entspricht. Ansonsten ist dieser Wert im Teillastbereich größer und somit nicht direkt aussagekräftig. Da in diesem Fall kein begrenzender Eingriff erfolgt, wird die korrekte Funktionsweise der Regelung dabei nicht beeinträchtigt. Auch bei Verwendung der Generatorkennlinie zur direkten Leistungssollwertvorgabe des realen Generators beim MPPT-Verfahren (siehe Abbildung 2.29) sind diese Abweichungen logischerweise während einer Drehzahländerung vorhanden, treten dann stationär aber nicht mehr auf. Die Abbildung 4.38 stellt die durch die Generatorkennlinie ausgegebenen Werte von  $P_{\text{Rotor, max}}$  für die zuvor im Teillastbereich nach Abbildung 4.26 beispielhaft angenommene Laständerung  $\Delta P_{\text{Last, 2}}$  dar.



**Abbildung 4.38:** Sich über die Generatorkennlinie aus der gemessenen Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  ergebende maximale Rotorleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  für die in Abbildung 4.26 aufgeführten Windgeschwindigkeiten  $v_{\text{Wind, 1}}$  bis  $v_{\text{Wind, 3}}$  und der von der Last zusätzlich geforderten Leistung  $\Delta P_{\text{Last, 2}}$

Aufgrund des sich für die niedrigeren Windgeschwindigkeiten  $v_{\text{Wind, 1}}$  und  $v_{\text{Wind, 2}}$  einstellenden Arbeitspunktes bei  $(\lambda_{\text{opt}}|c_{\text{p, max}})$  im Maximum wird der Zusammenhang zwischen der eingehenden Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  und der tatsächlichen Maximalleistung  $P_{\text{Rotor, max}}$  korrekt repräsentiert. Da bei der höheren Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind, 3}}$  die Last weniger Leistung fordert, als im Wind vorhanden ist, kann die Nenndrehzahl  $\omega_{\text{Rotor, N}}$  hier gehalten werden. Der Wert von  $P_{\text{Rotor, max}}$  entspricht dann aber fälschlicherweise der maximalen Leistung  $P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$ , die beim MPPT-Verfahren sonst immer bei Nenndrehzahl im Volllastbereich eingeregelt wurde, und nicht der tatsächlichen aktuell verfügbaren Rotorleistung. Hierbei greift die Generatorkennlinie jedoch auch nicht begrenzend ein.

Weiterhin ist es auch möglich, dass ausgehend vom Teillastbereich und bei Leistungsbegrenzung mit entsprechend abgebremster Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  die Windgeschwindigkeit schnell zunimmt und in den Volllastbereich wechselt ( $v_{\text{Wind}} \geq v_{\text{Wind,N}}$ ). In diesem Fall muss der Rotor erst auf die Nenn Drehzahl  $\omega_{\text{Rotor,N}}$  beschleunigen, sodass erst dann, falls erforderlich, die maximale Leistung  $P_{\text{max}}$  in das Netz eingespeist werden könnte. Wie in Abschnitt 4.4.4 erwähnt, ist es hierfür vorteilhaft, dass die Rotorzeitkonstante  $T_{\text{Rotor}}$  ungefähr in der Größenordnung der über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung im Verbund festgelegten Änderung der Leistungseinspeisung liegt.

## 4.5 Blindleistungsfluss und Durchfahren von Unterspannung bei Netzfehlern (LVRT)

### 4.5.1 Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung bei GPPT

Erweiternd zur Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung aus Abschnitt 4.2 wird nun die ebenso wie bei Kraftwerken nach Abschnitt 2.3.3 implementierte Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung beim GPPT-Verfahren von Abbildung 4.1 betrachtet. Entgegen der in das Netz eingespeisten Wirkleistung  $P_{\text{el,WEA}}$ , die rotorseitig nachgestellt und aus dem Wind extrahiert werden muss, hat die eingespeiste Blindleistung  $Q_{\text{WEA}}$  weitestgehend keine rotorseitigen Auswirkungen, da diese auf der Netzseite ausgeglichen wird. Der insgesamt in das Netz gespeiste Blindstrom ergibt sich anhand

$$I_{\text{B,WEA}} = \frac{Q_{\text{WEA}}}{U_{\text{S}}} \quad (4.31)$$

In der unnormierten Darstellungsform nach Gleichung (2.28) resultiert der Klemmenspannungssollwert der Windenergieanlage durch

$$U_{\text{S,soll}} = U_{\text{S,N}} + \Delta U_{\text{S}} = U_{\text{S,N}} + \beta_{\text{I}_{\text{B,WEA}}} \cdot (I_{\text{B,WEA}} - I_{\text{B,N}}) \quad \text{für} \quad \beta_{\text{I}_{\text{B,WEA}}} < 0 \quad (4.32)$$

Für den normierten Klemmenspannungssollwert aus Gleichung (2.29) gilt nun

$$\frac{U_{\text{S,soll}}}{U_{\text{S,N}}} = \frac{U_{\text{S,N}}}{U_{\text{S,N}}} + \beta_{\text{I}_{\text{B,WEA,0}}} \cdot \left( \frac{I_{\text{B,WEA}}}{I_{\text{N}}} - \frac{I_{\text{B,N}}}{I_{\text{N}}} \right) \quad \text{mit} \quad \beta_{\text{I}_{\text{B,WEA,0}}} = \beta_{\text{I}_{\text{B,WEA}}} \cdot \frac{I_{\text{N}}}{U_{\text{S,N}}} = -0,5 \quad (4.33)$$

Dabei wurde der Wert des Nennstroms  $I_{\text{N}} = 54,1 \text{ A}$  der Windenergieanlage vom fiktiven Synchrongenerator aus Tabelle 4.1 direkt übernommen, obwohl dieser aufgrund der nicht exakten Übereinstimmung der Leistungsklasse ( $P_{\text{max}} < P_{\text{N,fSG}}$ ) etwas höher liegt, als die auftretenden Ströme im Volllastbetrieb. Dies wirkt sich nach Gleichung (4.33) bei einem von vornherein konstant vorgegebenen normierten Statikfaktor  $\beta_{\text{I}_{\text{B,WEA,0}}} = -0,5$  ausschließlich auf die Höhe des bei Spannungsschwankungen resultierenden zusätzlichen Blindstroms  $I_{\text{B,WEA}}$  aus und führt zu keinem inkorrekten Verhalten.

Es ist ebenso möglich die Struktur einer Statikregelung invers zu der in Abbildung 4.1 aufgeführten Art bei grundlegend gleichem Wirkprinzip zu verwenden, so wie dies beim MPPT-Verfahren in Abbildung 2.29 dargestellt ist. Wie noch in Abschnitt 4.6.1 beschrieben wird, kann

die Windenergieanlage in diesem Fall jedoch kein Netz selbst bilden, sondern nur in ein bestehendes Netz einspeisen. Bei der Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung resultiert dann unter Verwendung von normierten Größen eine Spannungsabweichung  $\Delta U_S / U_{S,N} = U_S / U_{S,N} - U_{S,N} / U_{S,N}$  in einer Änderung des über den PI-Regler eingestellten Blindstromsollwertes:

$$\frac{I_{B,\text{soll}}}{I_N} = \frac{I_{B,N}}{I_N} - k_{I_{B,WEA,0}} \cdot \left( \frac{U_S}{U_{S,N}} - \frac{U_{S,N}}{U_{S,N}} \right) \quad \text{mit} \quad k_{I_{B,WEA,0}} = -\frac{1}{\beta_{I_{B,WEA,0}}} \quad (4.34)$$

Dabei gilt  $\Delta I_B / I_N = k_{I_{B,WEA,0}} \cdot (U_S / U_{S,N} - U_{S,N} / U_{S,N})$ . Die Kombination aus Statikfaktor mit dem eingesetzten PI-Regler sorgt bei beiden Darstellungsarten der Statikregelung nach Gleichung (4.33) und (4.34) für eine äquivalente Blindleistungseinspeisung.

Der Grund für die Herausstellung des Zusammenhangs zwischen den verschiedenen Varianten in absoluten und relativen Größen oder nun speziell auch mit Klemmenspannungs- oder Blindstromregelung ist das Auftreten dieser Unterschiede in der für die Entwicklung und Bewertung herangezogenen Literatur von [2], [4] und [12]. Dadurch kann auch die in Abbildung 4.1 zur einfacheren Nachvollziehbarkeit verwendete Darstellungsform in absoluten Größen nach Gleichung (4.32) in die anderen Varianten eingeordnet werden.

Die Abbildung 4.39 zeigt die gängige Darstellung einer in den Netzanschlussregeln, wie beispielsweise in [12], dargestellten Spannungs-/Blindstrom-Statikkennlinie nach Gleichung (4.34). Hierbei ist zu beachten, dass dabei für die Erzeugungsanlage das VZS verwendet wird, ohne die ausgehende Wirk- und Blindleistung und den Blindstrom, wie in dieser Arbeit angewendet, positiv zu definieren (siehe Kapitel 4). Daher sorgt eine Erhöhung der Klemmenspannung ( $\Delta U_S > 0$ ) für einen zusätzlichen kapazitiven Blindstrom (untererregter Betrieb) im Falle von  $I_{B,N} = 0$ . Es ergibt sich deshalb für die Gleichung (4.34) bei Verwendung des in der Literatur oftmals genutzten VZS:

$$\frac{I_{B,\text{soll}}}{I_N} = \frac{I_{B,N}}{I_N} + k_{I_{B,WEA,0}} \cdot \left( \frac{U_S}{U_{S,N}} - \frac{U_{S,N}}{U_{S,N}} \right) \quad (4.35)$$

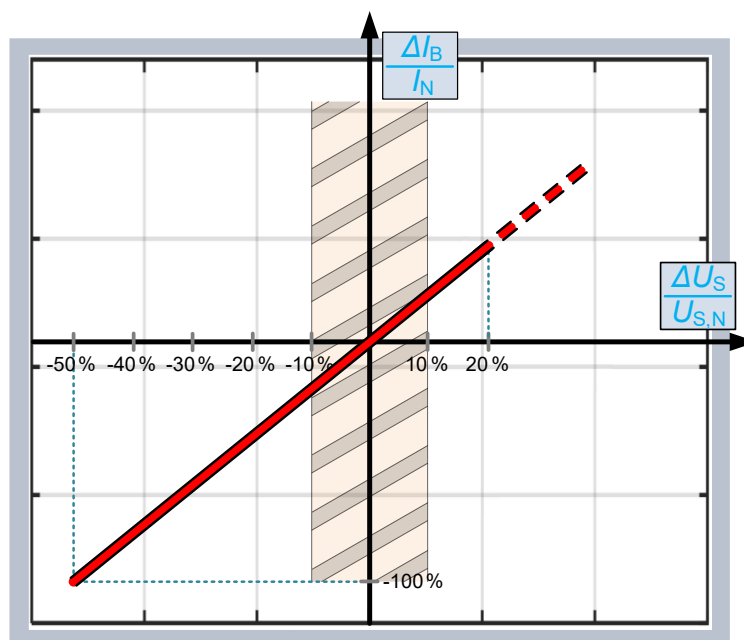


Abbildung 4.39: Spannungs-/Blindstrom-Statikkennlinie für eine Erzeugungsanlage im VZS nach [12]

Andersherum betrachtet führt dann ein Einbruch der Klemmenspannung zu einem negativen kapazitiven, also einem induktiven Blindstrom (übererregter Betrieb) oder eben für  $I_{B,N} \neq 0$  jeweils zur Verringerung oder Erhöhung des hierüber festgelegten kapazitiven oder induktiven Blindstroms  $I_{B,WEA}$ .

Das zwischen  $\pm 10\% \cdot \Delta U_S / U_{S,N}$  liegende Spannungstotband wird für die hier eingesetzte Statikkennlinie mit  $k_{I_{B,WEA,0}} = 2$  der Einfachheit halber nicht verwendet. Alle weiteren in den Netzanschlussregeln nach [12] hierzu aufgeführten Anforderungen sind aufgrund der direkt von Kraftwerken beziehungsweise Windenergieanlagen (wenn auch hier invers) übernommenen Regelungsstruktur ebenso beim GPPT-Verfahren umsetzbar, wurden in dieser Arbeit jedoch noch nicht betrachtet und implementiert. Dies betrifft beispielsweise die Regelung auf einen gewünschten, konstanten Leistungsfaktor  $\cos \varphi_{\text{soll}}$  bei einer ausschließlich geringen Spannungsabweichung  $\Delta U_S / U_{S,N} \leq \pm 10\%$  innerhalb des Totbands oder die Stützung oder Begrenzung der Klemmenspannung durch das Umschalten auf eine reine Spannungsregelung.

Entgegen der variabel festgelegten Nennleistung  $P_{N,WEA}$  der Windenergieanlage wird zur Definition des wie bei Kraftwerken festen Wertes für den Nennblindstrom  $I_{B,N}$  die Maximalleistung  $P_{\text{max}} = 20 \text{ kW}$  zusammen mit dem hier gewählten Leistungsfaktor  $\cos \varphi_N = 0,98$  herangezogen. Somit ergibt sich der gesamte, laut [61] auf alle drei Phasen bezogene Nennblindstrom zu

$$I_{B,N} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi_N} \cdot \frac{\sin \varphi_N}{U_{S,N}} = 17,66 \text{ A} \quad (4.36)$$

mit der entsprechend äquivalenten Nennblindleistung  $Q_{N,WEA} = I_{B,N} \cdot U_{S,N} = 4,061 \text{ kvar}$ .

Die Erregerzeitkonstante nach Abbildung 4.1 wurde zu  $T_e = 10 \text{ ms}$  gewählt und liegt somit etwas niedriger als der von bei Kraftwerken eingesetzten realen Erregermaschinen im Bereich von 100 ms [4].

#### 4.5.2 Resultierende maximale Antriebsleistung des fiktiven Generators

Zusätzlich zu der in das Netz eingespeisten Wirkleistung  $P_{el,WEA}$  wird nun über die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung der Blindstrom  $I_{B,WEA}$  eingestellt. Für den Fall, dass ein symmetrischer Spannungseinbruch  $\Delta U_S$  mit einem dadurch bedingten erhöhten Blindstrom eintritt, ist vor allem bei Beachtung der geringer zur Verfügung stehenden Klemmenspannung  $U_S$  ab einem gewissen Wert der Maximalstrom des Umrichters beziehungsweise die hier betragsmäßig festgelegte Grenze  $i_{S,\text{max}} = 50 \text{ A}$  (siehe Abschnitt 3.1.2.2) für die Fehlerabschaltung bei Phasenüberstrom erreicht. Da dann die Priorität bei der Erfüllung der über die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung festgelegten Blindleistungseinspeisung  $Q_{WEA}$  zur Spannungsstützung liegt, ist für die Dauer des aufgetretenen Netzfehlers eine entsprechende Reduzierung der Wirkleistung notwendig. Die maximal noch einspeisbare Wirkleistung  $P_{I_{S,\text{max}}}$  (siehe Abbildung 4.1) beim hier angenommenen, im Betrieb noch maximal zulässigen Phasenstrom  $\hat{I}_{S,\text{max}} = 47 \text{ A}$  ergibt sich durch

$$P_{I_{S,\max}}(Q_{WEA}, U_S) = \sqrt{S_{WEA}^2(I_{S,\max}) - Q_{WEA}^2} \quad (4.37)$$

mit

$$S_{WEA}(I_{S,\max}) = \begin{cases} 3 \cdot I_{S,\max} \cdot U_S & \text{mit } I_{S,\max} = \frac{\hat{I}_{S,\max}}{\sqrt{2}} \text{ für } S_{WEA} < S_{WEA,\max} \\ S_{WEA,\max} & \text{für } S_{WEA} \geq S_{WEA,\max} \end{cases} \quad (4.38)$$

Hierbei wird berücksichtigt, dass der sich aus der Auslegung zusätzlicher Komponenten, wie beispielsweise eines Transformators für die Netzanbindung, ergebende maximale Wert für die Scheinleistung  $S_{WEA,\max}$  ebenso nicht überschritten werden darf. Der Wert von  $\hat{I}_{S,\max}$  muss bei einem etwas geringeren Wert als die Fehlerabschaltungsgrenze von  $i_{\max} = 50$  A liegen.

Wie in Abbildung 4.1 dargestellt, erfolgt die Begrenzung der eingespeisten Wirkleistung  $P_{el,WEA}$  über die Grenzwerte  $m_{A,\max}$  und  $m_{A,\min}$  des fiktiven Antriebsmoments  $m_A$ . Die die obere Grenze festlegende maximale Antriebsleistung  $P_{A,\max}$  ergibt sich wiederum anhand einer übergeordneten Limitierung der maximalen Rotorleistung  $P_{Rotor,\max}$  durch  $P_{I_{S,\max}}$  entsprechend

$$P_{A,\max} = \begin{cases} P_{Rotor,\max} & \text{für } P_{Rotor,\max} < P_{I_{S,\max}} \\ P_{I_{S,\max}} & \text{für } P_{Rotor,\max} \geq P_{I_{S,\max}} \end{cases} \quad (4.39)$$

Hiermit vervollständigt sich der in (4.17) aufgeführte Zusammenhang bezüglich des in das Netz einspeisbaren Wirkleistungsbereichs der Windenergieanlage zu

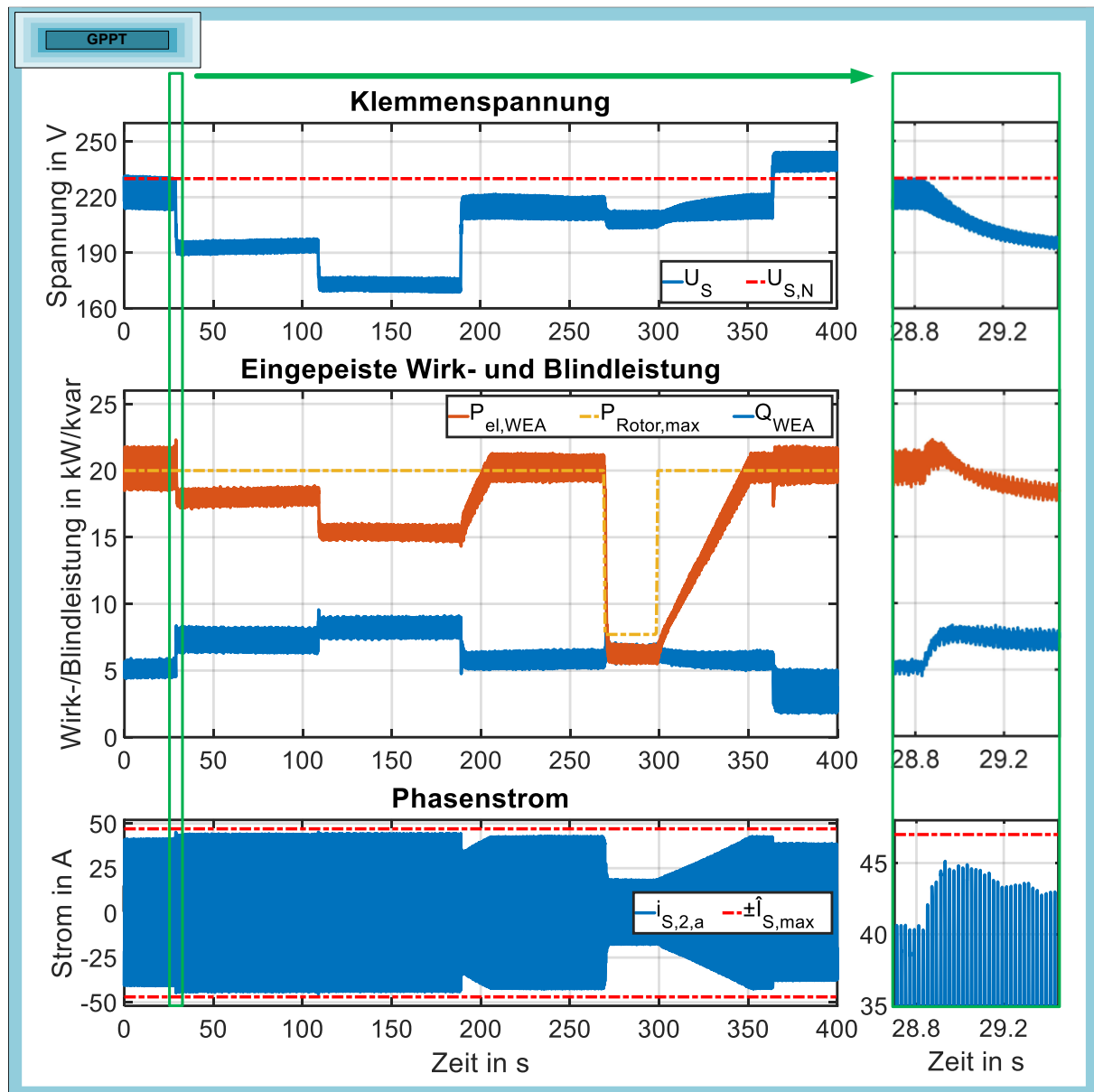
$$0 \text{ W} \leq P_{el,WEA} \leq P_{A,\max} \quad (4.40)$$

Die Blindleistungseinspeisung zur Spannungsstützung wird dadurch gegenüber der einzuspeisenden Wirkleistung priorisiert. Damit die Wirkleistungsbegrenzung im Fall  $P_{A,\max} = P_{I_{S,\max}}$  unter Berücksichtigung von Gleichung (4.37) und (4.38) ausreichend schnell erfolgt, sollte die Turbinenzeitkonstante  $T_{Turb}$  in der Größenordnung der Zeitkonstante der Erregermaschine  $T_e$  liegen und die Änderbarkeit der Wirkleistung  $P_{el,WEA}$  mit ähnlicher Geschwindigkeit ablaufen wie die der Blindleistung  $Q_{WEA}$ .

### 4.5.3 Resultierender Wirk- und Blindleistungsfluss

In Abbildung 4.40 ist die aus der fest vorgegebenen Klemmenspannung  $U_{S,2}$  bei einer festgelegten konstanten Netzfrequenz von  $f_{\text{Netz}} < f_{\text{Netz,N}}$  resultierende, in das Netz eingespeiste Wirk- und Blindleistung mit zugehörigem Phasenstrom dargestellt.

Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass in den folgenden Betrachtungen aufgrund der zunächst ausschließlich symmetrisch verwendeten dreiphasigen Klemmenspannung  $u_{S,2}$ , entgegen des in den Netzanschlussrichtlinien nach [12] aufgeführten Effektivwertes der verketteten Spannungen, der in jeder Phase einheitliche Effektivwert der Phasenspannung  $U_{S,2}$  verwendet wird.



**Abbildung 4.40:** Aus dem Klemmenspannungsverlauf resultierende eingepeiste Wirk- und Blindleistung mit zugehörigem Phasenstrom

Entsprechend der Festlegung über die implementierte Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung nach Gleichung (4.32) beziehungsweise (4.33) befindet sich die Blindleistung  $Q_{WEA}$  oberhalb vom Nennwert  $Q_{N,WEA} = 4,061$  kvar sobald die Spannung  $U_{S,2}$  den Wert  $U_{S,N}$  unterschreitet und andersherum [33], [53]. Aufgrund der relativ hohen Nennblindleistung  $Q_{N,WEA}$  beziehungsweise des Nennblindstroms  $I_{B,N}$  wird der fiktive Generator dabei durchgängig übererregt betrieben und die Windenergieanlage speist induktive Blindleistung ( $Q_{WEA} > 0$  für die gewählten Konventionen) in das Netz ein.

Wegen der konstant unterhalb von 50 Hz liegenden Netzfrequenz wird über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung durch die Begrenzung des fiktiven Antriebsmoments  $m_{A,soll}$  die maximal mögliche extrahierbare Windleistung  $P_{Rotor,max}$  als die in das Netz zu speisende Wirkleistung  $P_{el,WT} = P_{Rotor,max}$  zunächst festgelegt. Wie aus den auf der linken Seite der Abbildung 4.40 aufgeführten Messergebnissen im Zeitbereich von 30 s bis 190 s zu entnehmen ist, greift hierbei dann wenn nötig wiederum die über die Gleichungen in (4.15) und (4.39)

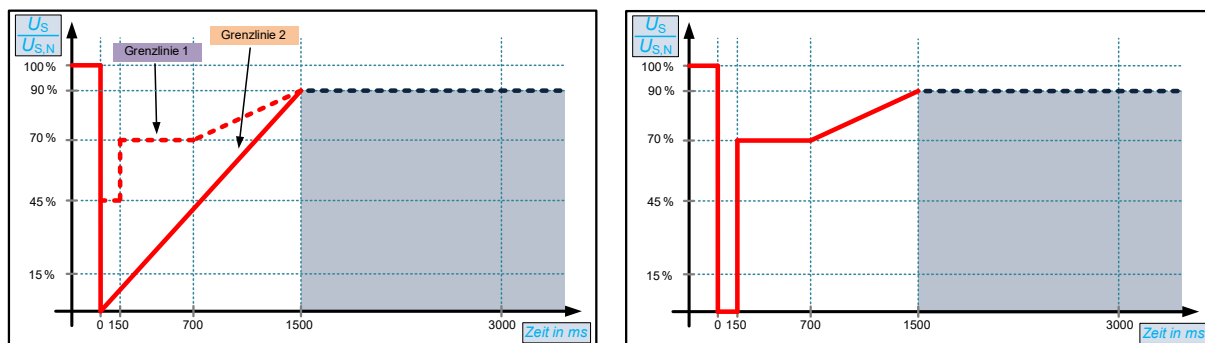
umgesetzte Wirkleistungsreduzierung für  $P_A = P_{A, \max} = P_{I_S, \max}$  bei Priorisierung der Blindleistungseinspeisung zur Einhaltung des als maximal zulässig gewählten Spitzenwertes des Phasenstroms  $\hat{I}_{S, \max} = 47 \text{ A}$  ein. Der resultierende Spitzenwert verbleibt dabei allerdings im eingeschwungenen Zustand bei ungefähr 43,3 A und liegt damit etwas unterhalb der festgelegten Grenze von  $\hat{I}_{S, \max}$ . Bedingt durch den nach Gleichung (4.5) ermittelten Wirkungsgrad von  $\eta_{f.SG} \approx 0,98$  zwischen der Antriebsleistung  $P_A$  und der eingespeisten Leistung  $P_{el, WEA}$  liefert eine zugehörige Simulation ebenfalls einen niedrigeren, jedoch bei 45,6 A liegenden Wert. Dieser Unterschied ist unter anderem durch eine Messungenauigkeiten der verwendeten Stromzange vom Typ *Tektronix TCP 0150 AC/DC* begründet.

Weiterhin wird die eingespeiste Wirkleistung  $P_{el, WEA}$  bei dem in Abbildung 4.40 zwischen 270 s und 300 s aufgeführten Windleistungseinbruch durch  $P_{A, \max} = P_{Rotor, \max}$  nach Gleichung (4.39) reduziert (siehe Abschnitt 4.2). Die hierbei auftretenden leichten Abweichungen zwischen  $P_{el, WEA}$  und dem aus der aktuellen Windgeschwindigkeit anhand Gleichung (2.39) separat errechneten Wert von  $P_{Rotor, \max}$  liegen an den tolerierbaren Ungenauigkeiten in der Rotornachbildung (siehe Abschnitt 3.2.2).

Auf der rechten Seite der Abbildung 4.40 ist ein Ausschnitt der jeweiligen Größen über einen Zeitbereich von 800 ms für die auftretende Spannungsänderung zum Zeitpunkt von ungefähr 30 s aufgeführt. Hiermit wird ein Einblick in die auftretende Dynamik der resultierenden Wirk- und Blindleistungsänderung gegeben, die notwendigerweise in einer zueinander ähnlichen zeitlichen Größenordnung zusammen mit dem dadurch bedingten Phasenstrom erfolgt. Wie aus der Abbildung oben rechts zu erkennen ist, wurde die Änderungsgeschwindigkeit des Spannungseffektivwertes  $U_S$  relativ gering gewählt, um die dabei dynamisch auftretende Erhöhung der Sollstatorströme  $i_{S, \text{soll}}$  des fiktiven Generators minimal zu halten.

#### 4.5.4 Durchfahren von Unterspannung bei Netzfehlern (LVRT)

In der Realität können die durch Netzfehler bedingten Spannungseinbrüche, wie unter anderem die in [5] beschriebenen ein- oder mehrphasigen Kurzschlüsse, wesentlich schneller und höher sein als bisher betrachtet. Die linke Seite der Abbildung 4.41 zeigt die dafür in den Netzanschlussregelung nach [12] aufgeführten Spannungsgrenzkurven im Falle eines aufgetretenen Netzfehlers zum Zeitpunkt  $t = 0 \text{ ms}$ .



**Abbildung 4.41:** Grenzkurven für die Werte paare Spannung/Dauer am Netzanschluss für eine konventionell betriebene Windenergieanlage (links) und ein Kraftwerk mit einem starr an das Netz gekoppelten Synchrongenerator (rechts) [12]



Oberhalb dieser Kurven darf sich eine konventionell betriebene Windenergieanlage nicht vom Netz trennen und muss weiterhin in einem stabilen Betriebszustand verbleiben (LVRT: *Low-Voltage Ride Through*). Der Bereich zwischen *Grenzlinie 1* und *Grenzlinie 2* ist hierbei in Absprache mit dem Netzbetreiber anpassbar, wobei die Anlage mindestens die *Grenzlinie 1* erfüllen muss und eine Abschaltung im besten Fall erst unterhalb von *Grenzlinie 2* erfolgt. Die hier dargestellten Grenzkurven beziehen sich auf die Hoch- und Höchstspannungsebene, wobei die entsprechenden Grenzkurven der für Windenergieanlagen hauptsächlich relevanten Mittelspannungsebene (Anbindung über Transformatoren) sehr ähnlich hierzu verlaufen.

Aufgrund des sich beim entwickelten GPPT-Verfahren nach Abbildung 4.1 wie ein starr an das Netz gekoppelter Synchrongenerator verhaltenden Umrichters mit Netzdrossel und den notwendigerweise steigenden Anforderungen an Windenergieanlagen bei zunehmender adäquater Ersetzung von Kraftwerken muss die für Kraftwerke zumindest im Bereich zwischen 0 ms und 150 ms noch einmal verschärfte Grenzkurve aus Abbildung 4.41 (rechts) nun ebenso für Windenergieanlagen gelten.

Große Kraftwerke mit direkt an das Netz angeschlossenen Synchrongeneratoren sind auf den bei Auftreten eines Netzfehlers resultierenden Kurzschlussstrom, der vor allem bei sehr schnellen und hohen Spannungseinbrüchen nach Abbildung 4.41 ein Vielfaches des Bemessungsstroms ausmacht, ausgelegt und können diesen für einige Sekunden ohne thermische Überlastung bereitstellen [62]. Aufgrund der bei Windenergieanlagen aus Kostengründen im Bereich des Nennstroms dimensionierten Umrichter wäre der nun äquivalent zum Kraftwerk resultierende Kurzschlussstrom des fiktiven Generators deutlich zu hoch. Die implementierte Fehlerabschaltung bei Phasenüberstrom würde eingreifen und die weitere Ansteuerung des Umrichters unterbinden, weshalb die Windenergieanlage den Netzfehler nicht durchfahren und sich vom Netz trennen würde.

Da die beim GPPT-Verfahren aus dem Generatormodell resultierenden Sollstatorströme  $i_{S,dq,soll}$  nicht direkt vorgebar sind, sondern sich für die gewählte Parametrierung aus den Eingangsgrößen  $m_A$ ,  $u_F$  und  $u_S$  ergeben, ist eine auf einen Netzfehler notwendige, sofortige Reduzierung der Sollstatorströme hierüber nicht ausreichend schnell einstellbar. Daher wird die in Abbildung 4.1 aufgeführte dynamisch eingreifende Begrenzung von  $i_{S,dq,soll}$  auf die festen Wertepaare  $i_{S,dq,max/min}$  bei den in Abbildung 4.41 nun im Vergleich zu der Messung aus Abbildung 4.40 deutlich dynamischeren Spannungseinbrüchen erforderlich.

Bei der Wahl der Grenzwerte  $i_{S,dq,max/min}$  ist zu beachten, dass diese im stationären Betriebszustand bei dem dort resultierenden Wirk- und Blindleistungsfluss keinen Einfluss haben dürfen. Daher müssen diese betragsmäßig oberhalb der jeweils stationär maximal annehmbaren Werte für die d-Komponente  $i_{S,d,soll}$  und die q-Komponente  $i_{S,q,soll}$  des Sollstatorstroms liegen. Bei dem in Abschnitt 4.1.1.1 eingeführten Synchronergeratormodell bildet hierbei  $i_{S,d}$  größtenteils die Blindkomponente und  $i_{S,q}$  die Wirkkomponente des sich einstellenden Statorstroms  $i_S$  ab, wobei hier kein proportionales Verhalten vorliegt und die beiden Größen auch nicht vollständig voneinander für die Wirk- und Blindleistung entkoppelt sind. Trotzdem haben sich die folgenden beiden Vorschriften zur Ermittlung der hierbei maximal annehmbaren Werte bei symmetrischen Netzfehlern (diese gelten dann auch bei unsymmetrischen Netzfehlern, siehe hierzu Abschnitt 4.5.4) herausgestellt, die ausschließlich von der Parametrierung des fiktiven Generators und nicht von der eingesetzten Netzdrossel abhängen:

### 1. Bestimmung der Grenzwerte für $i_{S, q, \min/\max}$ (größtenteils Wirkkomponente):

Unter Beachtung der Stromzählpfeilrichtung im gewählten VZS (siehe Abbildung 4.1) ergibt sich der Wert  $i_{S, q, \min}$  bei direkter Regelung der Blindleistung zu  $Q_{WEA} = 0$  (ohne Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung) am Arbeitspunkt, bei dem die Begrenzung der Antriebsleistung über  $P_{A, \max} = P_{I_{S, \max}}$  nach Gleichung (4.39) durch die dort entsprechend zu gering gewordene Klemmenspannung  $U_S$  einsetzt. Für die Parametrierung des fiktiven Generators nach Tabelle 4.1 hat sich durch eine zugehörige simulative Untersuchung für den besagten Arbeitspunkt ein Wert von  $i_{S, q} \approx -38,4$  A ergeben. Um etwas Spielraum im stationären Betrieb zu gewährleisten, wurde der untere Grenzwert zu  $i_{S, q, \min} = -40$  A gewählt und der obere Grenzwert hierbei dann aufgrund der ausschließlichen Wirkungsweise der Windenergieanlage als ein elektrischer Erzeuger zu  $i_{S, q, \max} = 0$  A festgelegt.

### 2. Bestimmung der Grenzwerte für $i_{S, d, \min/\max}$ (größtenteils Blindkomponente):

Zur Bestimmung des betragsmäßig größtmöglich angenommenen Wertes  $i_{S, d, \min}$  wird zunächst vorausgesetzt, dass bei einem aufgetretenen Netzfehler nach Abbildung 4.41 (rechts) der stationäre Betriebszustand erst ab dem Wiedererreichen von 70 % der nominalen Klemmenspannung  $U_{S, N}$  auftritt und die kritischen Spannungsänderungen zu den Zeitpunkten 0 ms und 150 ms einfach nur zu keiner Abschaltung beziehungsweise einem Trennen vom Netz führen dürfen. Somit ergibt sich der betragsmäßig größte Wert  $i_{S, d, \min}$  bei der Klemmenspannung  $U_S = 0,7 \cdot U_{S, N} = 161$  V und der, falls notwendig, durch die implementierte Phasenstrombegrenzung bedingten Wirkleistung  $P_{el, WEA} = P_{A, \max} = P_{I_{S, \max}}$  nach Gleichung (4.39). Aus dem hierbei resultierenden Wert  $i_{S, d} \approx -38$  A werden unter Berücksichtigung eines geringen Abstands die Grenzwerte  $i_{S, d, \min} = -40$  A und  $i_{S, d, \max} = 0$  A gewählt.

Insgesamt ergibt sich daher bei der verwendeten amplitudeninvarianten d/q-Transformation der betragsmäßige Wert für den maximal einregelbaren Phasenstrom zu

$$|i_{S, dq, \min}| = \sqrt{i_{S, d, \min}^2 + i_{S, q, \min}^2} = 56,57 \text{ A.} \quad (4.41)$$

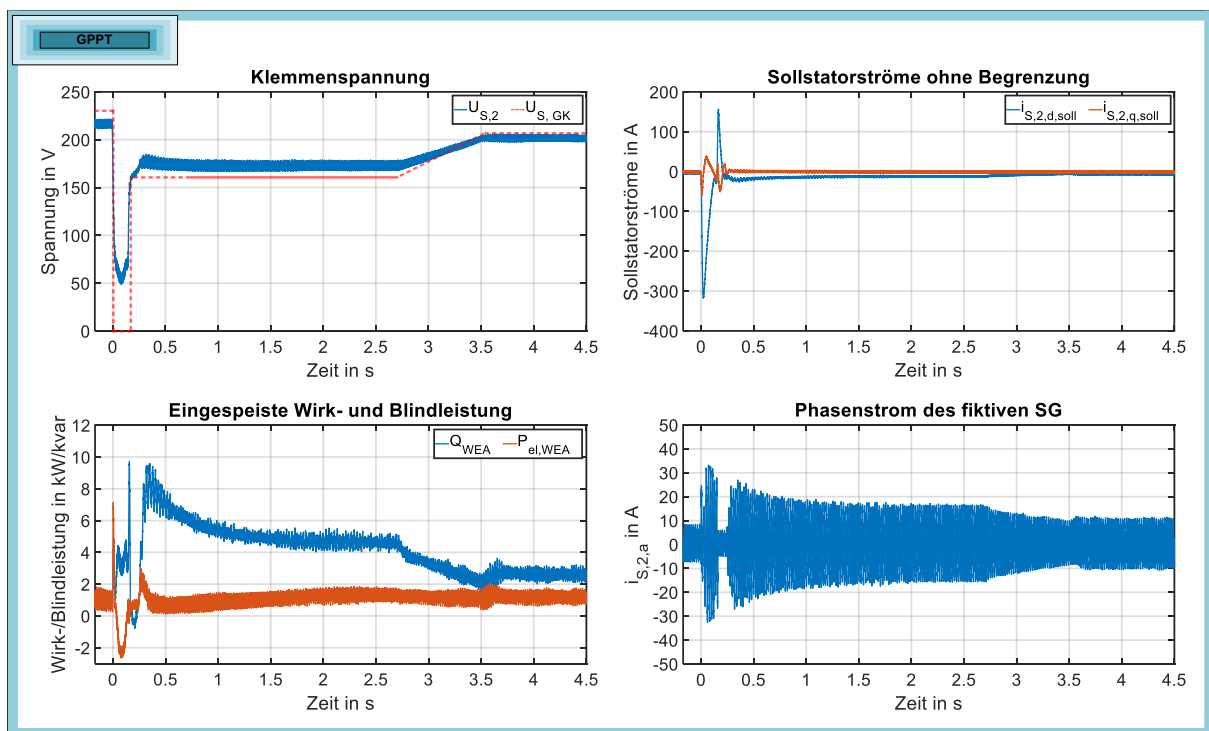
Unter Einbezug der Einregelzeit der Stromregelung muss die PWM-Abschaltungsgrenze bei Phasenüberstrom bei der hier verwendeten Spannungsebene und Leistungsklasse im Kilowattbereich einige Ampere oberhalb von  $|i_{S, dq, \min}|$  und somit auch dem im stationären Betrieb unter Vollast auftretenden Strom liegen, um auch in kritischen dynamischen Betriebszuständen nahe von  $i_{S, d, \min}$  und  $i_{S, q, \min}$  ein Abschalten zu vermeiden. Eine entsprechende Anpassung für die in der Praxis eingesetzten höheren Leistungsklassen im Megawattbereich unter Beachtung der zugehörigen Größenordnung der eingespeisten Netzströme und der Spannungsebene ist bei Verwendung dieses Konzeptes dann wie beschrieben durchzuführen.

Die am Prüfstand aus Abbildung 3.1 maßgeblich durch den eingesetzten Trenntransformator bedingte Abschaltungsgrenze bei Phasenüberstrom von  $i_{\max} = 50$  A (muss etwas höher als  $\hat{I}_{S, \max}$  sein) liegt hier jedoch sogar unterhalb von der im stationären Betrieb größtmöglich auftretenden Amplitude des Phasenstroms  $|i_{S, dq, \min}| = 56,57$  A. Aufgrund dessen wird die Sollstrombegrenzung bei einer konstant gering gehaltenen eingespeisten Wirkleistung von  $P_{el, WEA} = P_{Rotor, \max} = 1$  kW sowie einem Nennblindstrom von  $I_{B, N} = 0$  A im Folgenden

praktisch validiert. Dadurch können die zuvor bestimmten Grenzwerte  $i_{s, dq, \max/\min}$  für einen größeren Abstand zur Fehlerabschaltungsgrenze  $i_{\max}$  reduziert werden. Diese wurden dann zu  $i_{s, d, \min} = -30 \text{ A}$ ,  $i_{s, d, \max} = 0 \text{ A}$ ,  $i_{s, q, \min} = -5 \text{ A}$  und  $i_{s, q, \max} = 0 \text{ A}$  festgelegt, sodass innerhalb davon der stationäre Betrieb ohne Beeinflussung abläuft. Der Wert von  $|i_{s, dq, \min}|$  ergibt sich damit zu  $30,41 \text{ A}$  und liegt deutlich ausreichend weit entfernt von  $i_{\max} = 50 \text{ A}$ .

Es ist hierbei explizit festzuhalten, dass die vorgenommene Reduktion der ermittelten Sollstromgrenzwerte ausschließlich prüfstandsbedingt ist, um die gewünschte Funktionsweise an diesem trotzdem herausstellen und validieren zu können. Bei realen Windenergieanlagen mit optimalen, auf die Nennleistung ausgelegten Komponenten ist die Sollstrombegrenzung dann in vollem Umfang anwendbar. Diese würde somit auch im Falle der maximal eingespeisten Leistung  $P_{el, WEA} = P_{\max}$  stationär nicht begrenzen und durch einen angemessen hohen Abstand zur Fehlerabschaltungsgrenze ausschließlich dynamisch korrekt limitierend eingreifen.

In der zu Abbildung 4.42 gehörenden Messung wurde der dort links oben aufgeführte Spannungsverlauf für die Klemmenspannung  $U_{S, 2}$  in Anlehnung an die vom Netzbetreiber nach Abbildung 4.41 (rechts) geforderte Spannungsgrenzkurve  $U_{S, GK}$  für Kraftwerke nun für einen Verbleib der Windenergieanlage am Netz vorgegeben. Hierbei wurde der Verlauf der Grenzspannung bei  $U_{S, GK} = 0,7 \cdot 230 \text{ V} = 161 \text{ V}$ , beginnend ab dem Zeitpunkt  $150 \text{ ms}$ , um zwei Sekunden verlängert (durchgezogene rote Linie), damit gewartet wird bis die hierfür über die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung definierte Blindleistung  $Q_{WEA}$  in der Darstellung unten links vollständig eingeregelt ist. Dabei ist jedoch auch ein kürzerer Verbleib auf diesem Spannungsniveau, wie den in Abbildung 4.41 (rechts) aufgeführten  $550 \text{ ms}$ , mit entsprechend erhöhter Blindleistung zulässig. Die leichten Abweichungen zwischen der Klemmenspannung  $U_{S, 2}$  und der durch die Grenzkurve definierten Spannung  $U_{S, GK}$  sind durch den im Betrieb resultierenden



**Abbildung 4.42:** Wirksamkeit der angewendeten Sollstrombegrenzung für das Durchfahren eines vorgegebenen kritischen Spannungsverlaufs in Anlehnung an Abbildung 4.41 (rechts)

Spannungsabfall über dem LCL-Filter und Trenntransformator bei direkter Ausgabe von  $U_{\text{Netz}} = U_{S, \text{GK}}$  durch Umrichter [b] (siehe Abbildung 3.15 links) bedingt.

Nach den Forderungen aus der SDLWindV (Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen) in [61] darf bei aktuellen, nach dem MPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlagen die Einschwingzeit für den sich durch eine Spannungsänderung ergebenden eingespeisten Blindstrom  $I_{B, \text{WEA}}$  jedoch nur maximal 60 ms betragen. Die Einschwingzeit ist dabei nach [63] als die Zeitdauer definiert, die benötigt wird bis  $I_{B, \text{WEA}}$  innerhalb des Bereichs  $I_{B, \text{soll}} - 0,1 \cdot I_{B, \text{N}} \leq I_{B, \text{WEA}} \leq I_{B, \text{soll}} + 0,2 \cdot I_{B, \text{N}}$  um den einzuregelnden Sollwert  $I_{B, \text{soll}}$  verbleibt und sich danach stationär einstellt ( $I_{B, \text{WEA}} = I_{B, \text{soll}}$ ).

Wie aus Abbildung 2.29 zu erkennen ist, ist dies dadurch realisierbar, dass der aus der Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung mit zusätzlichem Blindstromregler resultierende Sollstrom  $i_{\text{Netz}, q, \text{soll}}$  direkt durch die unterlagerte Stromregelung in der geforderten Zeitdauer eingestellt werden kann. Da sich die nun nach dem entwickelten GPPT-Verfahren betriebene Windenergieanlage durch die angestrebte Kraftwerksanalogie netzseitig wie ein starr an das Netz gekoppelter Synchrongenerator verhält, gelten nun ebenso die für Kraftwerke üblichen, höheren zeitlichen Größenordnungen. Weil bei Kraftwerken allein die Erregerzeitkonstante  $T_e$  von der zur Einstellung der Blindleistung über die Erregerspannung  $u_F$  eingesetzten Erregermaschine laut [4] im Bereich von 100 ms liegt, ist die resultierende Einregelzeit von  $Q_{\text{WEA}}$  unter Berücksichtigung des zusätzlichen zeitlichen Übertragungsverhaltens des Synchrongenerators im Vergleich zum MPPT-Verfahren um ein Vielfaches größer. Ergänzend kommt beim GPPT-Verfahren hierzu noch die Zeitdauer zur Einstellung der Sollstatorströme  $i_{S, \text{soll}}$  durch die dem Generatormodell unterlagerte Stromregelung. Für die hier parametrisierte Windenergieanlage wird für die Zeitkonstante der durch ein  $PT_1$ -Glied angenäherten Erregermaschine sogar der im Vergleich zum Kraftwerk reduzierte Wert  $T_e = 10$  ms verwendet, woraus sich die in Abbildung 4.42 dargestellte Einregelzeit bis zum Erreichen des stationären Wertes von  $Q_{\text{WEA}}$  von ungefähr 1,5 s ergibt. Trotzdem nähert sich die eingespeiste Blindleistung bereits nach wenigen 100 ms dem stationären Wert innerhalb eines vertretbaren Rahmens an.

Aus dem Verlauf der resultierenden Sollstatorströme  $i_{S, 2, d, \text{soll}}$  und  $i_{S, 2, q, \text{soll}}$  wird ersichtlich, dass bei den kritischen Spannungsänderungen zum Zeitpunkt 0 ms und 150 ms die Höhe des Betrags dieser ohne Begrenzung in positiver sowie der stationär resultierenden negativen Richtung weit über der Fehlerabschaltungsgrenze  $i_{\text{max}} = 50$  A liegt, was somit zu einem Abschalten der PWM-Signalausgabe führen würde. Durch die Anwendung der Sollstrombegrenzung wird es jedoch möglich, dass die Anlage den Netzfehler durchfährt (LVRT), da der hier für eine Phase dargestellte Statorstrom  $i_{S, 2, a}$  innerhalb des tolerierten Bereichs verbleibt und sogar nur 2 A bis 3 A vom Betrag der Grenzwerte  $|i_{S, dq, \text{min}}| = 30,41$  A abweicht [33], [53]. Die vom fiktiven Generator angenommene Drehzahl  $\omega_{f, \text{SG}}$  wurde hierbei durch eine entsprechende Begrenzung des diese ausgebenden Integrators (siehe Abbildung 4.3) auf die im stationären Betrieb nicht unter- beziehungsweise überschrittenen Werte der Netzfrequenz von 45 Hz und 55 Hz limitiert. Dadurch synchronisiert sich das Generatormodell nach kritischen Spannungseinbrüchen wieder deutlich schneller auf die Netzspannung.

Eventuell greift die implementierte Begrenzung der Sollstatorströme  $i_{S, dq, \text{soll}}$  ebenso bei sprunghaften Änderungen der von der Last geforderten Wirkleistung  $P_{\text{Last}}$  ein. Dies ist durch das sich dann plötzlich erhöhende elektrische Moment  $m_{\text{el}, \text{Netz}}$  und der daraus resultierenden dynamischen Stromänderung während der Bereitstellung einer Momentanreserve bedingt. Erste

Simulationen hierzu haben jedoch gezeigt, dass die Sollstatorströme bei Weitem nicht so hoch werden können wie es bei den zuvor betrachteten Spannungseinbrüchen (Netzfehlern) der Fall ist.

Für den beim GPPT-Verfahren in Abbildung 4.1 als Klemmenspannungsregler eingesetzten PI-Regler mit Stellgrößenbegrenzung nach Abbildung 2.33 ist folgende Konvention gültig:

$$\begin{aligned} w_{\text{stell}} &= u_{\text{F, soll}} ; & y_{\text{soll}} &= U_{\text{S, soll}} = U_{\text{S, N}} + \Delta U_{\text{S}} ; & y_{\text{ist}} &= U_{\text{S}} ; \\ w_{\text{stell, max}} &= u_{\text{F, max}} ; & w_{\text{stell, min}} &= u_{\text{F, min}} . \end{aligned} \quad (4.42)$$

Die Begrenzung der Stellgröße  $u_{\text{F, soll}}$  ist insbesondere bei Netzfehlern mit großen Spannungseinbrüchen wichtig, da der Regler andernfalls sofort zu stark eingreifen würde und nach der kurzzeitigen Dauer hiervon (siehe Abbildung 4.41 rechts), also bei der dann nach 150 ms teilweisen Rückkehr zur nominalen Spannung, bereits einen unangemessen hohen Wert angenommen hätte. Die Implementierung hiervon erfolgte im Gegensatz zur Darstellung aus Abbildung 4.1 in normierten Größen. Hierbei wurden die normierten Grenzwerte  $u_{\text{F, 0, max}} = 0,5$  und  $u_{\text{F, 0, min}} = -0,3$  gewählt, wobei der Reglerausgang zusätzlich um den Wert 0,95 vorgesteuert wird. Somit ergibt sich ein Stellbereich von  $0,65 \leq u_{\text{F, 0, soll}} \leq 1,45$  (normiert).

Bei der in diesem Abschnitt vorgestellten Sollstrombegrenzung zur Reduzierung des Kurzschlussstroms  $I_{\text{k}}$  des Generators ist unbedingt zu berücksichtigen, dass sich dadurch auch der Anteil des Erzeugers an der den störfesten Netzbetrieb charakterisierenden verfügbaren Kurzschlussleistung  $S_{\text{k}}$  nach Gleichung (2.32) verringert. Demgegenüber existiert jedoch eine potentielle Vielzahl von in das Netz integrierten Umrichtersystemen mit Synchrongeneratorverhalten. Zusätzlich ist es für die Netzstabilität entscheidend, dass Netzschutzeinrichtungen überhaupt erst durch das Detektieren eines Überstroms den fehlerbehafteten Netzabschnitt abschalten können [62]. Dafür können die für den hier betrachteten Prüfstand verhältnismäßig knapp bemessenen Grenzwerte  $i_{\text{S, dq, max/min}}$  bei einer realen Anwendung wahrscheinlich höher ausfallen. Weiterhin ist es theoretisch möglich die IGBT-Schalter des Umrichters kurzzeitig oberhalb des für den Dauerbetrieb angegebenen Maximalstroms ohne Schädigung zu betreiben (Kurzschlussfestigkeit) [64].

#### 4.5.5 Handhabung von unsymmetrischen Netzfehlern

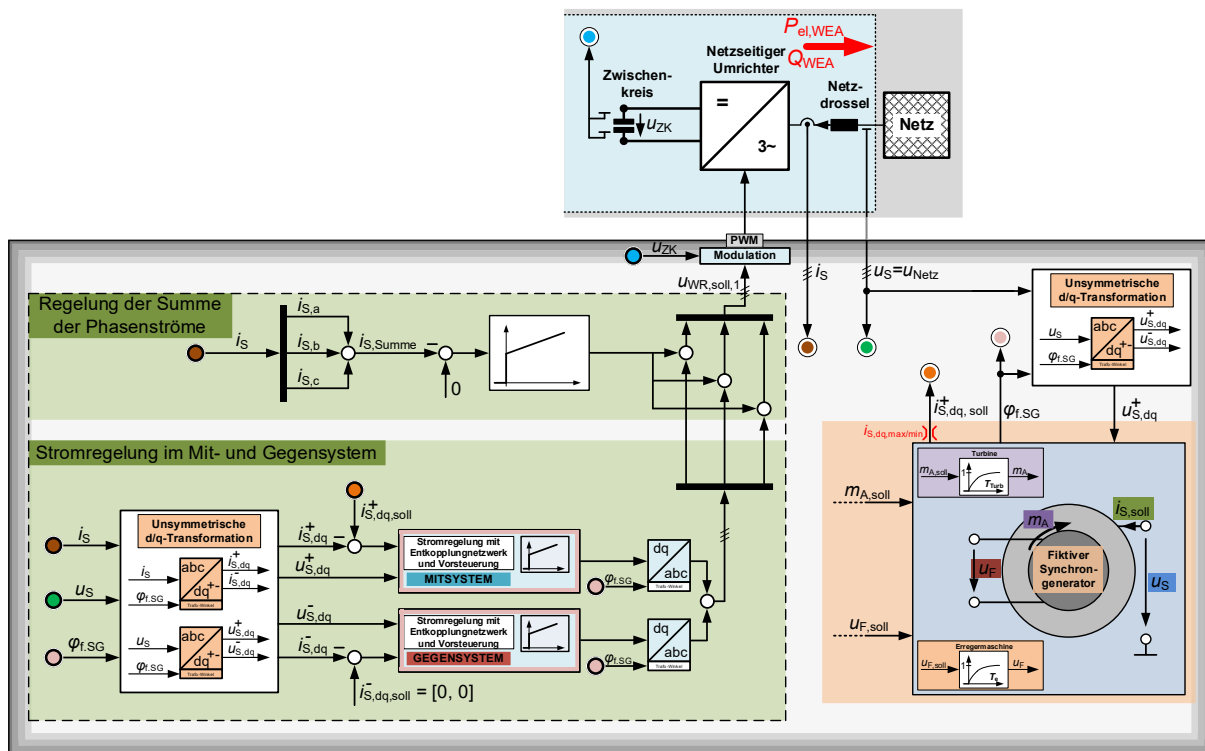
Zusätzlich zu den bisher aufgeführten symmetrischen Netzfehlern müssen Erzeugungsanlagen gemäß [12] die in [65] festgelegten Arten von unsymmetrischen Spannungseinbrüchen durchführen können. Dabei ist ebenso ein über die zugehörige Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung definierter Blindstrom bereitzustellen. Aufgrund dessen werden in diesem Abschnitt hierzu erste Ansätze für die Handhabung von Spannungsunsymmetrien für eine nach dem GPPT-Verfahren betriebenen Windenergieanlage aufgezeigt und simulatorisch untersucht.

Zunächst ist eine aufgetretene Unsymmetrie bei der Bestimmung der in Abhängigkeit der priorisierten Blindleistung noch einspeisbaren Wirkleistung  $P_{\text{I}_{\text{S, max}}}$  nach Gleichung (4.37) zu berücksichtigen. Bei der darin für den Fall  $S_{\text{WEA}} < S_{\text{WEA, max}}$  eingehenden Scheinleistung  $S_{\text{WEA}}(I_{\text{S, max}})$  aus Gleichung (4.38) muss somit jede Phase einzeln ausgewertet werden:

$$S_{\text{WEA}}(I_{\text{S, max}}) = I_{\text{S, max}} \cdot U_{\text{S, a}} + I_{\text{S, max}} \cdot U_{\text{S, b}} + I_{\text{S, max}} \cdot U_{\text{S, c}} \quad \text{mit} \quad I_{\text{S, max}} = \frac{\hat{I}_{\text{S, max}}}{\sqrt{2}} . \quad (4.43)$$

Vereinfachend könnte hierbei auch in Gleichung (4.38) nur der niedrigste Wert der drei Phasenspannungen verwendet werden.

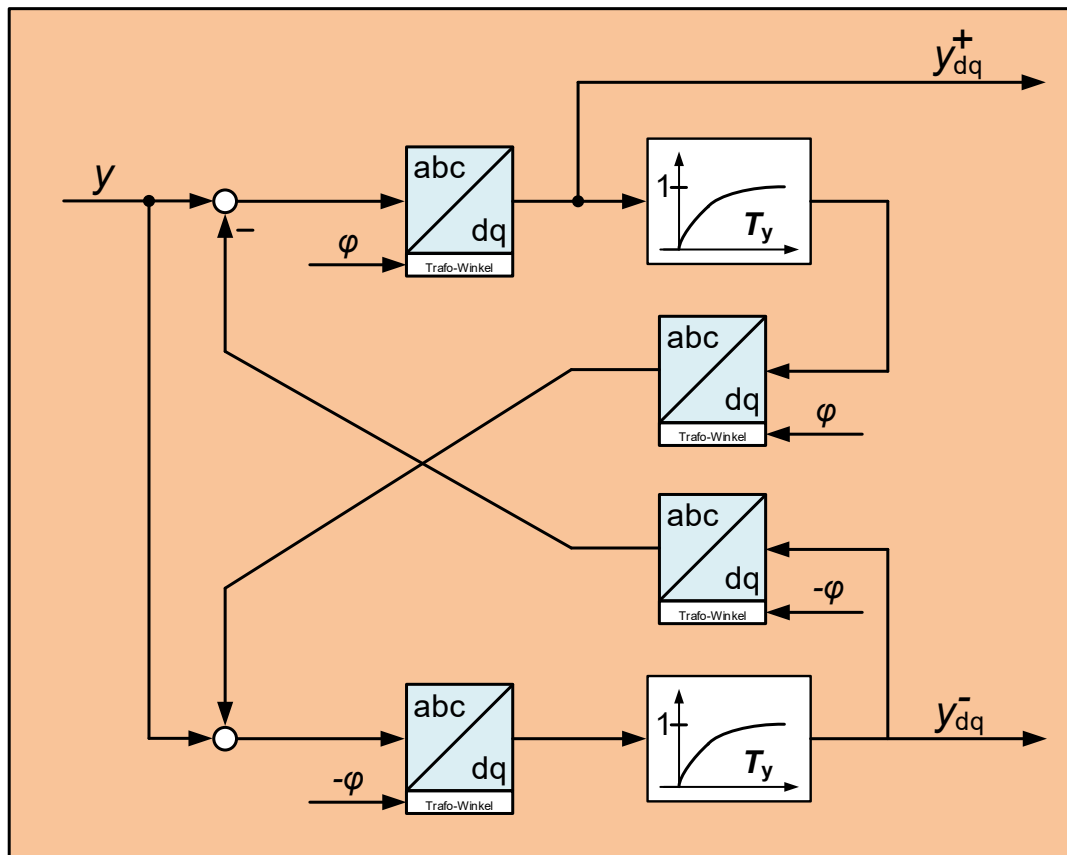
Jede unsymmetrische dreiphasige Größe kann in ein symmetrisches Mitsystem, ein diesem entgegenlaufendes symmetrisches Gegensystem und ein Nullsystem zerlegt werden (symmetrische Komponenten) [66]. Da der Umrichter im Gegensatz zu einer realen Synchronmaschine keinen internen Sternpunkt besitzt, darf sich jedoch bei Unsymmetrien in der in das Generatormodell in Abbildung 4.3 eingehenden Klemmenspannung  $u_s$  kein Nullsystem ausbilden. Um dies zu vermeiden, wird daher, ergänzend zu den in dieser Arbeit am Prüfstand durchgeführten Implementierungen, in [54] die Regelung der Summe der drei Phasenströme  $i_{s,a}$ ,  $i_{s,b}$  und  $i_{s,c}$  auf den Wert null entsprechend Abbildung 4.43 genannt.



**Abbildung 4.43:** Erweiterung der Stromregelung für das Mit- und Gegensystem sowie Regelung der Summe der Phasenströme zu null zur Handhabung von Spannungsunsymmetrien

Darüber hinaus ist dann auch die aufgeführte Erweiterung der bestehenden Stromregelung durch Unterteilung in eine Regelung für das Mit- und Gegensystem erforderlich [63], [66], [67]. Zur Ermittlung der dafür benötigten Statorströme und Klemmenspannungen  $i_{s,dq}^+$  und  $u_{s,dq}^+$  im Mitsystem sowie  $i_{s,dq}^-$  und  $u_{s,dq}^-$  im Gegensystem wird eine unsymmetrische d/q-Transformation bei Verwendung des fiktiven Generatorwinkels  $\varphi_{f,SG}$  durchgeführt. Diese ist für eine allgemeine dreiphasige Größe  $y$  und den Transformationswinkel  $\varphi$  in Abbildung 4.44 detailliert dargestellt. Es hat sich dabei herausgestellt, dass die nachfolgend noch aufgeführte Simulation am stabilsten für den Fall durchlief, in dem die d/q-Komponenten des Mitsystems  $y_{dq}^+$  ohne Filterung mit der hier allgemeinen Zeitkonstante  $T_y$  und die d/q-Komponenten des Gegensystems  $y_{dq}^-$  gefiltert abgegriffen werden.

Für die Behandlung der in das Generatormodell eingehenden Klemmenspannung  $u_s$  und dem daraufhin ausgehenden Statorstrom  $i_s$  gibt es im unsymmetrischen Fall prinzipiell mehrere



**Abbildung 4.44:** Unsymmetrische d/q-Transformation zur Berechnung der Mit- und Gegensystemkomponenten nach [66] am Beispiel einer allgemeinen dreiphasigen Größe  $y$

denkbare Vorgehensweisen. Zum einen stellt der Einsatz von zwei identischen Generatormodellen, jeweils für das Mit- und Gegensystem, einen möglichen Ansatz dar. Dadurch werden die aus  $u_{S,dq}^+$  resultierenden Werte für  $i_{S,dq,soll}^+$  sowie die sich durch  $u_{S,dq}^-$  ergebenden Werte für  $i_{S,dq,soll}^-$  getrennt behandelt. In diesem Fall ist jedoch nicht klar, welche Werte die ebenso eingehenden Stellgrößen Antriebsmoment  $m_A$  und Erregerspannung  $u_F$  beim Modell im Gegensystem annehmen sollten. Zumindest können hier nicht dieselben Werte wie beim Mitsystemmodell verwendet werden, da ansonsten beispielsweise im symmetrischen Fall ( $u_{S,dq}^- = 0$ ) bereits ein hoher Sollstatorstrom  $i_{S,dq,soll}^-$  aufgrund von  $u_{p,dq}^-(u_F) > 0$  resultieren würde.

Weiterhin könnte auch eine symmetrische d/q-Transformation auf die unsymmetrische Klemmenspannung  $u_S$  angewendet werden. Da dabei für die Transformation nur der positive Winkel  $\varphi_{f,SG}$  verwendet wird und keine Entkopplung von Mit- und Gegensystem wie in Abbildung 4.44 erfolgt, würden die Werte der Modelleingangsgrößen  $u_{S,d}$  und  $u_{S,q}$  (siehe Abbildung 4.3) im Mitsystem zusätzlich von aus dem Anteil des Gegensystems resultierenden Schwingungen mit doppelter Generator- beziehungsweise Netzfrequenz  $f_{Netz}$  überlagert werden. Die resultierenden Sollstatorströme  $i_{S,dq,soll}$  werden dann symmetrisch in die dreiphasige Größe  $i_{S,soll}$  zurücktransformiert und anschließend zur Ermittlung der Stromsollwerte  $i_{S,dq,soll}^+$  und  $i_{S,dq,soll}^-$  für die Stromregelung im Mit- und Gegensystem wiederum unsymmetrisch nach Abbildung 4.44 d/q-transformiert. Hierbei hat sich allerdings anhand einer zugehörigen Simulation ergeben, dass während einer Unsymmetrie stationär ein vielfach höherer Statorstrom  $i_S$  resultiert, der auch den zulässigen Wertebereich überschreiten könnte. Zusätzlich führen die sich in der

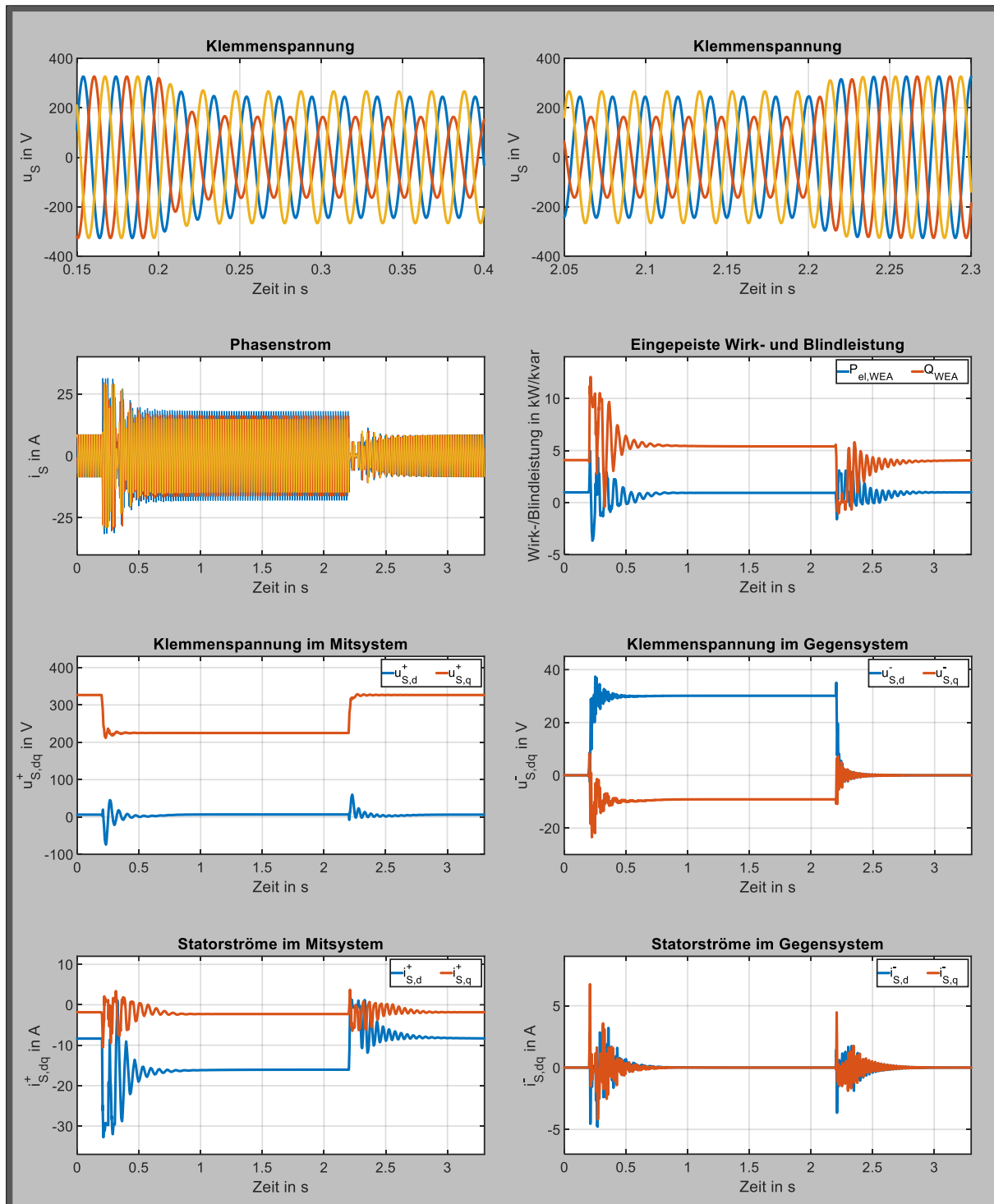
eingehenden Klemmenspannung befindenden Schwingungen durch das Übertragungsverhalten des Generatormodells zu ebenso hohen Anteilen des Gegensystems in den Sollstatorströmen. Diese lassen sich dann nicht mehr optimal in die symmetrischen Komponenten zerlegen. Darüber hinaus müsste eine Anpassung der Sollstrombegrenzung jeweils für die Sollstatorströme im Mit- und Gegensystem erfolgen.

Um die genannten Probleme zu umgehen und auch die bereits ermittelten Grenzwerte  $i_{s, dq, \max/\min}$  (siehe Abschnitt 4.5.4) für die Sollstrombegrenzung genauso beibehalten zu können, hat sich die ausschließliche Verwendung der eingehenden Klemmenspannung  $u_{S, dq}^+$  im Mitsystem mit den dabei einzuregelnden Sollstatorströmen  $i_{S, dq, \text{soll}}^+$  im Mitsystem (siehe Abbildung 4.43) als einzig und am praktikabelsten umsetzbar erwiesen. Die Statorströme  $i_{S, dq}^-$  im Gegensystem werden dann einfach durch direkt Vorgabe von  $i_{S, dq, \text{soll}}^- = [0, 0]$  zu null geregelt. Die Ausbildung eines unerwünschten Gegensystems wird somit sogar verhindert, wodurch ein Vorteil gegenüber realen Generatoren ohne diese Eingriffsmöglichkeit gegeben ist. Hierbei ist eine schnelle Stromregelung vorausgesetzt, damit auch dynamisch keine wesentliche Erhöhung des Phasenstroms  $i_s$  beziehungsweise ein Überschreiten der festgelegten Abschaltungsgrenze bei Phasenüberstrom  $i_{\max}$  auftritt. Eventuell kann ein leichtes Herabsetzen der gewählten Grenzwerte von  $i_{s, dq, \max/\min}$  hierbei Abhilfe schaffen, falls diese noch ausreichend weit entfernt vom stationären Betriebsfall bei maximaler Wirk- und Blindleistung liegen. Die Ausgangsgrößen der Stromregelung werden wie zuvor symmetrisch d/q-rücktransformiert.

In Abbildung 4.45 sind die relevanten Simulationsgrößen bei Approximation des netzseitigen Umrichters durch ein Verzögerungsglied für den dort ausschnittsweise zum Zeitpunkt 0,2 s aufgeführten unsymmetrischen Einbruch der Klemmenspannung  $u_s$  mit einer Dauer von 2 s dargestellt. Die Spannungsunsymmetrie findet sich dabei direkt in den von null abweichenden Werten von  $u_{S, dq}^-$  wieder. Stationär wird die Ausbildung der dem Gegensystem zugehörigen Statorströme  $i_{S, dq}^-$  anhand der implementierten Regelung (siehe Abbildung 4.43) unterbunden. In Anlehnung an die in Abbildung 4.42 erzielten Messergebnisse wurde für die hier gezeigten Simulationsergebnisse ebenso die maximal verfügbare Rotorleistung und damit die eingespeiste Wirkleistung zu  $P_{el, WEA} = P_{\text{Rotor, max}} = 1 \text{ kW}$  gewählt. Für den Nennblindstrom beziehungsweise die Nennblindleistung ist an dieser Stelle jedoch wieder der in Gleichung (4.36) ermittelte Wert von  $I_{B, N} = 17,66 \text{ A}$  beziehungsweise  $Q_{N, WEA} = 4,061 \text{ kvar}$  verwendet worden.

Der durchgehend unterhalb von  $i_{\max}$  liegende Wertebereich des Phasenstroms  $i_s$  belegt die weiterhin korrekte Wirksamkeit der Sollstrombegrenzung. Die Anwendung dieser sorgt jedoch auch zusammen mit der unsymmetrischen d/q-Transformation nach Abbildung 4.44 für einen etwas verlängerten Einschwingvorgang der eingeregelteten Statorströme  $i_{S, dq}^+$  im Bereich von einigen hundert Millisekunden. Dies wirkt sich ebenfalls auf die eingespeiste Wirk- und Blindleistung  $P_{el, WEA}$  und  $Q_{WEA}$  aus. Anhand der Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung erhöht sich während des Absinkens der Klemmenspannung  $u_s$  die Blindleistung  $Q_{WEA}$ . Genau wie in Abschnitt 4.5.3 resultiert diese hier aus dem größten Wert der drei Phasenspannungen und ist daher abweichend von dem in den Netzanschlussregeln nach [12] gewählten Bezug auf die verkettete Klemmenspannung. Das Prinzip ist dabei jedoch das Gleiche. Die in das Netz gespeiste Wirkleistung verbleibt stationär betrachtet durchgehend bei  $P_{el, WEA} = 1 \text{ kW}$ .

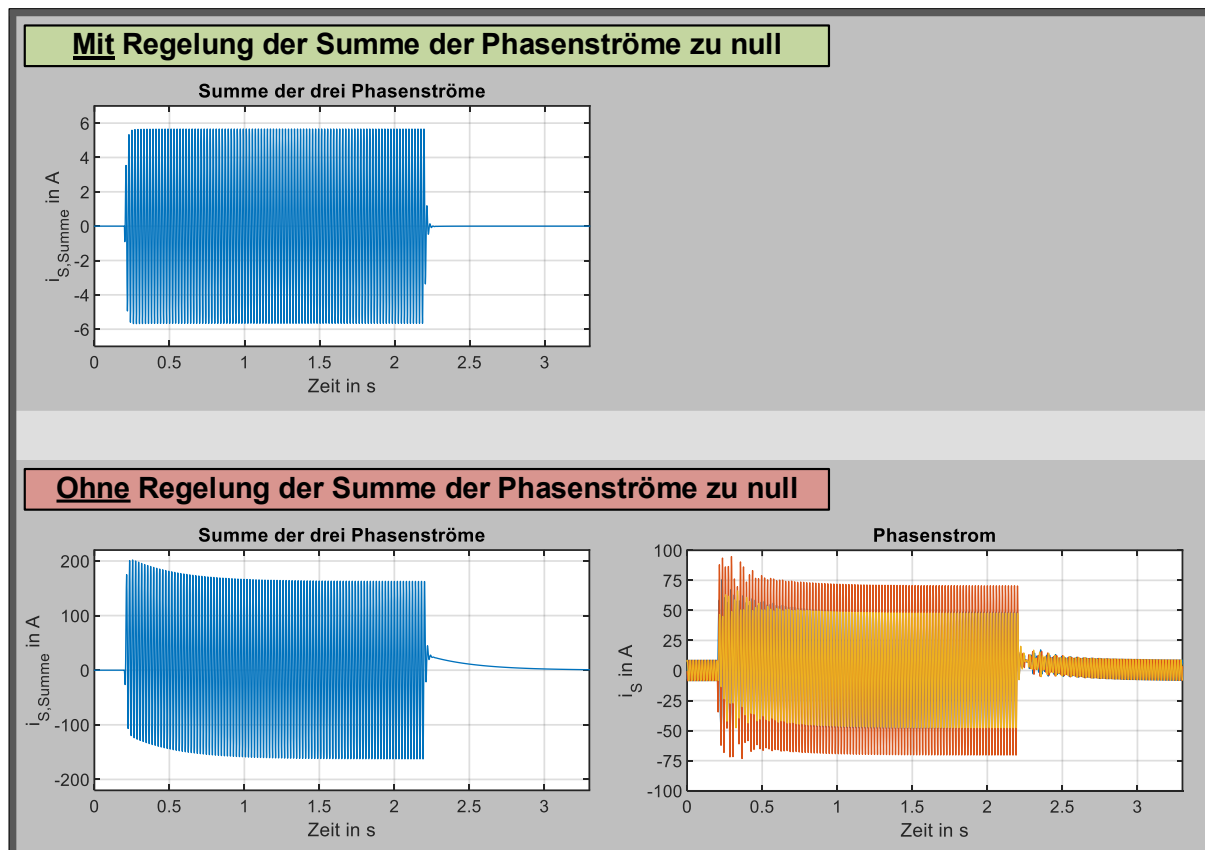




**Abbildung 4.45:** Resultierende Simulationsverläufe der bei einem unsymmetrischen Einbruch der Klemmenspannung relevanten Größen

Des Weiteren greift während der Spannungsunsymmetrie der für die Regelung der Summe der Phasenströme  $i_{S, \text{summe}}$  zuständige PI-Regler ein (siehe Abbildung 4.43). Im oberen Bereich der Abbildung 4.46 ist der dadurch resultierende Verlauf von  $i_{S, \text{summe}}$  illustriert. Der Wert dieser Größe ist dabei nicht vollständig beim angestrebten Wert von null, jedoch wird bei einem Vergleich mit  $i_{S, \text{summe}}$  ohne diesen Regeleingriff (und ohne Sollstrombegrenzung) im unteren Bereich der Abbildung dessen Wirksamkeit verdeutlicht. Ebenso befinden sich ansonsten die drei Phasenströme von  $i_S$  in Phase und deren maximal auftretende Werte sind im Vergleich zu

denen von Abbildung 4.45 deutlich erhöht. Zudem besitzen diese einen auf die Spannungsänderung folgenden abklingenden Gleichanteil.



**Abbildung 4.46:** Auswirkung des Regeleingriffs zur Regelung der Summe der Phasenströme zu null

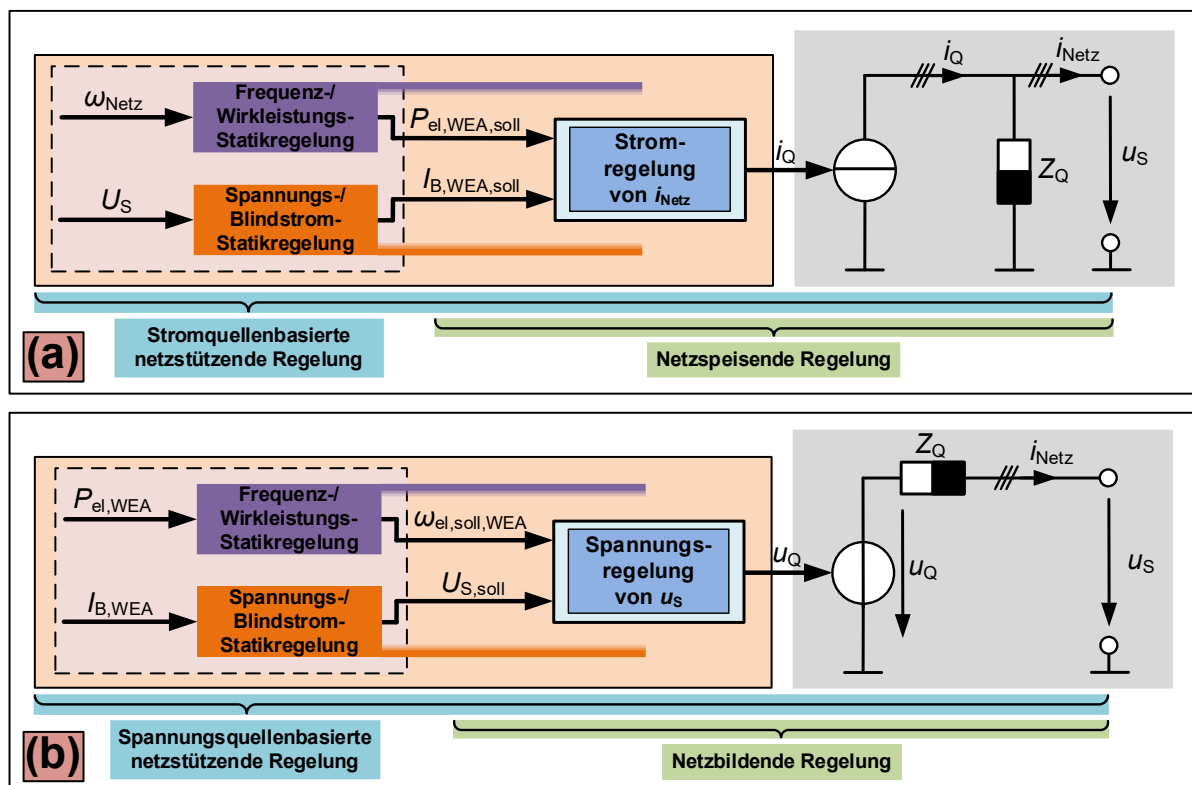
## 4.6 Startbedingung und netzbildende Regelung

Bevor die Windenergieanlage ab der Einschalt- bis zur Ausschaltwindgeschwindigkeit (siehe Tabelle 3.3) im vorgestellten Dauerbetrieb operieren kann, müssen entsprechende Bedingungen erfüllt beziehungsweise Abläufe vor dem Beginn der Netzeinspeisung ausgeführt worden sein. Hierzu gehört, dass über den generatorseitigen Umrichter die Zwischenkreisspannung auf den eingestellten Sollwert nach der in Abschnitt 4.1.2 vorgestellten Regelungsstruktur zuvor hochgesetzt wurde. Dafür muss wiederum der Windrotor bei aktivierter Pitchregelung schon hochgelaufen sein (siehe Abschnitt 3.2.2.2). Darüber hinaus wurde bisher eine bereits vorhandene Netzspannung angenommen, auf die sich der fiktive Generator vor dem Einspeisen synchronisieren muss (siehe Abschnitt 4.1.1.2).

Als eine mögliche Erweiterung werden daher im Nachfolgenden erste Untersuchungen dazu durchgeführt, inwieweit mit GPPT betriebene Windenergieanlagen ein Stromnetz im Inselbetrieb auch selbst bilden können (Schwarzstartfähigkeit). Ergänzend zu den bisher in diesem Kapitel 4 am Prüfstand erzielten Messergebnissen werden hierzu Simulationsergebnisse vorgestellt.

### 4.6.1 Aktueller Forschungsstand zur netzbildenden Regelung von Windenergieanlagen

In Abhängigkeit der implementierten Regelung verhält sich der netzseitige Umrichter einer Windenergieanlage entweder wie eine Strom- oder eine Spannungsquelle entsprechend Abbildung 4.47 (a) und (b) [68], [69]. Die Dynamik der Regelung bestimmt dabei die über die Quellen eingepprägten Größen Strom  $i_Q$  beziehungsweise Spannung  $u_Q$ , die ebenso wie die zugehörige Innenimpedanz  $Z_Q$  nicht direkt real vorhanden sind und ausschließlich das hinterlegte Umrichterverhalten charakterisieren [70]. Ausgangsseitig ergibt sich wiederum der reale Phasenstrom  $i_{\text{Netz}}$  und die reale Klemmenspannung  $u_S$ .

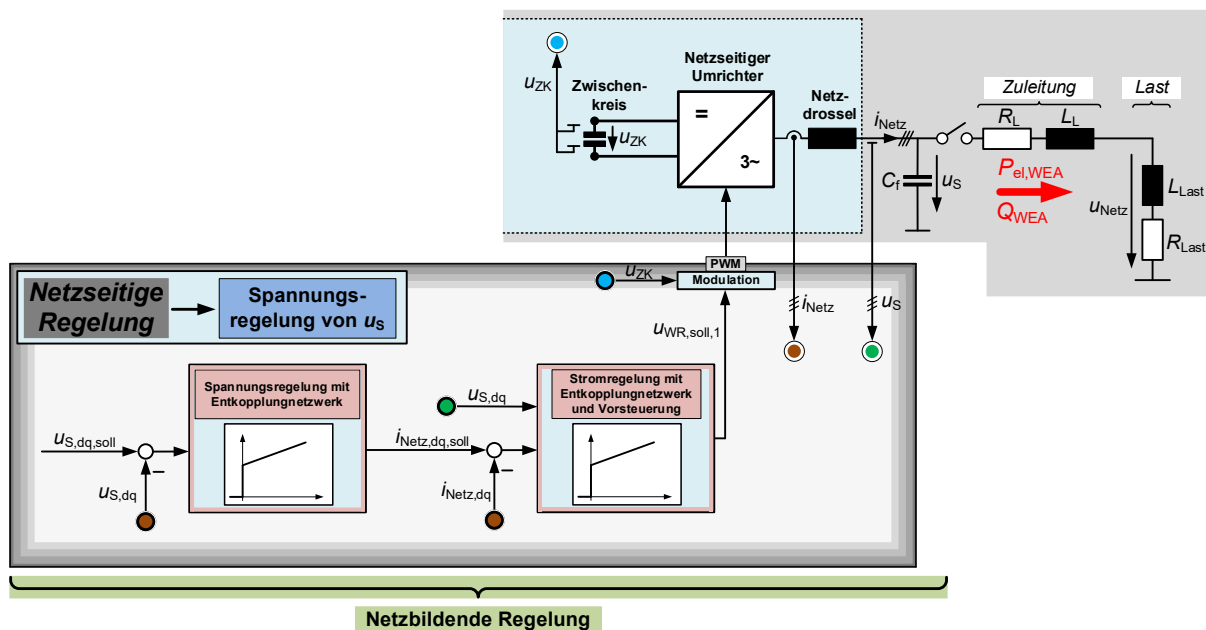


**Abbildung 4.47:** Vergleich zwischen einer netzspeisenden Regelung in (a) und einer netzbildenden Regelung in (b) durch Wirkung des Umrichters als Strom- beziehungsweise Spannungsquelle sowie jeweilige Erweiterung zu einer netzstützenden Statikregelung

Hierdurch wird dann zwischen einer netzspeisenden Regelung (engl. *grid feeding control*) bei der Stromquelle zur Einspeisung einer gewünschten Wirk- und Blindleistung über den Strom  $i_{\text{Netz}}$  und einer netzbildenden Regelung (engl. *grid forming control*) bei der Spannungsquelle, die auf das Einstellen einer festgelegten Klemmenspannung  $u_S$  abzielt, unterschieden. Eine mit dem konventionellen MPPT-Verfahren betriebene Windenergieanlage nach Abbildung 2.29 stellt somit durch die netzseitige Zwischenkreisspannungsregelung eine netzspeisende Regelung dar. Die dort zusätzlich aufgeführte Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung führt zu einer Erweiterung auf eine, zumindest auf den Blindstrom  $I_{\text{B,WEA}}$  bezogene, stromquellenbasierte netzstützende Regelung (engl. *grid supporting control*).

Damit Windenergieanlagen ein Netz auch selbst bilden können, wird unter anderem in [68] und [69] die in Abbildung 4.48 schematisch gezeigte Regelungsstruktur vorgestellt. Neben der bisher berücksichtigten Netzdrossel befindet sich ausgangsseitig zur Filterung oftmals auch ein

zusätzlicher Kondensator  $C_f$ , durch den sich ein LC-Filter ergibt. Entsprechend der Darstellung aus Abbildung 4.47 (b) zielt die netzbildende Regelung auf die Einstellung der über diesen Kondensator anliegenden Klemmenspannung  $u_s$  ab. Dabei verwendet der Klemmenspannungsregler die von der Zwischenkreisspannungsregelung bekannte unterlagerte Stromregelung. Insgesamt wirkt der Umrichter als Spannungsquelle. Die im Inselbetrieb gewünschte Netzfrequenz  $\omega_{el, \text{soll, WEA}} = \omega_{\text{Netz, N}}$  stellt sich dadurch ein, dass der Winkel  $\varphi_{\text{Netz}}$  für die d/q-Transformation über das Integral von  $\omega_{el, \text{soll, WEA}}$  errechnet wird. Im Verbundbetrieb wird es dann für eine koordinierte Einspeisung erforderlich, dass der Wert von  $\omega_{el, \text{soll, WEA}}$  aus der Erweiterung zu einer Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung nach Abbildung 4.47 (b) resultiert (spannungsquellenbasierte netzstützende Regelung).



**Abbildung 4.48:** Regelungsstruktur einer konventionellen netzbildenden Windenergieanlagenregelung

In [68] und [71] sind abweichend von [72] unterschiedliche Ausgangskonfiguration während der Bildung des Netzes, nämlich einmal bei einem geöffneten und einmal bei einem geschlossenen Schalter, aufgeführt. Es ist daher nicht eindeutig festgelegt, ob die Spannung  $u_s$  erst mit dem final einzuregelnden Nennspannungseffektivwert  $U_{s, N}$  am Kondensator  $C_f$  anliegen muss bevor ein Zuschalten der Last durch den Schalter erfolgt oder ob die Last bereits von Beginn an teilweise oder vollständig angeschlossen ist. Die Regelungsstruktur aus Abbildung 4.48 ist dabei in beiden Fällen in der Lage die Klemmenspannung  $u_s$  wie gewünscht einzustellen. Aufgrund des höher annehmbaren Stroms  $i_{\text{Netz}}$  bei zugeschalteter Last ergibt sich jedoch eine bessere Regelbarkeit bei geschlossenem Schalter.

Die Zwischenkreisspannung muss im Falle der netzbildenden Regelung durch den generatorseitigen Umrichter der Windenergieanlage geregelt werden. Eventuell kann auch bereits ein am Zwischenkreis angeschlossener Energiespeicher wie beispielsweise eine Batterie (siehe Abschnitt 4.7) ohne zugeschaltete Last oder bei einem zu Beginn nur geringen Leistungsbedarf dieser während des Netzaufbaus ausreichend sein.

### 4.6.2 Netzbildende Betriebsart des GPPT-Verfahrens

Aus Abschnitt 4.6.1 wird ersichtlich, dass die netzbildende Fähigkeit des netzseitigen Umrichters durch das Verhalten als Spannungsquelle aus dem übergeordneten Ziel der gesamten Regelungsstruktur resultiert. Dabei darf nicht verwechselt werden, dass eine unterlagerte Stromregelung nicht direkt zu einem wie eine Stromquelle wirkenden Umrichter führt. Aufgrund dessen sorgt die in Abbildung 4.49 gezeigte reduzierte Regelungsstruktur des vollständigen GPPT-Verfahrens von Abbildung 4.1 trotz unterlagerter Stromregelung für einen sich als Spannungsquelle verhaltenden Umrichter. In [4] wird hierzu auch die Wirkung von Generatoren als eine eingeprägte Spannungsquelle an deren Klemmen genannt, die sich bei einer entsprechenden Regelung der Klemmenspannung ergibt. Wie in den nachfolgenden Simulationsergebnissen noch aufgezeigt, wird daher in gleicher Weise wie beim konventionellen Ansatz aus Abbildung 4.48 die Bildung eines Netzes durch die Windenergieanlage ermöglicht.

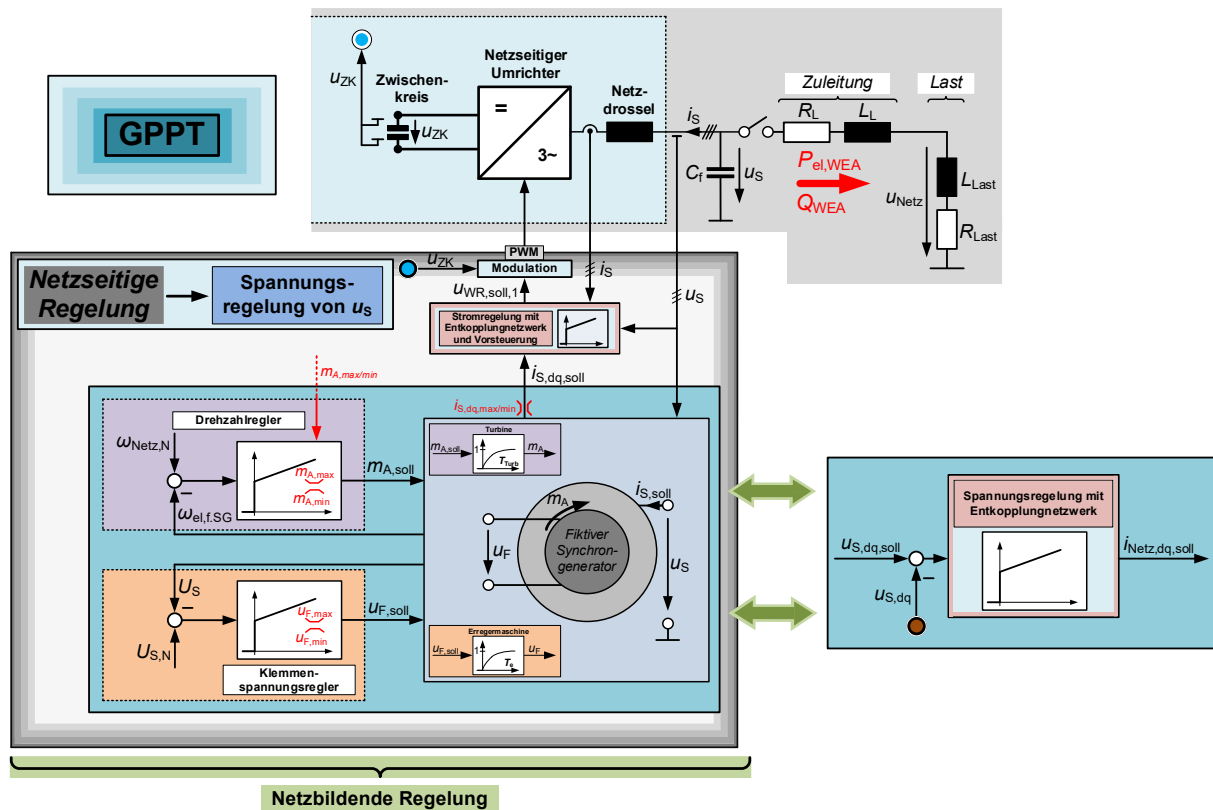


Abbildung 4.49: Auf eine netzbildende Regelung reduziertes GPPT-Verfahren und Vergleich mit der konventionellen Regelungsstruktur von Abbildung 4.48

Dadurch dass der Effektivwert der Klemmenspannung  $U_S$  über die Erregerspannung  $u_F$  und die zugehörige Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}} = \omega_{\text{el, f.SG}}$  über das Antriebsmoment  $m_A$  des fiktiven Generators geregelt wird, resultieren entsprechende Sollstatorströme  $i_{S, dq, \text{soll}}$ , die auf das Einstellen der damit gewünschten Klemmenspannung  $u_S$  mit dem Effektivwert  $U_{S, \text{soll}} = U_{S, N}$  und der Frequenz  $\omega_{\text{el, soll, WEA}} = \omega_{\text{Netz, N}}$  abzielen. Diese Wirkungskette ist dann analog zu der simpleren, überlagerten (Klemmen-)Spannungsregelung mit Entkopplungsnetzwerk aus Abbildung

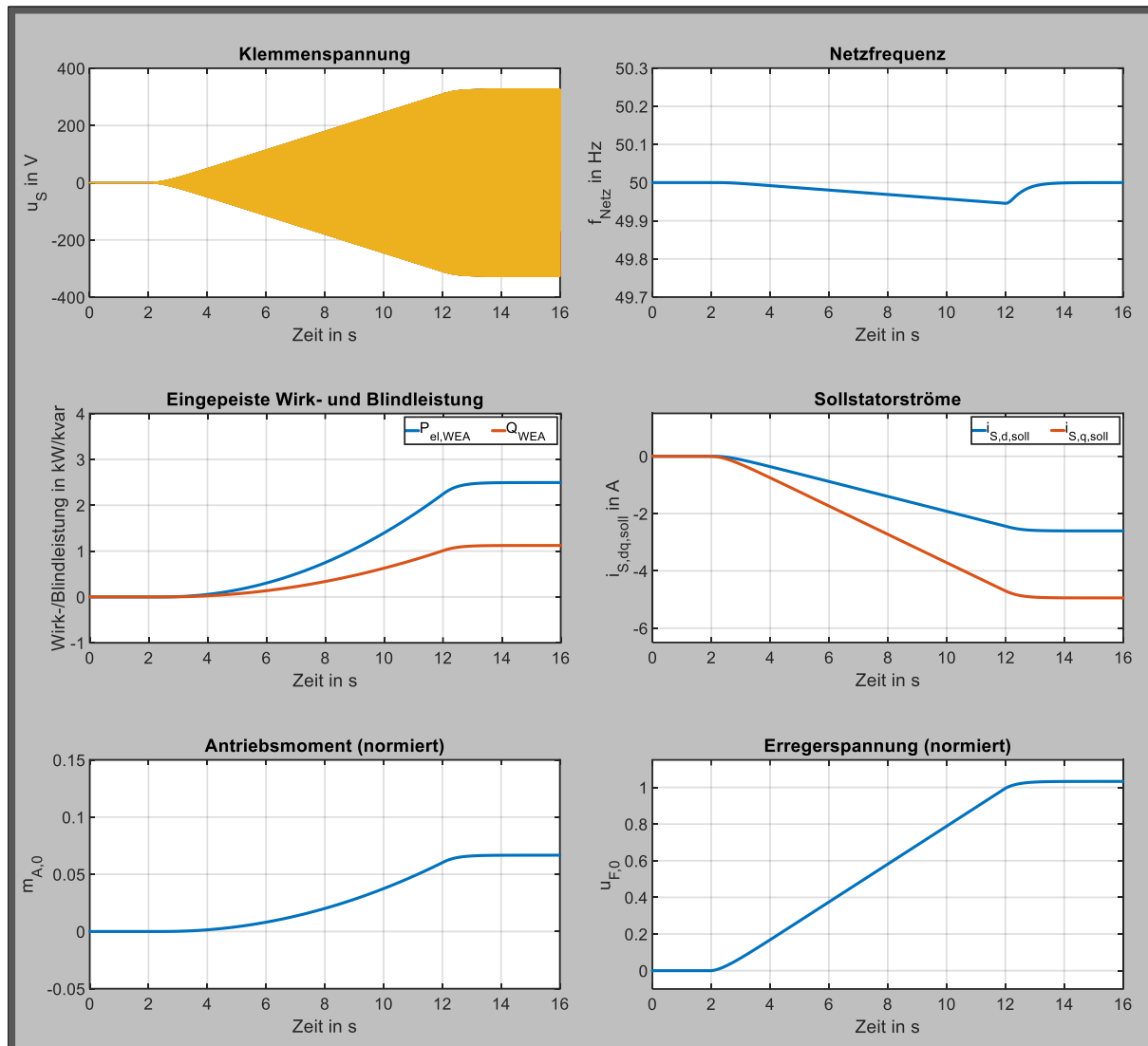
4.48. Bei einem Vergleich der Sollströme  $i_{S, dq, soll}$  und  $i_{Netz, dq, soll}$  in einem für den gleichen Transformationswinkel resultierenden d/q-Bezugssystem wären diese daher stationär identisch.

Da zu Beginn keine Klemmenspannung  $u_S$  vorhanden ist, auf die sich das Generatormodell synchronisieren kann beziehungsweise muss (siehe Abbildung 4.6 und Abbildung 4.7), wird als Startbedingung eine Erregerspannung von  $u_F = 0 \text{ V}$  und damit ebenfalls eine Polradspannung von  $u_p(u_F = 0 \text{ V}) = 0 \text{ V}$  angenommen. Ein Abgleich mit dem zugehörigen ESB von Abbildung 4.2 verdeutlicht, dass dadurch die Sollstatorströme  $i_{S, dq, soll}$  den Wert null annehmen. Anhand einer aus dem Regeleingriff resultierenden Änderung der Erregerspannung  $u_F$  ergibt sich dann eine von null abweichende Polradspannung  $u_p$  und somit auch die dazu gehörenden Sollstatorströme  $i_{S, dq, soll}$ . Das Einregeln dieser führt wiederum zu einer in das Generatormodell zurückgeführten Klemmenspannung  $u_S$ , wodurch die weitere Bildung des Netzes ermöglicht wird.

In [72] wurde bereits die Inselbetriebsfähigkeit des fiktiven Generatorprinzips bei Einregelung der vom Generatormodell ausgegebenen Sollstatorströme (siehe Abbildung 4.49) jeweils bei geöffnetem und geschlossenem Schalter simulatorisch nachgewiesen. Dabei wurde das Netz nicht neu gebildet, sondern die Windenergieanlage, wie nach einem aufgetretenen Netzfehler, vom überlagerten Stromnetz getrennt. Es wurde aufgezeigt, dass die Spannungsqualität bei zugeschalteter Last deutlich besser ist, als wenn der eingeregelter Statorstrom ausschließlich durch den Kondensator fließt.

Eine erste simulatorische Überprüfung hat hierzu gezeigt, dass auch die Bildung eines Netzes beziehungsweise ein Schwarzstart prinzipiell möglich ist. Die Simulationsergebnisse von Abbildung 4.50 stellen dies bei geschlossenem Schalter und somit angeschlossener Last dar. Der Kondensator  $C_f$  wurde für eine einfachere Modellierbarkeit nicht berücksichtigt. Der Spannungssollwert  $U_{S, soll}$  ist rampenförmig bis zum Endwert  $U_{S, N} = 230 \text{ V}$  vorgegeben. Der Verlauf der Klemmenspannung  $u_S$  folgt dieser Vorgabe und die über die Generatorfrequenz bestimmte Netzfrequenz  $f_{Netz}$  verbleibt letztendlich bei dem gewünschten und zuvor bereits initialisierten Wert  $f_{Netz, N}$ . Durch die hier noch mit relativ geringem Bedarf dimensionierte Last ist die eingespeiste Wirk- und Blindleistung  $P_{el, WEA}$  und  $Q_{WEA}$  festgelegt. Die zugehörigen eingeregelter Sollstatorströme  $i_{S, dq, soll}$  resultieren aus dem sich ergebenden Antriebsmoment  $m_A$  und der Erregerspannung  $u_F$ .

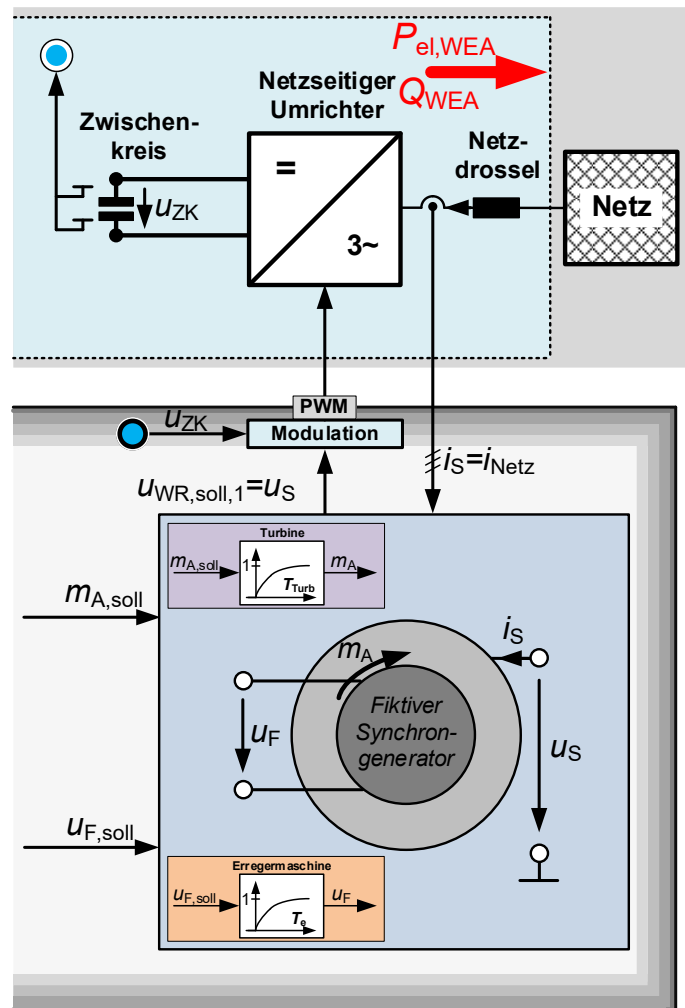
Nachdem das Netz gebildet worden ist, kann die dafür notwendige Regelung aus Abbildung 4.49 wieder zum vollständigen GPPT-Verfahren nach Abbildung 4.1 erweitert werden. Da es bei nur einer einzelnen vorhandenen Windenergieanlage im Inselbetrieb zweckmäßig ist die Generatordrehzahl  $\omega_{el, f.SG}$  für eine bessere Frequenzstützung bei Laständerungen zunächst weiterhin direkt auf den Wert  $\omega_{el, soll, WEA} = \omega_{Netz, N}$  zu regeln, empfiehlt sich dies ebenso wie für die Klemmenspannungsregelung jedoch erst sobald weitere Erzeuger im Verbundbetrieb hinzugeschaltet werden. Die dann wieder hinzukommenden Statikregelungen führen auf die Struktur einer spannungsquellenbasierten netzstützenden Regelung nach Abbildung 4.47 (b). Weil während des Netzbildungsprozesses selbst ein Synchrongeneratorverhalten nicht unbedingt erforderlich ist, könnte eine alternative Möglichkeit auch darin bestehen, dass zunächst die Regelungsstruktur aus Abbildung 4.48 eingesetzt wird und anschließend, bei Weiterverwendung der laufenden Stromregelung, auf das GPPT-Verfahren umgeschaltet wird.



**Abbildung 4.50:** Bildung eines Netzes für eine rampenförmige Spannungssollwertvorgabe bei angeschlossener Last

Weiterhin wird in [72] und [73] ein alternativer Weg für die Wirkungsweise des netzseitigen Umrichters mit Netzdrossel als fiktiver Generator vorgestellt. Dabei wird das Generatormodell entsprechend Abbildung 4.51 invers, wie ebenso in [50] dargestellt, verwendet, sodass der gemessene Statorstrom  $i_S$  eingangsseitig eingeht und daraus ausgangsseitig die durch den netzseitigen Umrichter ohne unterlagerte Regelung direkt einzustellende Sollklemmenspannungen  $u_{WR, \text{soll}, 1} = u_S$  (eventuell zusätzliche Berücksichtigung des Spannungsabfalls über der Netzdrossel) berechnet wird. Die Stellgrößen fiktives Antriebsmoment  $m_A$  und Erregerspannung  $u_F$  wirken dabei identisch zum Generatormodell mit Spannungseingang, weshalb auch eine überlagerte Statikregelung genauso beibehalten werden kann.

Diese Methode weist hinsichtlich der netzbildenden Eigenschaften beziehungsweise dem Inselbetrieb für einige Anwendungsfälle gewisse Vorteile auf. Vor allem die Qualität der Klemmenspannung  $u_S$  bei geöffnetem Schalter (siehe Abbildung 4.49) ist deutlich höher [72]. Weiterhin muss in diesem Fall der Kondensator  $C_f$  nicht zwangsweise vorhanden sein, da zur Ausbildung der Klemmenspannung  $u_S$  kein Stromfluss  $i_S$  erforderlich ist.



**Abbildung 4.51:** Wirkung des netzseitigen Umrichters als Synchrongenerator bei Verwendung eines Generatormodells mit Stromeingang- und Spannungsausgang nach [72] und [73]

## 4.7 Zusammenspiel mit Energiespeichersystemen

Aufgrund der großen Bedeutung von Energiespeichern für die Netzstabilität bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energiequellen ist das Zusammenspiel von mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen bei Einsatz dieser zwingend zu berücksichtigen. Mit Ausnahme von mechanischen Energiespeichern (u. a. Schwungradspeicher) liefern die meisten Speicherarten ausgangsseitig eine Gleichspannung. Nach [74] existieren im Wesentlichen die zwei in Abbildung 4.52 (a) und (b) aufgeführten Möglichkeiten zur Anbindung dieser an die im Verbundnetz auftretende dreiphasige Wechselspannung.

Entweder wird der Energiespeicher am Zwischenkreiskondensator des Umrichters der Windenergieanlage zusammen mit einem eventuell zur Anpassung des Gleichspannungswerts notwendigen Gleichspannungswandler angeschlossen (siehe Abbildung 4.52 (a), *verteiltetes Energiespeichersystem*) oder ist über einen eigenen Wechselrichter parallel zur Windenergieanlage oder sogar einem kompletten Windpark mit dem Netz verbunden (siehe Abbildung 4.52 (b), *aggregiertes Energiespeichersystem*). Dabei können auch jeweils unterschiedliche Speichertechnologien zu einem sogenannten *hybriden Energiespeicher* kombiniert werden [74].



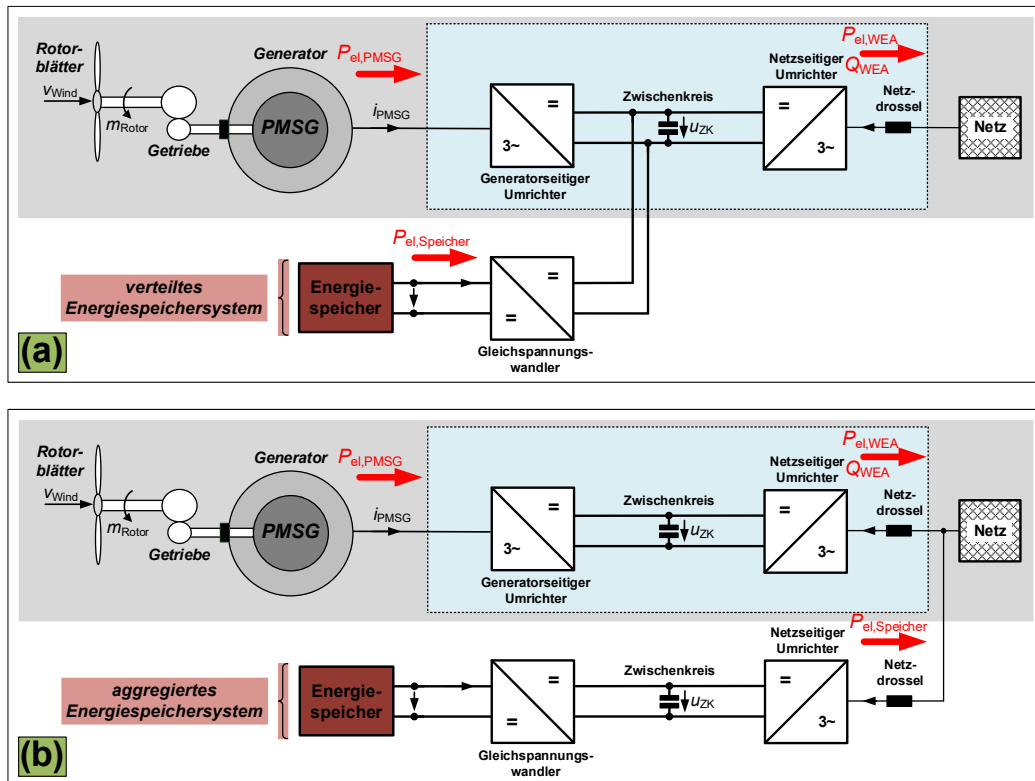


Abbildung 4.52: Darstellung der beiden wesentlichsten Anbindungsmöglichkeiten für einen Energiespeicher an das Stromnetz nach [74]

Nachteilig beim *verteilten Energiespeichersystem* ist, dass in der insgesamt in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{el, WEA}$  beim Entladen bereits die ohnehin durch die Betriebsweise der Windenergieanlage festgelegte Leistung  $P_{el, PMSG}$  enthalten ist. Die damit höchstens abgebbare Speicherleistung für die Maximalleistung der Windenergieanlage  $P_{max}$  lautet daher:

$$P_{el, Speicher, max} = P_{max} - P_{el, PMSG} \quad (\text{Entladen}). \quad (4.44)$$

Hierbei ist es für die korrekte Funktionsweise der mit GPPT betriebenen Windenergieanlage unerheblich, ob die eingespeiste Leistung vom PMSG oder aus dem an den Zwischenkreis angeschlossenen Energiespeicher bezogen wird. Je mehr der Speicher an Wirkleistung  $P_{el, Speicher}$  an den Zwischenkreis abgibt, desto weniger Generatorleistung  $P_{el, PMSG}$  wird benötigt, um die Zwischenkreisspannung  $u_{ZK}$  auf dem gewünschten Sollwert zu halten. Entsprechend des resultierenden elektrischen Generator Drehmoments  $m_{el, PMSG}$  ergeben sich dann die Arbeitspunkte des Windrotors (siehe Abschnitt 4.3.1).

Da beim GPPT-Verfahren nicht mehr über den generatorseitigen, sondern über den netzseitigen Umrichter die in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{el, WEA}$  eingeregelt wird, ist es notwendig die vom Speichersystem bezogene Leistung beim Laden so zu begrenzen, dass die lastabhängige Einspeisung nicht eingeschränkt und damit immer priorisiert wird. Aufgrund dessen darf die Ladeleistung  $P_{el, Speicher}$  höchstens der maximal verfügbaren Rotorleistung abzüglich der aktuell in das Netz gespeisten Leistung entsprechen. Unter Berücksichtigung des Vorzeichens der Speicherleistung (siehe Abbildung 4.52 (a)) ergibt sich hierfür der folgende minimal zulässige Wert:

$$P_{el, Speicher, min} = P_{el, WEA} - P_{Rotor, max} \quad (\text{Laden}). \quad (4.45)$$

Vorteilhaft beim *aggregierten Energiespeichersystem* ist, dass der netzseitige Umrichter ebenso netzstabilisierende Funktionen durch Implementierung eines fiktiven Synchrongenerators mit Statikregelungen nach Abbildung 4.1 übernehmen kann. Die Energie wird darüber hinaus nicht nur von der einen zugehörigen Windenergieanlage bezogen beziehungsweise über diese eingespeist, sondern vom gesamten Verbundsystem. Damit der Bezug von Speicherleistung theoretisch aus dem Verbundsystem ebenso beim *verteilten Energiespeichersystem* möglich ist, müsste die fiktive Synchronmaschine auch als Motor wirken können und damit der untere Grenzwert für das Antriebsmoments  $m_{A, \min}$  nach (4.15) herabgesetzt werden. Weiterhin sind beim *aggregierten Energiespeichersystem* unter anderem die höheren Kosten und die zusätzliche Oberschwingungsbelastung zu beachten. Zum Laden muss dieses bei Betrieb der Windenergieanlagen mit GPPT, genau wie bisher im Zusammenspiel mit MPPT, aus Netzsicht wie eine elektrische Last und bei Bedarf zum Entladen wie ein elektrischer Erzeuger wirken.

## 5

# Betriebsweise von Stromnetzen mit hohem Windenergieanteil

Nach der Herleitung und erfolgreichen Validierung des GPPT-Verfahrens in Kapitel 4 bezieht sich dieses Kapitel nun auf die Anwendung bei Stromnetzen mit einer nochmals zunehmenden Anzahl an Windenergieanlagen. Dabei werden die für einen stabilen Netzbetrieb notwendigen Bedingungen und Grenzen herausgearbeitet und abschließend auch die Interaktion der Windenergieanlagen in einem großen Verbundnetz betrachtet.

## 5.1 Netzbetrieb bei einer rein durch Windenergieanlagen erzeugten Stromproduktion

Im Folgenden wird GPPT nun bei einem vollständig mit Windenergie betriebenen Stromnetz im angenommenen *Netzzustand 3* nach Abbildung 5.1 eingesetzt.

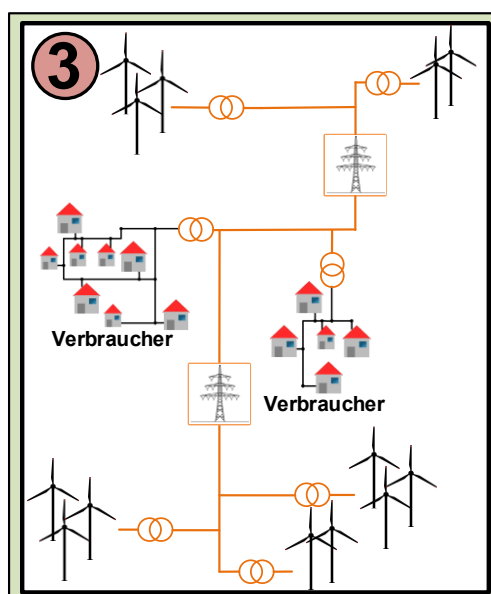


Abbildung 5.1: Vollständig mit Windenergie betriebenes Stromnetz (*Netzzustand 3*)

Hierfür wurde das Simulationsmodell aus Abbildung 2.15 so angepasst, dass nun die zwei in Abbildung 5.2 durch den netzseitigen Umrichter ausschnittsweise repräsentierten Windenergieanlagen die Last speisen [9].

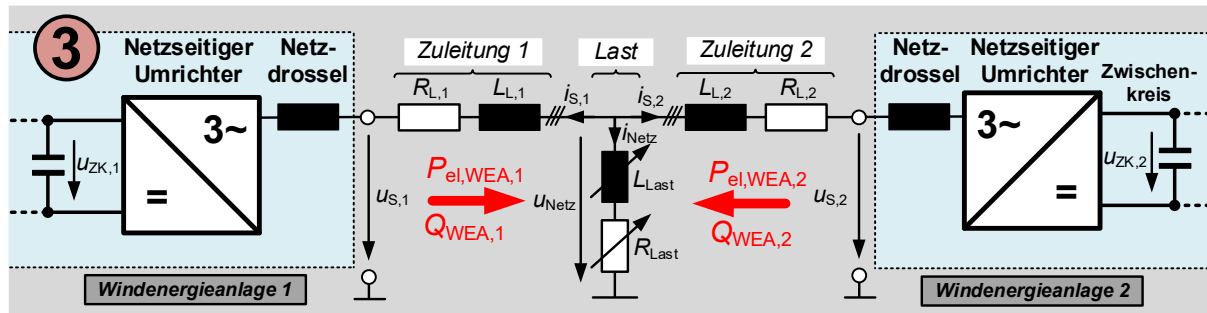


Abbildung 5.2: Zur Repräsentation des Netzzustands 3 speisen zwei Windenergieanlagen eine gemeinsame ohmsch-induktive Last über eine jeweilige Zuleitung

Beide Windenergieanlagen sind hierbei weiterhin nach Tabelle 2.2 äquivalent parametrisiert und besitzen daher die maximale Leistung von  $P_{max} = 20 \text{ kW}$ . Die resultierenden Simulationsergebnisse in Abbildung 5.3 zeigen die bereitgestellten Leistungen  $P_{el, WEA, 1}$  und  $P_{el, WEA, 2}$  zusammen mit der Netzfrequenz  $f_{Netz}$ .

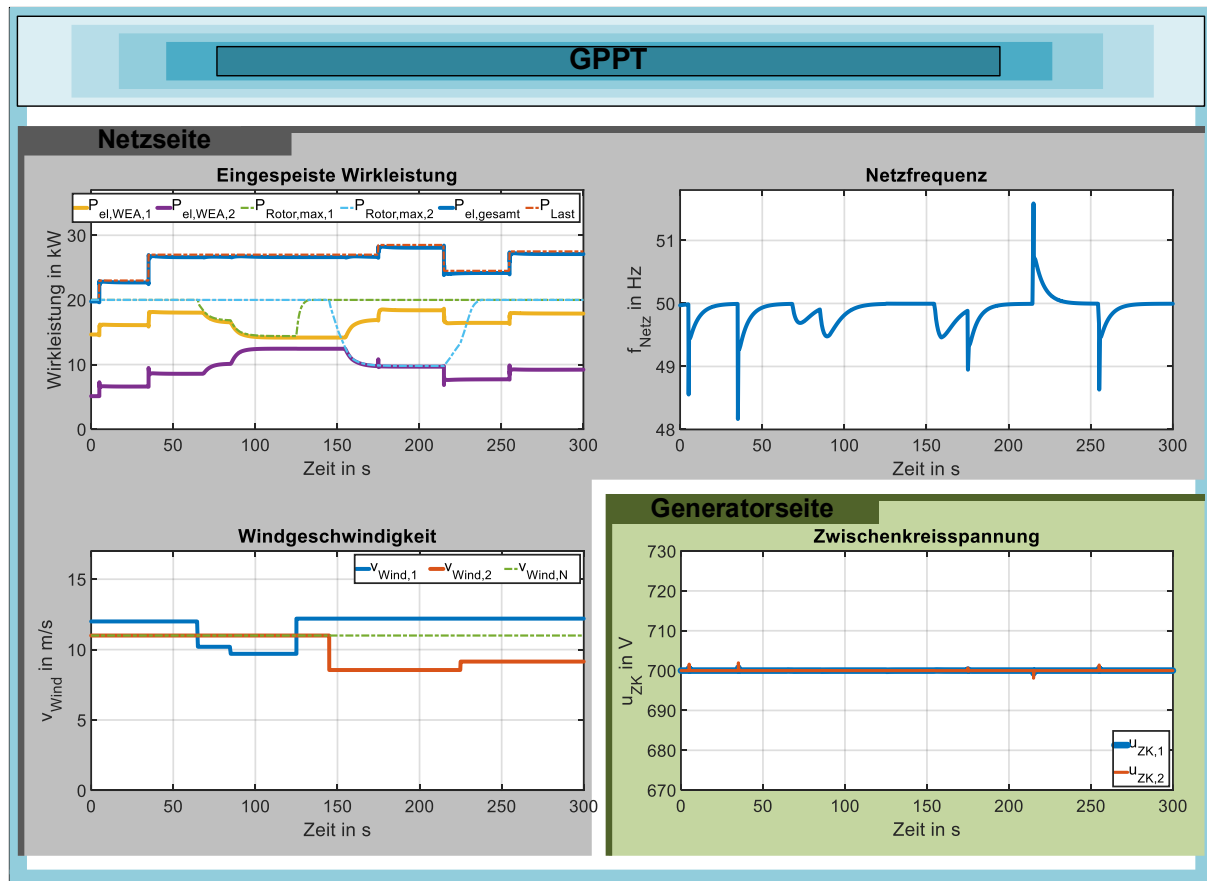


Abbildung 5.3: Resultierende Wirkleistungsaufteilung zwischen beiden Windenergieanlagen und sich ergebende Netzfrequenz bei verschiedenen Last- und Windänderungen sowie Darstellung der Zwischenkreisspannungen

Die Windenergieanlagen sind hierbei an unterschiedlichen Standorten mit sich dementsprechend jeweils verändernden Windgeschwindigkeiten  $v_{Wind, 1}$  und  $v_{Wind, 2}$  installiert. Wie hierbei ersichtlich ist, wird die Netzstabilität aufrechterhalten. Die von der Last geforderte Leistung  $P_{Last}$  wird abzüglich der Leitungsverluste durchgängig bereitgestellt ( $P_{Last} \approx P_{el, gesamt} =$

$P_{el, WEA, 1} + P_{el, WEA, 2}$ ) und die Netzfrequenz  $f_{Netz}$  verbleibt in einem angemessenen Wertebereich. Dies ist hier ausschließlich schematisch dargestellt, um die korrekte Funktionsweise des angedachten Prinzips zu verdeutlichen. Wie bereits in Abschnitt 4.2 erwähnt, können die resultierenden Frequenzwerte bei mehr vorhandenen Windenergieanlagen und realistischeren Laständerungen, die im Verhältnis zur installierten Anlagenleistung geringer ausfallen, innerhalb der im europäischen Verbundsystem im Normalbetrieb auftretenden Schwankungen nach [59] verbleiben.

Weiterhin ist zu erkennen, dass der Verlauf der Netzfrequenz nach einem aufgetretenen Lastsprung bei ausreichend vorhandener Windleistung analog zu dem in Abbildung 2.16 dargestellten Verhalten ist, wenn anschließend die dort nicht aufgeführten Regelkraftwerke nach einer maximalen, deutlich höheren Zeitspanne von 15 Minuten (siehe Abbildung 2.11)  $f_{Netz, N}$  wiederhergestellt haben. Dieser Vergleich ist ebenso für den Verlauf der Netzfrequenz beim *Netz-zustand 2* in Abbildung 4.19 und Abbildung 4.21 gültig.

Die implementierte Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung nach Abbildung 4.1 bestimmt im Anschluss an die bereitgestellte Momentanreserve die Lastaufteilung bei einer aufgetretenen Laständerung. Das Verhältnis der sich jeweils stationär ergebenden, in das Netz eingespeisten Leistungen  $P_{el, WEA, 1}$  und  $P_{el, WEA, 2}$  im Fall von zwei Windenergieanlagen wird durch den Zeitpunkt festgelegt, an dem  $f_{Netz, N}$  wiederhergestellt wurde. Daher ist dieses nicht direkt von den aktuell maximal zur Verfügung stehenden Rotorleistungen  $P_{Rotor, max, 1}$  und  $P_{Rotor, max, 2}$  abhängig, weshalb eine anhand dieser Größen festgelegte und am logischsten erscheinende Lastaufteilung im Sinne einer Tertiärregelung nicht direkt gegeben und dahingehend optimiert ist [9]. Unter Beachtung der sowieso schnell veränderlichen Windverhältnisse an den unterschiedlichen Standorten der Windenergieanlagen ist dies jedoch nicht zwingend notwendig oder sinnvoll, solange das Netz stabil betrieben werden kann. Durch Anpassung der Zeitkonstante  $T_r$  in Abhängigkeit der noch zusätzlich zur Verfügung stehenden Rotorleistung

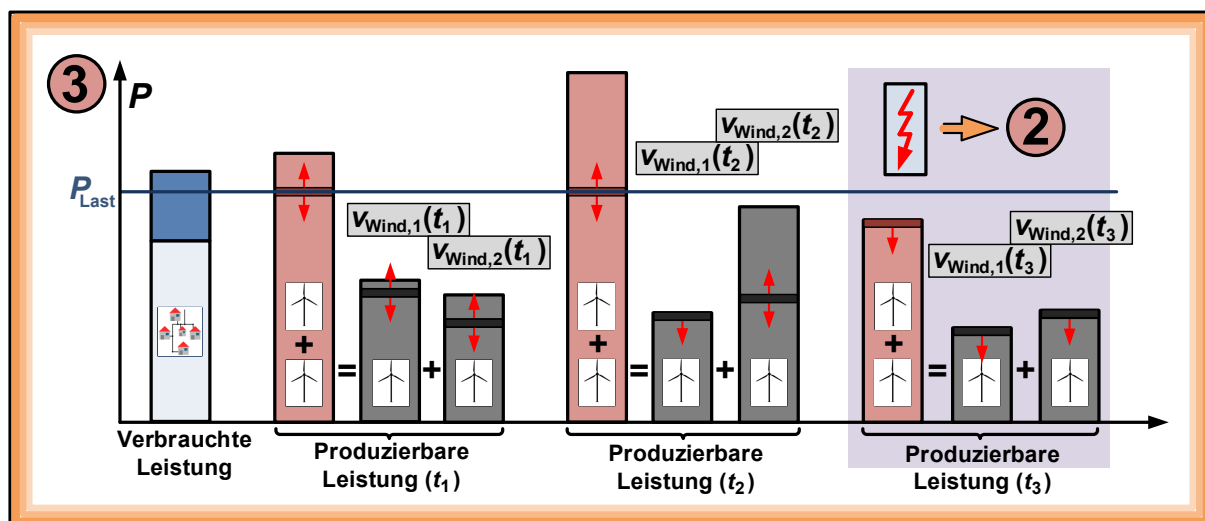
$$\Delta P_{Rotor} = P_{Rotor, max} - P_{el, WEA} \quad \text{und} \quad T_r \sim \frac{1}{\Delta P_{Rotor}} \quad (5.1)$$

könnte hierbei bei weiteren auftretenden Laständerungen für eine angemessenere Leistungsaufteilung entsprechend eingegriffen werden. Der Windenergieanlage mit der größten Reserveleistung  $\Delta P_{Rotor}$  wird somit der geringste Wert von  $T_r$  zugewiesen. Wie schon in Abschnitt 4.2 aufgeführt, wird hierdurch die Geschwindigkeit der Frequenzstützung eingestellt, weshalb die Anlage mit geringerer Zeitkonstante  $T_r$  die zusätzlich geforderte Lastleistung  $\Delta P_{Last}$  schneller übernimmt und diese durch den ebenso über diese Zeitkonstante festgelegten Übergang zwischen dem Verhalten der Windenergieanlage als (Primärregel-)Kraftwerk zum Sekundärregelkraftwerk auch anteilig stationär beibehält. Nach den Ausführungen in Abschnitt 4.4.8 kann dabei jedoch der Wert von  $P_{Rotor, max}$  für den Fall, dass die Windenergieanlage aktuell nicht die maximal zur Verfügung stehende Rotorleistung einspeist, von der tatsächlich extrahierbaren Windleistung abweichen.

Es ist hierbei wichtig zu berücksichtigen, dass die stabilisierende Wirkung der Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung zur Vermeidung einer unkoordinierten Leistungseinspeisung aufgrund unterschiedlicher (maximaler) Leistungsgradienten der Erzeuger durchgängig erhalten bleiben muss. Daher gibt es eine nicht zu unterschreitende Grenze für die Zeitkonstante  $T_r$ , damit sich der Sollwert der hierbei zu Grunde liegenden Drehzahlregelung nach Abbildung 4.1 und Gleichung (4.12) nicht fast sofort auf den Wert  $\omega_{el, soll, WEA} = \omega_{Netz, N}$  reduziert.

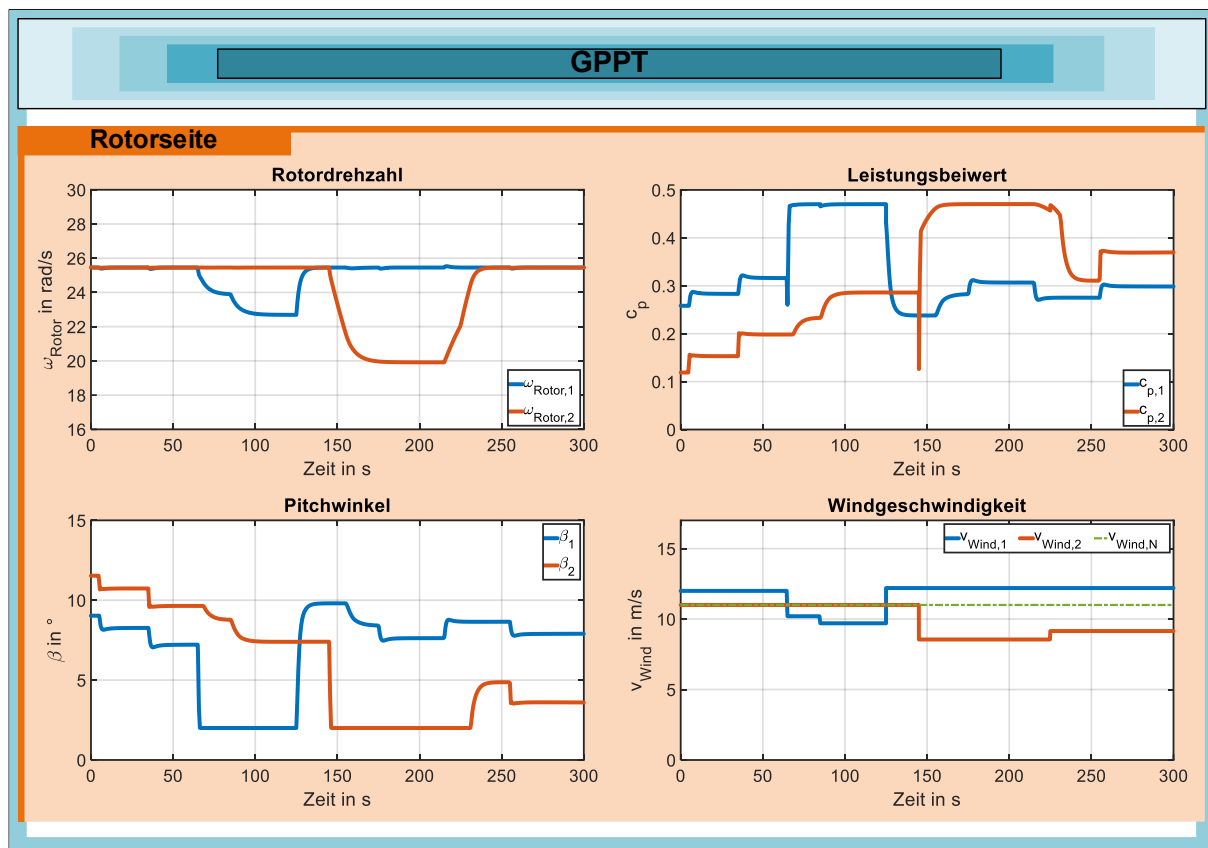
Die durch die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung erzielte kontrollierte Einspeisung der Erzeuger wirkt in der Weise, dass sich bei einer möglichen Erhöhung der eingespeisten elektrischen Leistung  $P_{el, WEA, 1}$  der ersten Windenergieanlage der Frequenzsollwert  $\omega_{el, soll, WEA, 1}$  entsprechend Gleichung (4.12) absenkt. Da  $P_{el, WEA, 2}$  folglich reduziert werden müsste, um die gesamte resultierende Leistung  $P_{el, gesamt} = P_{Last}$  konstant zu halten, würde dies wiederum zu einem sich erhöhenden Wert von  $\omega_{el, soll, WEA, 2}$  führen. Dies steht im Konflikt zu der Bedingung einer stationär einheitlichen Netzfrequenz  $\omega_{Netz} = \omega_{el, soll, WEA, 1} = \omega_{el, soll, WEA, 2}$  mit daraus einhergehenden äquivalenten Frequenzsollwerten, die durch das synchrone Beharrungsvermögen der fiktiven, starr an das Netz gekoppelten Synchrongeneratoren bedingt sind. Die Leistungseinspeisung verläuft also weiterhin wie bei Kraftwerken geordnet. Dieses Verhalten verdeutlicht auch den großen Vorteil, dass die mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen im Verbundbetrieb prinzipiell ohne ein zusätzliches Kommunikationsmittel auskommen.

In Abbildung 5.4 ist die Leistungsaufteilung beider Windenergieanlagen während der Bereitstellung der von den Verbrauchern geforderten Leistung  $P_{Last}$  illustriert. Zum Zeitpunkt  $t_1$  wird keine der beiden Anlagen an ihrer Leistungsgrenze betrieben, wobei das Verhältnis zwischen der eingespeisten und insgesamt abrufbaren Leistung  $P_{el, WEA, 2}(t_1)/P_{Rotor, max, 2}(t_1)$  bei der *Windenergieanlage 2* mit  $v_{Wind, 2}(t_1)$  leicht unterschiedlich zu dem von *Windenergieanlage 1* ist. Sobald die jeweils maximal zur Verfügung stehende Rotorleistung  $P_{Rotor, max}$  einer Windenergieanlage unter die aktuell in das Netz eingespeiste Leistung  $P_{el, WEA}$  fällt, wird diese Leistung entsprechend (4.15) begrenzt und zeitgleich das somit entstandene Defizit direkt von der anderen Windenergieanlage ausgeglichen [9]. Dieses Verhalten kann bei einer dadurch währenddessen kurzzeitig resultierenden Abweichung der Netzfrequenz von  $f_{Netz, N}$  in den Simulationsergebnissen von Abbildung 5.3 im Zeitbereich von 65 s bis 125 s (Begrenzung von  $P_{el, WEA, 1}$ ) und von 145 s bis 215 s (Begrenzung von  $P_{el, WEA, 2}$ ) beobachtet werden und findet sich anschaulich in der in Abbildung 5.4 dargestellten Leistungsbilanz für die Windverhältnisse zum Zeitpunkt  $t_2$  wieder. Falls, wie beim Zeitpunkt  $t_3$  illustriert, insgesamt zu wenig extrahierbare Windleistung vorhanden ist ( $P_{Last} > P_{Rotor, max, 1}(t_3) + P_{Rotor, max, 2}(t_3)$ ), wird das ergänzende Zuschalten von Kraftwerken oder der Bezug der noch benötigten Leistung aus Energiespeichersystemen (siehe Abschnitt 5.2) zwingend erforderlich.



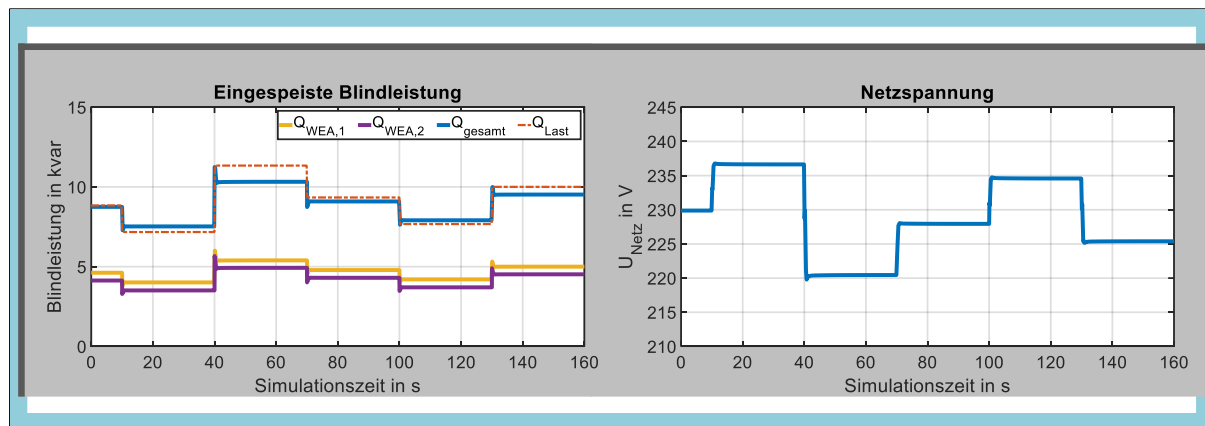
**Abbildung 5.4:** Gegenüberstellung der geschätzten verbrauchten Leistung bei einer angenommenen Lastleistung  $P_{Last}$  mit der produzierbaren Leistung durch Windenergieanlagen für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten im *Netzzustand 3*

Des Weiteren zeigt die Abbildung 5.3, dass die jeweilige Zwischenkreisspannung  $u_{ZK}$  auch unter den durch die Netzeinspeisung auftretenden Belastungen durchgängig korrekt eingeregelt wird. Die dann zu den auf die Netzseite bezogenen Größen jeweils zugehörigen rotorseitigen Größen sind in Abbildung 5.5 aufgeführt und zeigen die korrekte Anpassung der extrahierten Windleistung  $P_{\text{Rotor}}$  auf die eingespeiste Leistung  $P_{\text{el, WEA}}$ . Nach den Ausführungen in Abschnitt 4.3 wird der korrespondierende Leistungsbeiwert  $c_p$  durch eine entsprechende Verstellung des Pitchwinkels  $\beta$  eingestellt. Bei den jeweiligen das Erreichen der Leistungsbegrenzung der Windenergieanlage bedingenden Einbrüchen der Windgeschwindigkeit  $v_{\text{Wind}}$  führt das daraus resultierende Abbremsen der Rotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor}}$  zum Arbeitspunkt mit der maximalen Windleistungsentnahme bei  $c_{p, \text{max}} = 0,4706$  mit dem geringsten Pitchwinkel  $\beta_{\text{min}} = 2^\circ$ . Die andere Windenergieanlage adaptiert ihren Arbeitspunkt dann dahingehend, dass die entstandene Leistungsdifferenz wieder ausgeglichen wird.



**Abbildung 5.5:** Resultierende rotorseitige Größen beider Windenergieanlagen für die jeweilige Netzeinspeisung aus Abbildung 5.3 und die jeweils vorgegebene Windgeschwindigkeit

In Anlehnung an die für die Kopplung von zwei Kraftwerken in Abbildung 2.22 erzielten Simulationsergebnisse bezüglich des über die Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung festgelegten Blindleistungsflusses ist dieser nun für die beiden Windenergieanlagen in Abbildung 5.6 dargestellt. Es zeigt sich hierbei ein äquivalentes Verhalten. Die Nennblindleistungen wurden zu  $Q_{N, \text{WEA}, 1} = 4,6$  kvar und  $Q_{N, \text{WEA}, 2} = 4,061$  kvar gewählt und bei beiden Anlagen ist eine konstante Windgeschwindigkeit von  $v_{\text{Wind}, 1} = v_{\text{Wind}, 2} = 13$  m/s angenommen worden.



**Abbildung 5.6:** Resultierende Blindleistungsaufteilung zwischen beiden Windenergieanlagen und sich ergebende Netzspannung bei verschiedenen Blindleistungsanforderungen der Last

## 5.2 Wind- und Lastprofil-basierte Einsatzplanung von Kraftwerken und Verwendung von Energiespeichern

Das in Abbildung 5.3 für die Begebenheiten im *Netzzustand 3* (siehe Abbildung 5.1) aufgeführte netzseitige Einspeiseverhalten beschreibt ebenso die Leistungsaufteilung zwischen den einzelnen installierten Windenergieanlagen beim *Netzzustand 2* mit einem zusätzlich zu den Kraftwerken vorhandenem hohen Anteil an Windenergie nach Abbildung 3.2 (rechts). Wohingegen im *Netzzustand 2* bei nicht genügend vorhandener Windleistung zum vollständigen Ausgleich der auftretenden Laständerungen das Kraftwerk eine zusätzliche Reserveleistung bereitstellt, wäre ohne die Berücksichtigung von Energiespeichern ein stabiler Netzbetrieb bei einem ausschließlich durch Windenergieanlagen gebildeten Stromnetz nur möglich solange zu jedem Zeitpunkt insgesamt, für die Anzahl  $g$  an installierten Windenergieanlagen betrachtet, ausreichend extrahierbare Windleistung

$$P_{\text{Rotor, max, gesamt}} = \sum_{i=1}^g P_{\text{Rotor, max, i}} \quad (5.2)$$

vorhanden ist. Das bedeutet, dass die Begebenheiten wie sie zum Zeitpunkt  $t_3$  in Abbildung 5.4 aufgeführt wurden nicht eintreten dürfen. Hieraus wird ersichtlich, dass nicht nur eine veränderte Regelstrategie der einzelnen dezentralen Windenergieanlagen für einen stabilen Netzbetrieb erforderlich ist, sondern zusätzlich eine globale Betrachtung notwendig wird, um dann Kraftwerke in Abhängigkeit der vorhandenen Windleistung zu den entsprechenden Zeitpunkten unterstützend zuzuschalten [9]. Die Abbildung 5.7 stellt hierzu die Überlagerung von dem bereits bekannten Lastprofil aus Abbildung 2.5 mit einem nun angenommenen Verlauf für die prognostizierte extrahierbare Windleistung mit dem unter Einbezug einer notwendigen Toleranz resultierenden Sicherheitsintervall  $|P_{\text{Rotor, max, gesamt}} - P_{\text{Rotor, max, gesamt}}^*|$  dar.

Solange die Bedingung  $P_{\text{Rotor, max, gesamt}}^* \geq P_{\text{Last, max}}$  erfüllt ist, kann angenommen werden, dass die Last gesichert ausschließlich durch Windenergie im *Netzzustand 3* versorgt werden kann. Andernfalls sind zusätzliche Kraftwerke erforderlich und der *Netzzustand 2* resultiert. Je genauer die Windprognose erfolgt und damit je geringer der anzunehmende Toleranzbereich

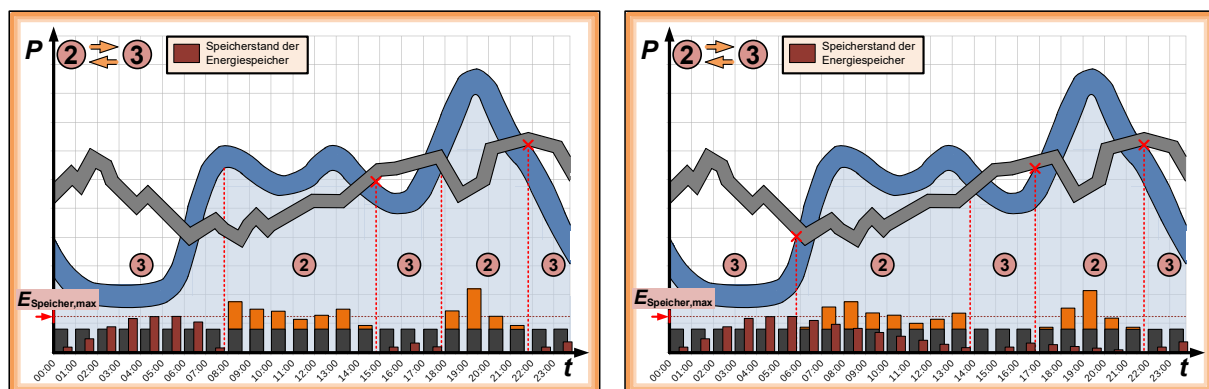




über die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung im Verbundbetrieb festgelegte Leistungsanpassung auf eine Laständerung schneller erfolgen kann (siehe Abschnitt 4.4.4), als wenn zusätzlich zugeschaltete Kraftwerke hierbei Einfluss nehmen.

Je nach Höhe der zur Verfügung stehenden extrahierbaren Windleistung finden nun zu einem deutlich größeren Anteil schneller zuschaltbare Mittel- und Spitzenlastkraftwerke Anwendung. In dem aufgeführten Beispiel aus Abbildung 5.7 würden die Grundlastkraftwerke aufgrund der großen Hochfahrzeit dann gar nicht mehr eingesetzt werden. Die in Abschnitt 2.2 erwähnten Schattenkraftwerke zum Ausgleich von unvorhersehbar starken Windeinbrüchen sind selbstverständlich weiterhin im Betrieb zu halten, wobei sich eine zuverlässigere Windprognose hierauf ebenso günstig auswirkt.

Immer bedeutsamer wird dabei auch der zunehmende Einsatz von Energiespeichern (siehe Abschnitt 2.4.1). Hierbei gelten vor allem Wasserstoffspeicher als die zukünftig vielversprechendste Technologie [28]. Insbesondere im *Netzzustand 3* kann dadurch die aktuell nicht von den Verbrauchern geforderte, aber noch verfügbare extrahierbare Windleistung wirtschaftlich deutlich optimaler ausgenutzt werden. Wie in Abbildung 5.8 exemplarisch für zwei unterschiedliche Nutzungsarten der gespeicherten Energie dargestellt, werden die verfügbaren Energiespeicher dann maximal bis zu ihrer Grenze  $E_{\text{Speicher,max}}$  geladen und diese Energie zur Reduzierung der zuzuschaltenden Kraftwerksleistung (siehe Abbildung 5.7) ausgenutzt.



**Abbildung 5.8:** Exemplarische Ausnutzung der zuvor in Zeiten hoher verfügbarer Windleistung gespeicherten Energie bei sofort vollständiger Entnahme (links) und zeitlich aufgeteilter Entnahme (rechts) zur Reduzierung der zuzuschaltenden Kraftwerksleistung

Dabei wird in der linken Darstellung direkt das Defizit aus geforderter Leistung und maximal extrahierbarer Windleistung durch die Energiespeicher so lange wie möglich vollständig ausgeglichen, während in der rechten Darstellung die gespeicherte Energie zeitlich verteilt als Ergänzung zu den zugeschalteten Kraftwerken entnommen wird. Für eine optimale Anwendung ist es notwendig eine möglichst intelligente Kombination dieser beiden Nutzungsarten der Energiespeicher ausfindig zu machen. Durch den gezielten Einsatz von Energiespeichern kann zudem der Toleranzbereich  $|P_{\text{Rotor,max,gesamt}} - P_{\text{Rotor,max,gesamt}}^*|$  für das Zuschalten von Kraftwerken nach Abbildung 5.7 im *Netzzustand 2* geringer gewählt werden, da bei einem Überschreiten ( $P_{\text{Rotor,max,gesamt}} < P_{\text{Last}}$ ) die fehlende Leistung vorübergehend aus der gespeicherten Energie bezogen werden kann. Hierbei ist allerdings zu hinterfragen inwieweit auch die Energiespeicher entsprechend ihrer Netzanbindung (siehe Abschnitt 4.7) das für die Netzstabilität notwendige kraftwerksäquivalente Verhalten mit der damit einhergehenden Bereitstellung von Regelreserven übernehmen müssen.

### 5.3 Aspekte zur realen Umsetzung und Integration von mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen in das bestehende Stromnetz

Vor allem die praktische Validierung in Kapitel 4 hat gezeigt, dass das entwickelte GPPT-Verfahren mit einer hohen Wahrscheinlichkeit auch bei realen Windenergieanlagen mit einem in echt vorhandenem Wind und Windrotor funktionieren könnte. Diese Annahme wird dadurch verstärkt, dass keine nur für den Prüfstand gültigen, idealisierten Annahmen getroffen wurden und die Kenntnis über eine in der Realität nicht exakt messbare Windgeschwindigkeit für die entwickelte Regelungsstruktur nicht notwendig ist.

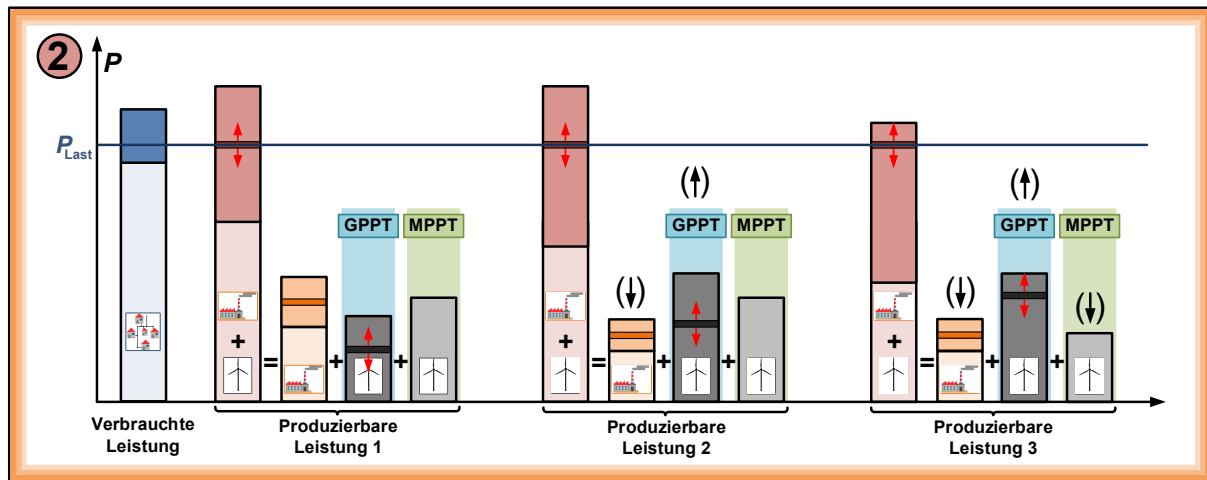
Darüber hinaus ist anzunehmen, dass Windenergieanlagenbetreiber generell skeptisch gegenüber einer Modifikation und Änderung des ihnen bekannten und sich bewährten MPPT-Verfahrens sind. Vorteilhaft ist hierbei jedoch, dass zum einen die in der netz- und generatorseitigen Umrichterregelung enthaltene unterlagerte Stromregelung in Abbildung 2.29 und Abbildung 4.1 identisch ist und daher bei gleicher Parametrierung beibehalten werden kann. Des Weiteren wird auch der Windrotor über die Pitchwinkelverstellung in beiden Regelkonzepten auf die Nennrotordrehzahl  $\omega_{\text{Rotor},N}$  geregelt und die Stellgröße des verwendeten PI-Reglers auf den minimalen Pitchwinkel  $\beta_{\text{min}}$  begrenzt.

Bei der durchzuführenden Umstellung des Regelverfahrens von Windenergieanlagen auf die in dieser Arbeit entwickelte Regelstrategie ist es nicht erforderlich, dass direkt alle oder zumindest alle mit dem gleichen Aufbau nach Abbildung 2.27 installierten Windenergieanlagen mit dieser dann sofort betrieben werden müssen. Vielmehr stellt bereits eine Kombination aus Anlagen, die nach dem MPPT- und GPPT-Verfahren operieren eine Erhöhung der netzstabilisierenden Wirkung dar, die ausgehend von einem anfangs noch geringen Anteil an GPPT bei einer immer weiteren Zunahme hiervon entsprechend verstärkt wird.

Diese Voraussetzung begünstigt eine Etablierung des GPPT-Verfahrens. Je mehr Windenergieanlagen mit GPPT betrieben werden, desto besser werden unter anderem die durch den fiktiven Synchrongenerator bedingten kraftwerksäquivalenten Eigenschaften sowie die Zunahme der zur Verfügung stehenden Regelreserve in das Stromnetz integriert. Diese beiden Größen müssen mindestens zum gleichen Anteil wie konventionelle Kraftwerke, die anhand der Rückschlüsse aus der Überlagerung von Last- und Windprofil nach Abbildung 5.7 zu bestimmten Zeiten dann nicht mehr zugeschaltet sind, durch die veränderte Betriebsweise ausgeglichen werden.

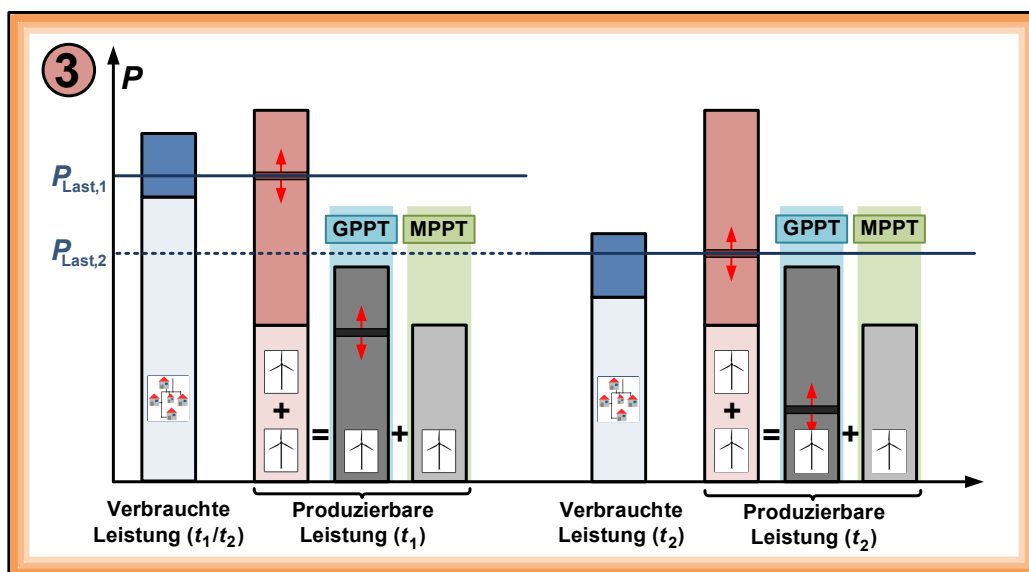
Dies ist in Abbildung 5.9 ausgehend vom Erzeugerverhältnis bei der *produzierbaren Leistung 1* für die darauffolgende Abschaltung von Kraftwerken ( $\downarrow$ ) bei konstant bleibenden Windverhältnissen illustriert. Zum einen könnte sich hieraus die *produzierbare Leistung 2* bei einer zugenommenen Anzahl an installierten Windenergieanlagen, die mit GPPT betrieben werden ( $\uparrow$ ), ergeben oder aber die *produzierbare Leistung 3* entsteht durch die Modifikation von Anlagen, die zuvor noch nach dem MPPT- ( $\downarrow$ ) und anschließend nach dem GPPT-Verfahren ( $\uparrow$ ) operieren. Bei Letzterem nimmt dann die insgesamt maximal erzeugbare Leistung  $P_{\text{el,gesamt,max}}$  (siehe Abschnitt 2.2) ab, weshalb sichergestellt sein muss, dass diese immer noch größer als die maximal von der Last geforderte Leistung  $P_{\text{Last,max}}$  bleibt. Auf den zusätzlich notwendigen Einsatz von Energiespeichern gemäß Abbildung 5.8 wurde an dieser Stelle nicht noch einmal

explizit eingegangen. Darüber hinaus ist es neben einer durchgehend ausgeglichenen Wirkleistungsbilanz notwendig, dass auch eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung an den jeweiligen Netzknoten weiterhin verfügbar ist.



**Abbildung 5.9:** Verbrauchte und produzierbare Leistung bei teilweise mit GPPT und MPPT betriebenen Windenergieanlagen im *Netzzustand 2* und beispielhafte Darstellung der dadurch abschaltbaren Kraftwerke

Da die Last nach Abbildung 5.7 über den Tag verteilt variiert, muss der Anteil der mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen immer so hoch sein, dass insgesamt durchgängig ausreichend Regelreserve für eine Anpassung an die Verbraucher abrufbar ist. Dies ist in Abbildung 5.10 für den *Netzzustand 3* mit ausschließlicher Stromerzeugung durch Windenergie für zwei unterschiedliche Zeiten  $t_1$  und  $t_2$  und die dann jeweils geforderte Lastleistung  $P_{Last,1}(t_1) > P_{Last,2}(t_2)$  dargestellt. Bei hier konstant angenommenen Windverhältnissen ist die abrufbare Leistung der GPPT-Anlagen ausreichend groß, sodass die Leistungsbilanz aus erzeugter und verbrauchter Leistung jeweils genau erfüllt werden kann ( $P_{Last,1}(t_1) = P_{el,gesamt}(t_1)$  und  $P_{Last,2}(t_2) = P_{el,gesamt}(t_2)$ ). Die Einspeisung der MPPT-Anlagen bleibt dabei aufgrund der einzig vorhandenen Windabhängigkeit hiervon unverändert.



**Abbildung 5.10:** Verbrauchte und produzierbare Leistung bei teilweise mit GPPT und MPPT betriebenen Windenergieanlagen im *Netzzustand 3* und Darstellung des Einspeiseverhaltens bei Variation der Lastleistung

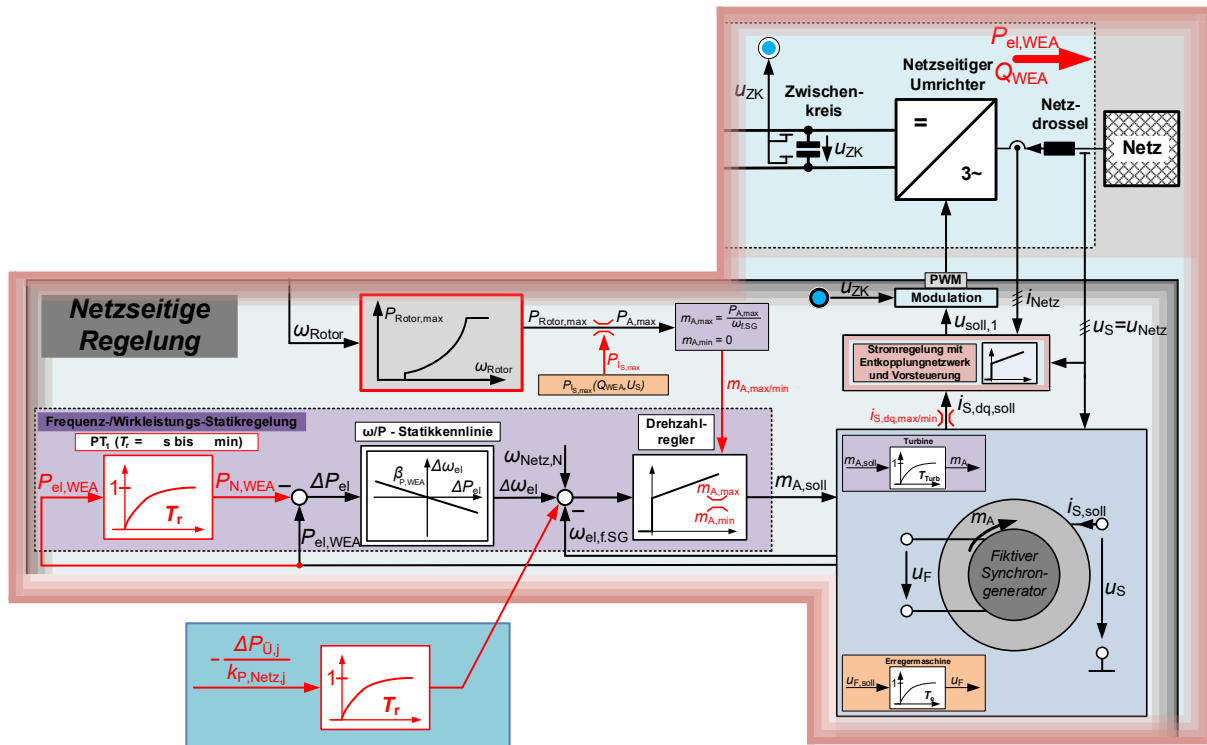
Es ist zu berücksichtigen, dass die in Abschnitt 2.4.1 erläuterte, für die Qualifikation am Regelenergiemarkt notwendige Zusammenfassung mehrerer Windenergieanlagen zu einem *virtuellen Kraftwerk* ohne eine Anpassung dieser Voraussetzung gerade für die mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen weiterhin vorgegeben ist. Vor allem in Hinblick auf die Verschiebung der die Netzstabilität am wesentlichsten prägenden Erzeugungsanlagen, von großen zentralen Kraftwerken hin zu dezentral installierten Windenergieanlagen, kann die Umsetzung eines intelligenten *smart grids* (siehe Abschnitt 2.4.1) in Kombination mit GPPT von großer Bedeutung sein. Hierdurch ist unter anderem eine optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Betriebsmittel, eine Anpassung an die aktuelle Netzsituation und eine gezieltere Übersicht über die jeweiligen Verhältnisse an der Vielzahl an Windenergieanlagen möglich.

Neben dem in dieser Arbeit liegenden Fokus auf Windenergieanlagen sind selbstverständlich die bestehenden und zukünftig noch installierten erneuerbaren Energiequellen (siehe Abbildung 2.3) in einem wie in Abbildung 5.10 für MPPT (nicht direkt netzstabilisierend) schematisch illustriertem Verhältnis zu GPPT betriebenen Anlagen zusätzlich in das Stromnetz einbindbar. Da diese, wie beispielsweise Photovoltaikanlagen, ebenso über Umrichtersysteme an das Netz angeschlossen sind, wäre auch hier zumindest die Umsetzung des sich als fiktiver Synchrongenerator verhaltenden netzseitigen Umrichters zusammen mit den Statikregelungen aus Abbildung 4.1 denkbar.

## 5.4 Einhaltung der Austauschleistungen zwischen Teilnetzen und anzupassende Verteilung von Windenergie

Die bisherigen Ausführungen bezogen sich zunächst auf ein einheitlich zusammenhängendes Stromnetz. Jede nach Abbildung 4.1 mit GPPT betriebene Windenergieanlage wirkt darin bei einer auftretenden Laständerung und der darauffolgenden Bereitstellung einer Momentan- und Primärreserve nach einer über die Zeitkonstante  $T_r$  festgelegten Zeitdauer wie ein Regelkraftwerk mit einem eigenen dezentralen Netzregler (siehe Abbildung 2.18). In Abschnitt 5.1 wurde bereits aufgezeigt, dass hiermit ein stabiler Netzbetrieb möglich ist. Im Gegensatz hierzu ist den echten Regelkraftwerken nach Abbildung 2.20 nur ein einzelner zentraler Netzregler übergeordnet, der diesen die jeweiligen Leistungssollwerte vorgibt.

Wie in Abschnitt 2.3.2.3 beschrieben, ist ein Verbundnetz jedoch wiederum in mehrere Teilnetze unterteilt. Neben der Wiederherstellung der nominalen Netzfrequenz  $\omega_{\text{Netz}, N}$  besteht dabei eine weitere Aufgabe des zugehörigen Netzreglers darin, dass die vereinbarte Übergabeleistung  $P_{\bar{U}}$  zwischen einzelnen Teilnetzen eingehalten wird. Diese Funktion muss selbstverständlich ebenso bei den die Regelkraftwerke ersetzenden, mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen erhalten bleiben. Daher wird nun als am logischsten erscheinender Ansatz, wie in dem die Abbildung 4.1 ergänzenden Ausschnitt in Abbildung 5.11 illustriert, der Sollwert des nach der Zeitkonstante  $T_r$  wie ein dezentraler Netzregler wirkenden Drehzahlreglers entsprechend Gleichung (2.25) beziehungsweise (2.26) mit dem Summanden  $-\Delta P_{\bar{U}, j} / k_{P, \text{Netz}, j}$  äquivalent zeitverzögert erweitert. Dabei stellt  $\Delta P_{\bar{U}, j}$  die insgesamt Abweichung von der vom Teilnetz  $j$  mit anderen Teilnetzen vereinbarten Austauschleistung und  $k_{P, \text{Netz}, j}$  die zugehörige Leistungszahl dar (siehe Abschnitt 2.3.2.3).

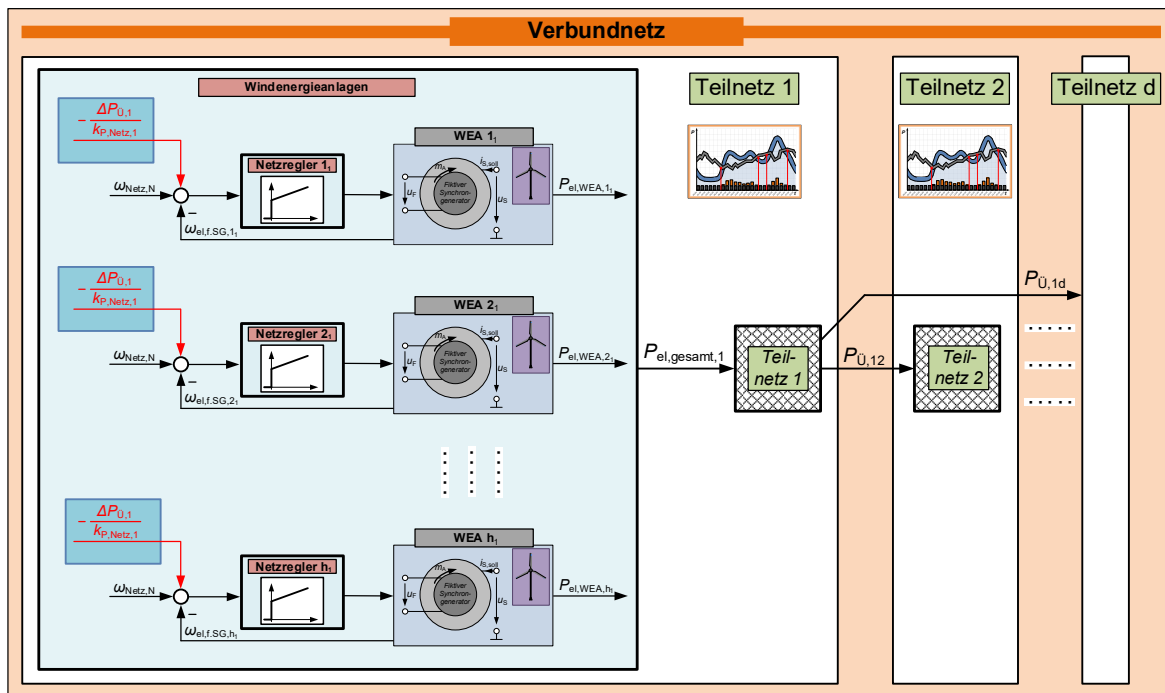


**Abbildung 5.11:** Ansatz zur Erweiterung der Regelungsstruktur der sich nach der über die Zeitkonstante  $T_r$  festgelegten Zeitdauer als Regelkraftwerk verhaltenden Windenergieanlage zur Einhaltung der vereinbarten Austauschleistung zwischen einzelnen Teilnetzen aus Sicht von Teilnetz  $j$

Das bedeutet, dass der gemessene Wert von  $\Delta P_{\bar{U},j}$  jeder Windenergieanlage mitgeteilt werden muss. Ein Informationsaustausch wäre ebenso bei der Bestimmung des resultierenden Wertes von  $k_{P,Netz,j}$  erforderlich. Dies ist dadurch bedingt, dass nur die mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen in die Berechnung hiervon miteinbezogen werden dürfen dessen jeweilige aktuell vorhandene Windstärke  $v_{Wind}$  innerhalb ihres Betriebsbereichs  $v_{Wind,cut-in} \leq v_{Wind} \leq v_{Wind,cut-out}$  liegt und die somit gegenwärtig in das Netz einspeisen. Darüber hinaus dürfen dabei die Windenergieanlagen, die an oder nahe bei ihren Leistungsgrenzen  $0\text{ W}$  oder  $P_{Rotor,max}$  nach dem Ausdruck in (4.17) betrieben werden, entsprechend nur einseitig entweder für geforderte Leistungsreduktionen oder -erhöhungen berücksichtigt werden, damit die durch den Statikfaktor festgelegte Änderung der aktuell eingespeisten Wirkleistung überhaupt möglich ist. Da diese Voraussetzungen wahrscheinlich nur auf eine verhältnismäßig geringe Anzahl an Windenergieanlagen zutreffen, können diese eventuell für die Berechnung von  $k_{P,Netz,j}$ , ähnlich wie bisher die Größenordnung der aktuell vorhandenen frequenzabhängigen Lasten eines Teilnetzes, für Gleichung (2.19) nur abgeschätzt oder vernachlässigt werden. Möglicherweise könnte auch ein angenommener Näherungswert hierfür bereits ausreichend genau sein.

In Abbildung 5.12 sind die aus der Regelungsstruktur aus Abbildung 5.11 ab einer gewissen Zeitdauer nach einer Laständerung hervorgehenden, dann als Regelkraftwerk wirkende Windenergieanlage mit der Anzahl  $h_1$  vom betrachteten *Teilnetz 1* des Verbundnetzes dargestellt. Die eingespeiste Leistung im *Teilnetz 1* ergibt sich dabei zu:

$$P_{el,gesamt,1} = \sum_{i=1}^{h_1} P_{el,WEA,i_1} \cdot \tag{5.3}$$



**Abbildung 5.12:** Als Regelkraftwerke mit eigenem dezentralen Netzregler wirkende Windenergieanlagen in einem Teilnetz unter Berücksichtigung der Einhaltung von vereinbarten Austauschleistungen

Hierdurch werden die zuvor erwähnten Unterschiede und Gemeinsamkeiten zu den aktuell installierten Regelkraftwerken mit einem zentralen Netzregler nach Abbildung 2.20 verdeutlicht. Eine Kombination aus Regelkraftwerken und mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen für die Bereitstellung der insgesamt benötigten Sekundärreserve und Wahrung der Austauschleistungen ist ebenso möglich falls notwendig. Das in Abschnitt 5.2 erläuterte Zuschalten der die Windenergieanlagen unterstützenden Kraftwerke muss unter Einbezug der Energiespeicher in Abhängigkeit des Last- und Windprofils nach Abbildung 5.7 durch die Unterteilung des Verbundnetzes in einzelne Teilnetze genauso wie die heutige Einsatzplanung von Kraftwerken (siehe Abschnitt 2.2) für jedes Teilnetz separat erfolgen. Dies ist dadurch bedingt, dass die elektrischen Erzeuger eines jeden Teilnetzes zusätzlich zur dann hinzukommenden, aber nur begrenzt austauschbaren Übergabeleistung die geforderte Leistung der Verbraucher jederzeit bereitstellen müssen.

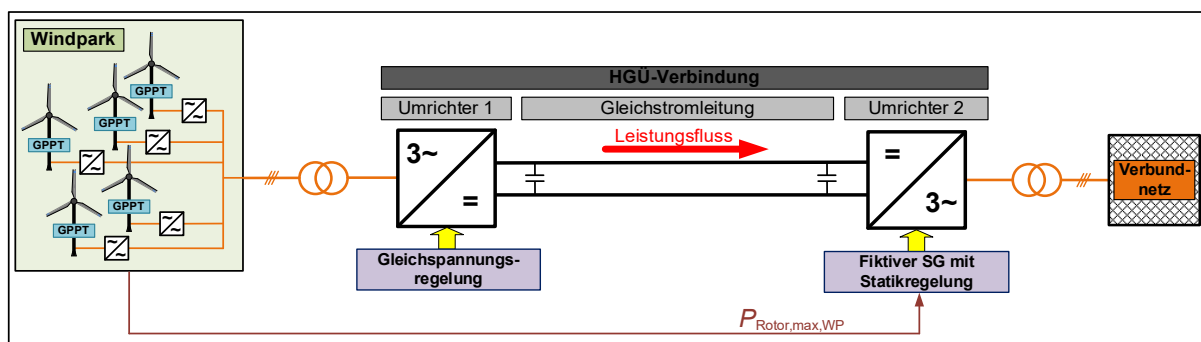
Bezogen auf Deutschland ist nach Abbildung 2.25 die im Norden deutlich größere installierte und extrahierbare Windleistung, die aus einer windgünstigen Standortwahl resultiert, weitestgehend unabhängig von den Standorten des höchsten Leistungsbedarfs. Diesen Umstand verstärkend korreliert hierzu auch nicht direkt die Ausdehnung und der abgedeckte Bereich eines Teilnetzes bei einer Gegenüberstellung der installierten Windleistung mit dem zuständigen Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers in Abbildung 2.1. Zwar besitzt beispielsweise *TenneT TSO* Bereiche mit hoher und ebenso niedriger installierter Leistung, jedoch verfügt *TransnetBW* hingegen nur über insgesamt wenig vorhandene Windenergie.

Aufgrund dessen unterscheiden sich die durch Wind- und Lastprofil in Kombination mit Energiespeichern erreichbaren Netzzustände der einzelnen Teilnetze voneinander. Um dies möglichst gut auszugleichen ist die Übertragungskapazität der die Teilnetze miteinander verbindenden Kuppelleitungen auszubauen, damit die über Windenergie produzierte Leistung als Austauschleistung vor allem bei einem Überschuss gleichmäßiger auf Teilnetze mit wenig installierter Windleistung verteilt werden kann. Ergänzend hierzu spielt daher auch die Verteilung



und Übertragung der elektrischen Energie innerhalb eines Teilnetzes von Standorten hoher zu geringer Windenergieerzeugung eine maßgebliche Rolle. Für die großen Distanzen findet für möglichst geringe Verluste eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) Anwendung, wie beispielsweise bei dem von *TenneT TSO* und *TransnetBW* initiiertem Projekt *Suedlink* zur Übertragung von elektrischer Energie aus nördlichen in südliche Regionen Deutschlands [75].

Bei HGÜ werden zwei Drehstromnetze über eine Gleichstromleitung miteinander verbunden. Diese ist im Wesentlichen so aufgebaut, dass ein Umrichter für die Wandlung der dreiphasigen Spannung des leistungsabgebenden Drehstromnetzes in eine Gleichspannung sorgt und über einen weiteren Umrichter dann in das gekoppelte Drehstromnetz eingespeist wird [5]. In Abbildung 5.13 ist hierfür anwendungsnah die HGÜ-Anbindung eines Offshore-Windparks an das sich am Festland befindende Verbundnetz dargestellt [30]. Da somit ähnlich wie aus Sicht des realen Generators der Windenergieanlage ein Umrichtersystem im Übertragungsweg zwischen den mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen und den Verbrauchern des Verbundnetzes liegt, ist eine entsprechende Anpassung der HGÜ-Regelung erforderlich. Der in das Verbundnetz einspeisende Umrichter muss daher die identische Funktionsweise wie der netzseitige Umrichter der Windenergieanlage nach Abbildung 4.1 übernehmen. Die Begrenzung der Antriebsleistung  $P_A$  erfolgt dabei über die Summe aller der aus den jeweiligen Generatorkennlinien ermittelten maximalen Rotorleistungen der Windenergieanlagen des Windparks  $P_{\text{Rotor,max,WP}}$ . Diese muss dem Wechselrichter der HGÜ (*Umrichter 2*) mitgeteilt werden. Weiterhin wird es erforderlich, dass der an das Windparknetz angebundene Umrichter (*Umrichter 1*) in Analogie zum generatorseitigen Umrichter aus Abbildung 4.1 die Gleichspannung der HGÜ-Leitung regelt. Insgesamt wird die in das Verbundnetz eingespeiste Leistung dadurch wieder genau auf die Forderung der Verbraucher angepasst und die Windenergieanlagen des Windparks stellen diese zusammen exakt ein. Anders formuliert ist die so betriebene HGÜ in der Lage die geforderte Lastleistung mit der dafür bereitzustellenden Momentan-, Primär- und Sekundärreserve an die Windenergieanlagen weiterzureichen und deren kraftwerksäquivalentes Verhalten an das Verbundnetz zu übertragen.



**Abbildung 5.13:** Anbindung eines Offshore-Windparks mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen an das Verbundnetz durch eine HGÜ mit notwendigerweise modifizierter Regelung

Neben der verstärkten Anwendung des GPPT-Verfahrens ist die bei einem zunehmenden Anteil an Windenergie erforderliche und auch aktuell bereits angestrebte Umstrukturierung der Übertragungsleitungen, die bisher größtenteils an die unabhängig von Windverhältnissen gewählten Standorte großer Kraftwerke angelehnt ist, für die stabile Betriebsweise zukünftiger elektrischer Stromnetze ebenso notwendig. Des Weiteren ist zu beachten, dass es bei einer zunehmenden Ersetzung von konventionellen Kraftwerken durch Windenergieanlagen dann statt relativ



wenigen Erzeugern mit einer hohen Nennleistung  $P_{N, KW}$  sehr viele Erzeuger mit einer jeweils verhältnismäßig geringen Nennleistung  $P_{N, WEA}$  und Maximalleistung  $P_{max}$  gibt. Die erwähnte Verschiebung der Erzeugerstandorte von windunabhängig erbauten Kraftwerken hin zu dem in Abbildung 2.25 für Deutschland dargestellten Nord-/Südgefälle der installierten Windleistung stellt weitere zu überdenkende Herausforderungen dar. Zur Gewährleistung eines fortlaufend stabilen Netzbetriebs ist nämlich neben dem auf die installierte Windleistung angepassten Ausbau der Zuleitungen hin zu den Verbrauchern die in Abschnitt 2.3.2.1 anhand Abbildung 2.12 erläuterte Leistungsaufteilung im ersten Moment einer Laständerung (Momentanreserve) zu berücksichtigen. Die Aufteilung ist dabei über die Stromteilerregel festgelegt und führt daher insbesondere in Gebieten mit wenigen Windenergieanlagen zu einer relativ hohen Leistungsänderung pro Anlage. Weiter entfernte Gegenden mit einer Vielzahl von Windenergieanlagen würden sich dann aufgrund der hohen Übertragungsdistanzen zunächst wenig an der Momentanreserve beteiligen. Darüber hinaus ist dafür zu sorgen, dass die in Abschnitt 2.3.1 genannten Stabilitätskriterien, wie unter anderem die durch die Zuleitungsimpedanz beeinflusste Polradwinkelstabilität, durchgängig eingehalten werden.



# 6

## Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

Mit dem Ziel konventionelle Kraftwerke im Rahmen der Energiewende endlich technisch angemessen durch die Stromproduktion aus der vielversprechendsten Alternative Windenergie ersetzen zu können, wurde in der vorliegenden Dissertation die hochgradig netzstabilisierende GPPT (*Grid-demanded Power Point Tracking*) Regelstrategie für Windenergieanlagen entwickelt und wirksam experimentell erprobt. Weiterhin wurden Methoden für die Integration des GPPT-Verfahrens in das aktuelle Stromnetz herausgearbeitet und dabei die etablierten Prozesse aufgrund der besonderen Umstände von Windenergieanlagen, wie unter anderem schnell veränderliche Windgeschwindigkeiten oder die hohe Anzahl mit relativ geringer Leistungsklasse, entsprechend angepasst.

### 6.1 Grundlegend durchgeführte Arbeiten und Vorgehensweise

Als Erstes sind die aktuelle Netzstruktur und die für einen stabilen Netzbetrieb erforderlichen physikalischen Abläufe dargestellt worden. Dabei wurde neben der aus dem Lastprofil der Verbraucher resultierenden Einsatzplanung von Kraftwerken der Aufbau und das Verhalten dieser näher betrachtet. Die Anpassung der Kraftwerksleistung an die variierende, geforderte Wirkleistung der Verbraucher durch die Bereitstellung zeitlich aufeinander folgender Arten an Regelreserven wurde dabei ebenso wie die von Netzbetreibern vorausgesetzten Maßnahmen zur Erbringung einer Spannungsstützung durch zusätzliche Blindstromeinspeisung in einer Simulation untersucht und veranschaulicht.

Für das notwendige Verständnis über Windenergieanlagen wurde deren konventionelle MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) Betriebsweise nachvollzogen und erläutert. Diese zielt auf eine ausschließlich windabhängige Netzeinspeisung ohne direkte Beachtung der von den Verbrauchern tatsächlich benötigten Leistung ab und leistet damit nur einen geringen Beitrag zur Einhaltung der Netzstabilität. Mit dieser Regelung wurde in einer Simulation ein häufig installierter Anlagentyp mit Vollumrichter, permanentmagneterregtem Synchrongenerator, Getriebe und Rotorblättern mit verstellbaren Pitchwinkeln aufgebaut und die Verläufe der relevanten Kenngrößen herausgestellt.

Auf Grundlage dieser Erkenntnisse ist dann das GPPT-Verfahren durch Modifikation der Regeleingriffe am netz- und generatorseitigen Umrichter und an der Rotorblattverstellung entwickelt worden. Die sich für einen stabilen Netzbetrieb bewährten Eigenschaften von Kraftwerken wurden dabei bestmöglich auf Windenergieanlagen übertragen.

Für die praktische Validierung wurde ein Prüfstand mit einer Maximalleistung von 20 kW aufgebaut, der grundlegend aus drei Vollumrichtern und einem mit einem Motor über eine Welle gekoppelten Generator besteht. Hierüber wird eine in ein Stromnetz einspeisende Windenergieanlage mit realem Rotorverhalten nachgebildet. Das Stromnetz besteht dabei aus einem Kraftwerk, welches eine gemeinsame Last zusammen mit der Windenergieanlage speist. Damit wird ein Netzzustand mit einem hohen Anteil an Windenergie repräsentiert, in dem die netzstabilisierende Einspeisung der mit GPPT betriebenen Windenergieanlage erfolgreich nachgewiesen werden konnte.

Zur Umsetzung und Implementierung der gewünschten Betriebsweise am Prüfstand wurde ein zentrales Regelungssystem entwickelt. Dabei führen digitale Signalprozessoren im Wesentlichen jeweils die Ansteuerung der Umrichter und Wandlung der benötigten Messgrößen aus. Die gemessenen Werte werden über EtherCAT an einen echtzeitfähigen PC für die zentrale Modellberechnung gesendet und die dabei errechneten Sollgrößen an den zugehörigen Signalprozessor für die dort ebenso stattfindende unterlagerte Regelung zurückgeschickt.

Abschließend wurde der Netzbetrieb bei ausschließlicher Stromerzeugung durch Windenergieanlagen simulatorisch untersucht und die Anwendungsgrenzen hierfür herausgestellt.

## 6.2 Zusammenfassung der erzielten Forschungsergebnisse und Fazit

Zunächst wurde am Prüfstand der sich analog zu konventionellen Kraftwerken als fiktiver Synchrongenerator verhaltende netzseitige Umrichter implementiert und durch das dabei erzielte ausreichend schnelle Einstellen der resultierenden Sollstatorströme über die unterlagerte Stromregelung validiert. Vor der Einspeisung synchronisiert sich das verwendete Generatormodell mittels eines asynchronen Anlaufs auf die Netzfrequenz. Zudem sorgt ein Abgleichen der Polradspannung auf die gemessene Klemmenspannung durch Anpassung der Erregerspannung für die beim Einschaltzeitpunkt benötigten geringen Sollstatorströme.

Die erfolgte Umsetzung des netzseitigen fiktiven Generators erfordert, dass nun der generatorseitige Umrichter der Windenergieanlage die Zwischenkreisspannung regelt. Die zugehörige Regelungsstruktur wurde aus der bekannten Regelung eines netzseitigen Hochsetzstellers abgeleitet und besteht grundlegend aus zwei Stromreglern für die Wirk- und Blindkomponente im  $d/q$ -Bezugssystem, wobei der  $q$ -Wirkkomponente der Zwischenkreisspannungsregler überlagert ist. Der Ausgang der Stromregler wird um die aus der Generator Drehzahl errechnete Polradspannung und das die nun variable Drehzahl mit einbeziehende Entkopplungsnetzwerk vorgesteuert. Für die entwickelte Regelung konnte anschließend die korrekte Funktionsweise und damit das Einstellen der gewünschten Zwischenkreisspannung bei Belastung des Zwischenkreises, auch bei variierender Drehzahl, aufgezeigt werden.

Weiterhin ist wie bei Kraftwerken eine Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung implementiert worden, die als Stellgröße das Antriebsmoment des fiktiven Generators verwendet. Entgegen

der durchgängig gesicherten Verfügbarkeit fossiler Brennstoffe bei Kraftwerken mit einer daher konstanten Nennleistung sind Windenergieanlagen schnellen, unvorhersehbaren Änderungen der Windgeschwindigkeit ausgesetzt. Aus diesem Grund wurde die Nennleistung der Windenergieanlage mit der durch ein  $PT_1$ -Glied verzögerten, aktuell eingespeisten Wirkleistung gleichgesetzt, womit diese dann direkt lastabhängig ist. Im Gegensatz zu Kraftwerken wird die Leistungsauslegung der Windenergieanlage dadurch von der Ressourcenseite, in diesem Fall dem Wind, auf die Leistungsanforderung der Verbraucher verlagert.

Die erzielten Messergebnisse belegen, dass die Windenergieanlage bei auftretenden Laständerungen zunächst die für einen stabilen Netzbetrieb notwendigen kraftwerksanaloge Regelreserven in Form einer Momentan- und Primärreserve bereitstellt. Darüber hinaus führt die gewählte Nennleistung nach einer einstellbaren Zeitdauer auf die Regelungsstruktur heutiger Regelkraftwerke, weshalb die Windenergieanlage ebenso eine Sekundärreserve zur Verfügung stellt und somit die nominale Netzfrequenz wiederherstellen kann.

Dabei wird die maximal extrahierbare Windleistung selbstverständlich berücksichtigt, indem die auf dem MPPT-Verfahren basierende Kennlinie zur Ermittlung der verfügbaren Rotorleistung aus der gemessenen Rotordrehzahl nun ebenso beim GPPT-Verfahren Anwendung findet. Hierüber wird das die eingespeiste Wirkleistung des fiktiven Synchrongenerators beeinflussende fiktive Antriebsmoment dann entsprechend begrenzt. Der Einsatz dieser leistungsbegrenzenden Kennlinie erfordert wie beim MPPT-Verfahren eine Regelung auf die Nennrotordrehzahl durch Pitchwinkelstellung und Stellgrößenbegrenzung des dafür eingesetzten PI-Reglers auf den niedrigsten einstellbaren Pitchwinkel. Da nicht immer die maximale Leistung in das Netz gespeist wird, sind bei GPPT die bei MPPT ausschließlich windabhängigen Arbeitspunkten des Windrotors (Pitchwinkel, Rotorleistung und Rotordrehzahl) nun zusätzlich auch lastabhängig. Beispielsweise kann sich für geringe Lastleistungen die Nennrotordrehzahl auch im Teillastbereich einstellen.

Die ermittelten Messergebnisse dieser Arbeit weisen nach, dass die Windenergieanlage ihre Ausgangsleistung direkt an die geforderte Leistung der Verbraucher anpasst und somit unmittelbar auf die bestmögliche Lastversorgung abzielt. Anhand der resultierenden, das Verhalten des Windrotors charakterisierenden Größen wurde gezeigt, dass diese Leistung bei konstant gehaltener Zwischenkreisspannung rotorseitig korrekt nachgestellt und aus dem Wind extrahiert wird. Hierbei werden günstige aerodynamische Effekte des Windrotors, wie die Erhöhung der aus dem Wind entnommenen Leistung bei einem Abbremsen in gewissen Betriebsbereichen, ausgenutzt. Diese Eigenschaften könnten sogar für eine schnellere Leistungsbereitstellung als bei konventionellen Kraftwerken sorgen und liefern daher die Möglichkeit das frequenzstabilisierende Verhalten dieser zu übersteigen.

Darüber hinaus wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit durch die über die Erregerspannung des fiktiven Generators eingreifende Spannungs-/Blindstrom-Statikregelung experimentell nachgewiesen, dass das GPPT-Verfahren eine von Netzbetreibern in aktuellen Netzanschlussregeln geforderte Spannungsstützung durch entsprechende Anpassung der eingespeisten Blindleistung bietet. Um den maximal zulässigen Phasenstrom währenddessen nicht zu überschreiten, wird die aktuell eingespeiste Wirkleistung bei zu niedriger Klemmenspannung reduziert. Dies erfolgt durch eine übergeordnete Begrenzung der maximal verfügbaren Rotorleistung und der daraus resultierenden Limitierung des fiktiven Antriebsmoments.

Ergänzend konnte praktisch validiert werden, dass bei einer adäquaten Begrenzung der sich bei Netzfehlern ergebenden, die Umrichtermaximalströme überschreitenden Sollstatorströme des

fiktiven Generators die damit dann eingeregelt Statorströme ausreichend gering sind, sodass sich die Windenergieanlage nicht vom Netz trennt und einen symmetrischen Netzfehler durchfährt (LVRT). Erweiternd hierzu wurde simulatorisch gezeigt, dass auch das von Netzbetreibern geforderte sichere Durchfahren von unsymmetrischen Netzfehlern realisierbar ist. Dabei wurde die netzseitige Stromregelung um eine Regelung im Mit- und Gegensystem sowie eine Regelung der Summe der Phasenströme zu null ergänzt.

Überdies sind Ansätze bezüglich der Schwarzstartfähigkeit von mit GPPT laufenden Windenergieanlagen durch einen Abgleich mit den hierfür bestehenden Regelungsstrukturen hergeleitet und diesbezüglich erste vielversprechende Simulationsergebnisse geliefert worden.

Diese allesamt plausiblen Resultate legen nahe, dass, auch aufgrund des durch den Prüfstand gegebenen hohen Validierungsgrades, echte Windenergieanlagen im Freifeld, mit einem realen Wind und Windrotor, tatsächlich auch mit GPPT betrieben werden könnten.

Weiterhin wurde in einer Simulation aufgezeigt, dass ein stabiler Netzbetrieb auch bei ausschließlicher Stromerzeugung durch Windenergieanlagen, die zumindest zu einem hohen Anteil mit GPPT betrieben werden, möglich ist, solange insgesamt ausreichend Windleistung an den verschiedenen Standorten vorhanden ist. Dabei übernehmen bei einem windbedingten Leistungseinbruch an einer Windenergieanlage die anderen Windenergieanlagen sofort die wegfallende Wirkleistungseinspeisung und die Verbraucher können durchgehend adäquat versorgt werden. Aufgrund dessen ist eine möglichst genaue Windprognose notwendig, über die dann durch Abgleich mit dem Lastprofil der Verbraucher das Zuschalten unterstützender Kraftwerke bei zu wenig insgesamt vorhandener Windleistung festgelegt wird. Durch GPPT werden die beiden voneinander unabhängigen Größen verfügbare Windleistung und geforderte Leistung der Verbraucher bestmöglich miteinander vereinigt. Hierbei spielt für eine optimalere Ausnutzung der vorhandenen Windenergie auch der Einsatz von Energiespeichern eine bedeutende Rolle.

Jede mit GPPT betriebene Windenergieanlage wirkt nach einer einstellbaren Zeitdauer wie ein Regelkraftwerk mit einem eigenen dezentralen Netzregler. Nach auftretenden Laständerungen wird die nominale Netzfrequenz durch die Vielzahl an Windenergieanlagen gemeinsam wiederhergestellt. Die Frequenz-/Wirkleistungs-Statikregelung sorgt dabei auch dafür, dass ein unkoordiniertes Einspeisen in Abhängigkeit unterschiedlicher Leistungsgradienten vermieden wird. Des Weiteren wurden, als eine zusätzliche zu ersetzende Funktion aktueller Regelkraftwerke, Ansätze zur Einhaltung der vereinbarten Austauschleistungen zwischen einzelnen Teilnetzen eines Verbundnetzes durch Anwendung und Übertragung des hierfür eingesetzten Netzkennlinienverfahrens auf Windenergieanlagen aufgezeigt.

### 6.3 Ausblick

In nachfolgenden Arbeiten können die hier nur simulatorisch erprobten Eignungen des GPPT-Verfahrens bezüglich des Durchfahrens von unsymmetrischen Netzfehlern sowie der selbstständigen Bildung des Netzes im Inselbetrieb (Schwarzstartfähigkeit) auch praktisch validiert werden. Für Letzteres bietet es sich an das alternative Generatormodell mit Stromeingang und Spannungsausgang nach [72] und [73] zu verwenden und dieses dann hinsichtlich der jeweils am besten geeigneten Anwendungsfälle mit dem in dieser Arbeit eingesetzten Generatormodell mit Spannungseingang und Stromausgang zu vergleichen.

Neben der durch die Dämpferwicklung des fiktiven Synchrongenerators erzielten Dämpfung von dynamischen, beispielsweise bei Laständerungen auftretenden Schwingungen können hieran anschließende Arbeiten darauf abzielen das implementierte Generatormodell dahingehend anzupassen, dass zusätzlich auftretende niederfrequente Polradwinkel- beziehungsweise Netzpendelungen reduziert werden [76]. Hierbei ist auch die im Gegensatz zu Kraftwerken vergleichsweise geringe fiktive Massenträgheit pro Windenergieanlage zu berücksichtigen.

Die am Prüfstand erzielten Messergebnisse entsprechen bis auf den nachgebildeten Windrotor denen einer realen Windenergieanlage. Aufgrund der dadurch gegebenen hohen Wahrscheinlichkeit für den funktionsfähigen Betrieb von echten Anlagen im Freifeld mit GPPT sollte ausgehend von dieser Dissertation die Umsetzung und Testung hiervon erfolgen. Dies wird dadurch erleichtert, dass die für die netz- und generatorseitige Umrichterregelung bereits beim bewährten MPPT-Verfahren existierende Stromregelung sowie die identische Pitchregelung dabei direkt übernommen werden können. Ein darauf aufbauender Schritt wäre die Anwendung von GPPT bei mehreren Windenergieanlagen mit angeschlossenem Verbraucher, um ein reales Stromnetz im kleinen Maßstab nachzubilden.

Erweiternd zu der in dieser Arbeit betrachteten Windenergieanlage mit Vollumrichter und PMSG kann es erforderlich werden das GPPT-Verfahren auch auf den zweiten weitläufig verbreiteten Anlagentyp mit Teilumrichter und DGASG anzupassen und entsprechend zu übertragen. Dies hängt davon ab wie hoch der Anteil der mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen für einen stabilen Netzbetrieb insgesamt sein muss. Um dies zu umgehen, ist es daher eventuell sinnvoll bei der Installation neuer Windenergieanlagen zukünftig verstärkt auf die in dieser Arbeit betrachtete Topologie zu setzen.

Das entwickelte GPPT-Verfahren kann als eine Art Vorlage und Denkansatz für die Modifizierung der aktuellen Betriebsweise anderer erneuerbarer Energiequellen und der Netzanbindung von Energiespeichern dienen, sodass zumindest abgewogen werden kann, ob auch diese einen deutlich höheren netzstabilisierenden Beitrag leisten könnten. Weiterhin besteht Forschungsbedarf bezüglich der optimalen Einbindung von mit GPPT betriebenen Windenergieanlagen in die sich bereits hin zu intelligenten Stromnetzen (engl. *smart grids*) verändernden Abläufe und Strukturen.

Ergänzend zu der in dieser Dissertation dargestellten technischen Sichtweise zum stabilen Betrieb elektrischer Netze mit einem hohen Anteil an Windenergie, erfordert die damit eingehende tiefgreifende Veränderung genauso eine Betrachtung und Anpassung der wirtschaftlichen Aspekte sowie den dabei zu Grunde liegenden Prinzipien und Vorgehensweisen. Hierzu sind an dieser Stelle nur beispielhaft aus [2] die Themen Stromhandel mit den dazugehörigen Regelleistungsmärkten oder auch die Vergütung der Einspeisung genannt.





# Literaturverzeichnis

- [1] Petermann, T. ; Bradke, H. ; Lüllmann, A. ; Poetzsch, M. ; Riehm, U. : *What happens during a blackout – Consequences of a prolonged and wide-ranging power outage*. Final report, Office of Technology Assessment at the German Bundestag, Berlin, 2011
- [2] Schwab, A. J. : *Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 4. Auflage, Springer Vieweg, 2015
- [3] STROM-REPORT – Zahlen. Daten. Fakten. : *Strommix & Stromerzeugung*. URL: <https://strom-report.com/strom/#strommix-2022>, abgerufen am 16.05.2023, 2023
- [4] Leonhard, W. : *Regelung in der elektrischen Energieversorgung*. Teubner Studienbücher, Stuttgart, 1980
- [5] Heuck, K. ; Dettmann, K.-D. ; Schulz, D. : *Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 9. Auflage, Springer Vieweg, 2013
- [6] UCTE: *Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*. URL: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427\\_UCTE\\_IC\\_Final\\_report.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf), abgerufen am 29.01.2023, 2003
- [7] Jaschinsky, M. : *Starke Abweichung der Netzzeit*. URL: <https://www.netzfrequenz.info/allgemein/starke-abweichung-der-netzzeit.html>, abgerufen am 29.01.2023, 2018
- [8] Blaabjerg, F. ; Ma, K. : *Wind Energy Systems*. In: Proceedings of the IEEE (Volume 105, Issue 11, S. 2116-2131), 2017
- [9] Matthies, D. ; Ernst, A. ; Orlik, B. : *Wind Energy Powered Electricity Grids*. In: PCIM Europe digital days 2020, Online Conference, 2020
- [10] Dipesh, K. ; Chatterjee, K. : *A Review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews (Volume 55, S. 957-970), 2016
- [11] Morisse, M. : *Über System- und Regelungsdynamiken von Windenergieanlagen und deren Einfluss auf die Umrichterlebensdauer*. Dissertation, Leibniz Universität Hannover, 2020
- [12] TenneT TSO GmbH: *Netzanschlussregeln – Hoch- und Höchstspannung*. 2015
- [13] Hau, E. : *Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5. Auflage, Springer Vieweg, 2014
- [14] Hesse, R. : *Virtuelle Synchronmaschine*. Dissertation, Technische Universität Clausthal, 2007

- [15] Zhong, Q.-C. ; Weiss, G. : *Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators*. In: IEEE Transactions on Industrial Electronics (Volume 58, Issue 4, S. 1259-1267), 2010
- [16] Wang, S. ; Tomsovic, K. : *A Novel Active Power Control Framework for Wind Turbine Generators to Improve Frequency Response*. In: IEEE Transactions on Power Systems (Volume 33, Issue 6, S. 6579-6589), 2018
- [17] Shu-feng, G. ; Jie-tan, Z. ; Philip, A. ; Li-li, H. ; Jing, J. : *A Review of Wind Turbine Deloaded Operation Techniques for Primary Frequency Control in Power System*. In: 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Tianjin, China, 2018
- [18] Bubshait, A. ; Simões, M. G. : *Optimal Power Reserve of a Wind Turbine System Participating in Primary Frequency Control*. In: Applied Sciences (Volume 8), 2018
- [19] Orlik, B. ; Schmidt, M. ; Fein, F. : *Control of a wind power station with the strategy of a conventional power plant: Assigning synchronous machine behavior on a full inverter based wind power station*. In: 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Lissabon, Portugal, 2011
- [20] Orlik, B. ; Schmidt, M. ; Fein, F. : *Changing behaviour of a wind power station to a steam power plant for damping grid oscillations and add primary control*. In: PCIM Europe 2012, Nürnberg, Deutschland, 2012
- [21] Schmidt, M. ; Fein, F. ; Orlik, B. : *Grid Integration of a Wind Power Station with Control Concept like in a Steam Power Plant*. In: Deutsche Windenergie Konferenz (DEWEK), Bremen, Deutschland, 2012
- [22] Fein, F. ; Schmidt, M. ; Groke, H. ; Orlik, B. : *A Paradigm Change in Wind Power Station Control through Emulation of Conventional Power Plant Behaviour*. In: 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, Frankreich, 2013
- [23] Schmidt, M. ; Orlik, B. : *Replacing Conventional Steam Power Plants by Wind Power Stations*. In: International Wind Engineering Conference (IWEC), Hannover, Deutschland, 2014
- [24] Zhang, J. : *The Concept, Project and Current Status of Virtual Power Plant: A Review*. In: Journal of Physics: Conference Series (Volume 2152), 2021
- [25] Tuballa, M. L. ; Abundo, M. L. : *A review of the development of Smart Grid technologies*. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews (Volume 59, S. 710-725), 2016
- [26] Foley, A. M. ; Leahy, P. G. ; Marvuglia, A. ; McKeogh ; E. J. : *Current methods and advances in forecasting of wind power generation*. In: Renewable Energy (Volume 37, Issue 1, S. 1-8), 2012
- [27] Sayed, E. T. ; Olabi, A. G. ; Alami, A. H. ; Radwan, A. ; Mdallal, A. ; Rezk, A. ; Abdelkareem, M. A. : *Renewable Energy and Energy Storage Systems*. In: Energy (Volume 136, S. 1-6), 2017

- [28] Preuster, P. ; Alekseev, A. ; Wasserscheid, P. : *Hydrogen Storage Technologies for Future Energy Systems*. In: Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering (Volume 8, S. 445-471), 2017
- [29] Bundesverband Windenergie (BWE): *Zahlen und Fakten – Statistische Kennziffern zur Erfolgsgeschichte Windenergie*. URL: <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/>, abgerufen am 29.01.2023, 2022
- [30] Liserre, M. ; Cárdenas, R. ; Molinas, M. ; Rodríguez, J. : *Overview of Multi-MW Wind Turbines and Windparks*. In: IEEE Transactions on Industrial Electronics (Volume 58, Issue 4, S. 1081-1095), 2011
- [31] Blaabjerg, F. ; Liserre, M. ; Ma, K. : *Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems*. In: IEEE Transactions on Industry Applications (Volume 48, Issue 2, S. 708-719), 2011
- [32] Böttcher, M. : *Fehlertolerante Frequenzumrichter auf Basis der dreistufigen NPC-Topologie für den Einsatz in Windenergieanlagen*. Dissertation, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, 2016
- [33] Matthies, D. ; Ernst, A. ; Sauerland, H. ; Reimann, R. ; Holzke, W. ; Orlik, B. : *Provision of Power Plant Equal Ancillary Services by Wind Turbines: From Maximum to Grid-demanded Power Point Tracking*. In: PCIM Europe 2022, Nürnberg, Deutschland, 2022
- [34] Ernst, A. ; Holzke, W. ; Koczy, D. ; Kaminski, N. ; Orlik, B. : *Model-based Converter Control for the Emulation of a Wind Turbine Drive Train*. In: 2022 24th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe), Hannover, Deutschland, 2022
- [35] Heier, S. : *Windkraftanlagen – Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. 6. Auflage, Springer Vieweg, 2018
- [36] Lunze, J. : *Regelungstechnik 1 – Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen*. 7. Auflage, Springer-Verlag, 2008
- [37] Geyler, M. ; Caselitz, P. : *Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen*. In: at – Automatisierungstechnik (Volume 56, Issue 12, S. 614-626), 2008
- [38] Beckhoff Automation: *Hardware Data Sheet Section I – EtherCAT Slave Controller*. URL: [https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-development-products/ethercat\\_esc\\_datasheet\\_sec1\\_technology\\_2i2.pdf](https://download.beckhoff.com/download/document/io/ethercat-development-products/ethercat_esc_datasheet_sec1_technology_2i2.pdf), abgerufen am 29.01.2023, 2014
- [39] Matthies, D. ; Holzke, W. ; Reimann, R. ; Orlik, B. : *Practical Validation of a New Control Strategy for Wind Turbines by the Use of a Central PC for Model Calculation*. In: PCIM Europe 2019, Nürnberg, Deutschland, 2019
- [40] Holzke, W. : *Entwicklung eines Messsystems für Feldmessungen in Windenergieanlagen und echtzeitfähige Implementierung eines Lebensdauermodells zur Zustandsüberwachung von Leistungshalbleitern*. Dissertation, IALB, Universität Bremen, 2020

- [41] Holzke, W. ; Brunko, A. ; Groke, H. ; Kaminski, N. ; Orlik, B. : *A Condition Monitoring System for Power Semiconductors in Wind Energy Plants*. In: PCIM Europe 2018, Nürnberg, Deutschland, 2018
- [42] Reimann, R. : *Synchronisation von mehreren Messzellen über den EtherCAT Feldbus und das globale Positionsbestimmungssystem (GPS)*. Masterarbeit, IALB, Universität Bremen, 2018 (unveröffentlicht)
- [43] Reimann, R. ; Holzke, W. ; Menzel, S. ; Orlik, B. : *Synchronisation of a Distributed Measurement System*. In: PCIM Europe 2019, Nürnberg, Deutschland, 2019
- [44] EtherCAT Technology Group: *EtherCAT – the Ethernet Fieldbus*. URL: <https://www.ethercat.org/en/technology.html#3.9.1>, abgerufen am 29.01.2023
- [45] Pose, F. (Ingenieurgesellschaft IgH): *IgH EtherCAT Master 1.5.2 Documentation*. URL: <http://www.etherlab.org/download/ethercat/ethercat-1.5.2.pdf>, abgerufen am 29.01.2023
- [46] Arm, J. ; Bradac, Z. ; Kaczmarczyk, V. : *Real-time capabilities of Linux RTAI*. In: 14th IFAC Conference on Programmable Devices and Embedded Systems PDES 2016, IFAC-PapersOnLine (Volume 49, Issue 25, S. 401-406), Brünn, Tschechien, 2016
- [47] Lal, E. : *Evaluation of PC Based Realtime Simulation of Dynamic systems for HIL Applications using RTAI Linux*. Masterarbeit, IALB, Universität Bremen, 2017 (unveröffentlicht)
- [48] Fein, F. : *Netzanbindung von Hochsee-Windparks durch kombinierte HGÜ mit selbst- und netzgeführten Stromrichtern im Parallelbetrieb*. Dissertation, IALB, Universität Bremen, 2018
- [49] Behrens, S. ; Adler, J. ; Raffel, H. ; Schlöcker, H. ; Orlik, B. : *Wind Turbine Nacelle Test Bench Using an Optimized Torque Control and an Aerodynamic Real Time Model*. In: PCIM Europe 2018, Nürnberg, Deutschland, 2018
- [50] Bühler, H. : *Einführung in die Theorie geregelter Drehstromantriebe*. 1. Auflage, Springer Basel AG, 1977
- [51] Silva, J. G. ; Doekemeijer, B. M. ; Ferrari, R. ; van Wingerden, J.-W. : *Active power control of wind farms: an instantaneous approach on waked conditions*. In: Journal of Physics: Conference Series (Volume 2265), 2022
- [52] Jonkman, J. ; Butterfield, S. ; Musial, W. ; Scott, G. : *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Technical Report of the National Renewable Energy Laboratory of the U.S. Department of Energy, 2009
- [53] Matthies, D. ; Ernst, A. ; Sauerland, H. ; Reimann, R. ; Holzke, W. ; Orlik, B. : *A Novel Grid-demanded Power Point Tracking (GPPT) Control Method for Wind Turbines to Preserve Grid Stability with High Wind Energy Penetration*. In: 2022 24th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'22 ECCE Europe), Hannover, Deutschland, 2022

- [54] Trabelsi, S. : *Umrichterprüfung mit Hardware-in-the-Loop und Einsatz einer neuartigen schnellen überschwingungsarmen Leistungsendstufe*. Dissertation, Technische Universität Braunschweig, 2004
- [55] Ernst, A. ; Matthies, D. ; Holzke, W. ; Orlik, B. : *Validation of a Generator-Side Boost Converter with Load by a Fictitious Synchronous Machine*. In: PCIM Europe digital days 2021, Online Conference, 2021
- [56] Raffel, H. : *Realisierung eines Quasi-Direktumrichters durch eine hochdynamische Zwischenkreisspannungsregelung*. Dissertation, IALB, Universität Bremen, 2004
- [57] Groke, H. : *Regelung eines permanentmagneterregten Transversalflussgenerators für direkt angetriebene Windenergieanlagen*. Dissertation, IALB, Universität Bremen, 2013
- [58] Leonhard, W. : *Regelung elektrischer Antriebe*. 2. Auflage, Springer Verlag, 2000
- [59] Gridradar: *Echtzeit-Verlauf der Netzfrequenz*. URL: <https://gridradar.net/de/netzfrequenz>, abgerufen am 29.01.2023
- [60] Dao, C. ; Kazemtabrizi, B. ; Crabtree, C. : *Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy*. In: Wind Energy (Volume 22, Issue 12, S. 1848-1871), 2019
- [61] Bundesministerium der Justiz (BMJ): *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV)*. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/sdlwindv/BJNR173400009.html>, abgerufen am 29.01.2023, 2016
- [62] Meyer, K. R. : *Fault-Ride-Through-Regelung von Windenergieanlagen mit Vollumrichter und LCL-Netzfilter*. Dissertation, Leibniz Universität Hannover, 2014
- [63] Wessels, C. : *Durchfahren von Netzfehlern bei Windenergieanlagen mit FACTS*. Dissertation, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, 2012
- [64] Pierstorff, S. : *Ein Beitrag zum Kurzschlussverhalten hochsperrender IGBTs und Dioden*. Dissertation, Universität Rostock, 2015
- [65] Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW): *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen – Teil 3 (TR3)*. Revision 25, 2018
- [66] Völker, T. ; Mehler, C. ; Orlik, B. : *Control of Active Front-End inverter of Wind Energy Plants During Asymmetrical Grid faults*. In: EPE – Wind Energy Chapter 2009, Stockholm, Schweden, 2009
- [67] Song, H.-S. ; Nam, K. : *Dual Current Control Scheme for PWM Converter Under Unbalanced Input Voltage Conditions*. In: IEEE Transactions on Industrial Electronics (Volume 46, Issue: 5, S. 953-959), 1999
- [68] Rocabert, J. ; Luna, A. ; Blaabjerg, F. ; Rodríguez, P. : *Control of Power Converters in AC Microgrids*. In: IEEE Transactions on Power Electronics (Volume 27, Issue 11, S. 4734-4749), 2012

- [69] Rathnayake, D. B. ; Akrami, M. ; Phurailatpam, C. ; Me, S. P. ; Hadavi, S. ; Jayasinghe, G. ; Zabihi, S. ; Bahrani, B. : *Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications*. In: IEEE Access (Volume 9, S. 114781-114807), 2021
- [70] Jessen, L. ; Fuchs, F. W. : *Modeling of Inverter Output Impedance for Stability Analysis in Combination with Measured Grid Impedances*. In: 2015 IEEE 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), Aachen, Deutschland, 2015
- [71] Mohd, A. ; Ortjohann, E. ; Sinsukthavorn, W. ; Lingemann, M. ; Hamsic, N. ; Morton, D. : *Isochronous Load Sharing and Control for Inverter-based Distributed Generation*. In: 2009 International Conference on Clean Electrical Power, Capri, Italien, 2009
- [72] Chen, Y. ; Hesse, R. ; Turschner, D. ; Beck, H.-P. : *Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters*. In: International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12), Santiago de Compostela, Spanien, 2012
- [73] Redmann, F. ; Ernst, A. ; Orlik, B. : *Black Start Capability and Islanded Operation of Power Converters with Virtual Synchronous Generator Control*. In: PCIM Europe digital days 2021, Online Conference, 2021
- [74] Grunau, S. : *Netzintegration von Windenergieanlagen mit Energiespeichersystem*. Dissertation, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, 2018
- [75] TenneT TSO GmbH: *Suedlink – Die Windstromleitung von Nord nach Süd – gemeinsam schaffen wir eine sichere Verbindung durch ganz Deutschland*. URL: <https://www.tenne-t.eu/de/projekte/suedlink>, abgerufen am 29.01.2023
- [76] Younis, M. R. ; Iravani, R. : *Wide-area Damping Control for Inter-area Oscillations: A Comprehensive Review*. In: 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference, Halifax (Nova Scotia), Kanada, 2013

# Anhang

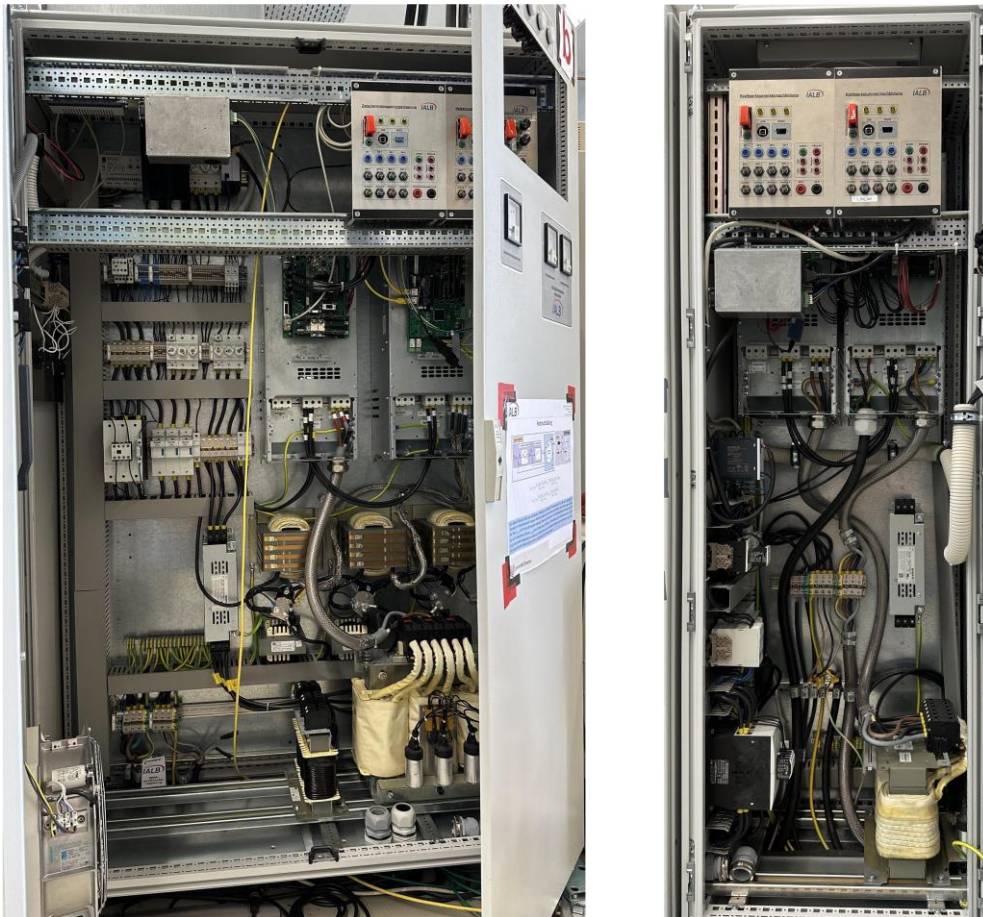


**Abbildung A.1:** Linke Frontansicht des Prüfstands (siehe Abbildung 3.1) – Die ASM (vorne) treibt den gekoppelten PMSG (links) an, die sechs Umrichter [a] bis [f] befinden sich in den entsprechend beschrifteten Schränken und am rechten Bildrand ist der Arbeitsplatz des Benutzers zusammen mit dem echtzeitfähigen PC (*RTAI-Linux*)

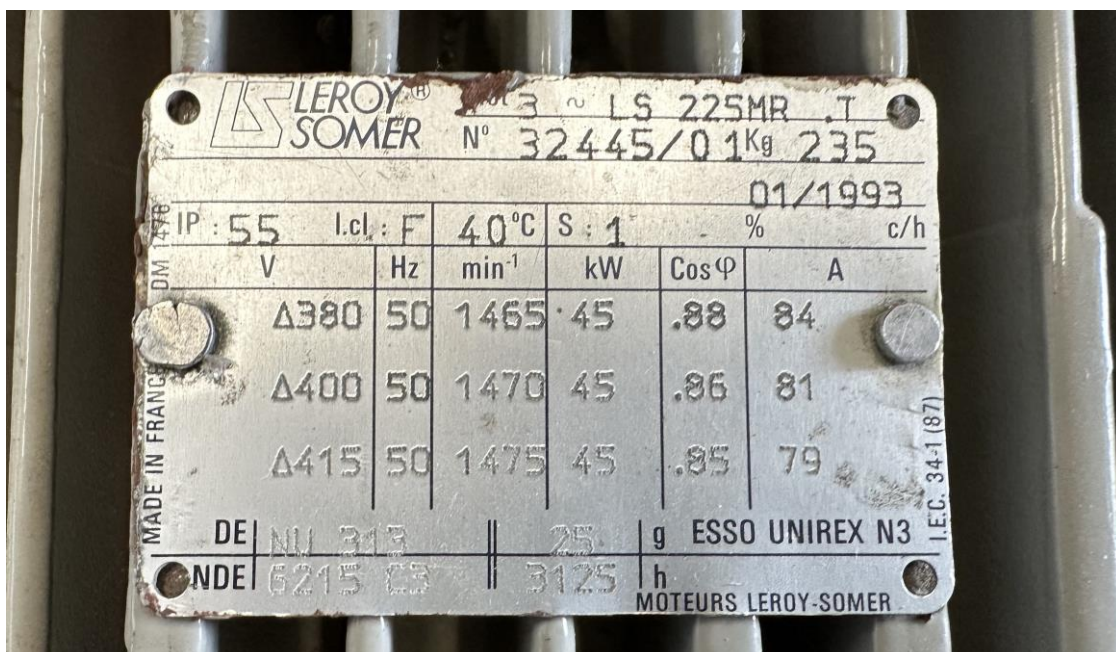


**Abbildung A.2:** Rechte Frontansicht des Prüfstands





**Abbildung A.3:** Innenansicht der zu Umrichter [a] und [b] (links) und Umrichter [c] und [d] (rechts) gehörenden Schränke und Direktsicht auf die äußeren Bedienpanels (oben) mit dem sich unter der roten Abdeckung befindenden Schalter für die Hardware-Reglerfreigabe



**Abbildung A.4:** Typenschild der von der Firma Leroy-Somer hergestellten ASM



INSULATION SYSTEM	CLASS H							
PROTECTION	IP23							
RATED POWER FACTOR	0.8							
STATOR WINDING	DOUBLE LAYER CONCENTRIC							
WINDING PITCH	TWO THIRDS							
WINDING LEADS	12							
STATOR WDG. RESISTANCE	0.1713 Ohms PER PHASE AT 22°C SERIES STAR CONNECTED							
ROTOR WDG. RESISTANCE	0.89 Ohms at 22°C							
R.F.I. SUPPRESSION	BS EN 61000-6-2 & BS EN 61000-6-4, VDE 0875G, VDE 0875N. refer to factory for others							
WAVEFORM DISTORTION	NO LOAD < 1.5% NON-DISTORTING BALANCED LINEAR LOAD < 5.0%							
MAXIMUM OVERSPEED	2250 Rev/Min							
BEARING DRIVE END	BALL. 6312 - 2RS. (ISO)							
BEARING NON-DRIVE END	BALL. 6306 - 2RS. (ISO)							
	1 BEARING				2 BEARING			
WEIGHT COMP. GENERATOR	216 kg				203 kg			
WEIGHT WOUND STATOR	73 kg				73 kg			
WEIGHT WOUND ROTOR	72.33 kg				69.12 kg			
WR <sup>2</sup> INERTIA	0.2763 kgm <sup>2</sup>				0.2706 kgm <sup>2</sup>			
SHIPPING WEIGHTS in a crate	226 kg				213 kg			
PACKING CRATE SIZE	R.T.F.				R.T.F.			
	50 Hz				60 Hz			
TELEPHONE INTERFERENCE	THF<2%				TIF<50			
COOLING AIR	0.15 m <sup>3</sup> /sec 318 cfm				0.19 m <sup>3</sup> /sec 403 cfm			
VOLTAGE SERIES STAR	380/220	400/231	415/240	440/254	416/240	440/254	460/266	480/277
VOLTAGE PARALLEL STAR	190/110	200/115	208/120	220/127	208/120	220/127	230/133	240/138
VOLTAGE SERIES DELTA	220/110	230/115	240/120	254/127	240/120	254/127	266/133	277/138
KVA BASE RATING FOR REACTANCE VALUES	37.5	37.5	37.5	32.5	44.3	46.9	46.9	46.9
X <sub>d</sub> DIR. AXIS SYNCHRONOUS	2.216	2.000	1.858	1.907	2.515	2.380	2.178	2.000
X' <sub>d</sub> DIR. AXIS TRANSIENT	0.168	0.152	0.141	0.145	0.191	0.181	0.166	0.152
X'' <sub>d</sub> DIR. AXIS SUBTRANSIENT	0.092	0.083	0.077	0.080	0.104	0.099	0.090	0.083
X <sub>q</sub> QUAD. AXIS REACTANCE	1.071	0.967	0.898	0.922	1.216	1.151	1.053	0.967
X'' <sub>q</sub> QUAD. AXIS SUBTRANSIENT	0.187	0.169	0.157	0.162	0.213	0.201	0.184	0.169
X <sub>L</sub> LEAKAGE REACTANCE	0.069	0.062	0.058	0.059	0.078	0.074	0.068	0.062
X <sub>2</sub> NEGATIVE SEQUENCE	0.141	0.127	0.118	0.121	0.160	0.151	0.138	0.127
X <sub>0</sub> ZERO SEQUENCE	0.033	0.030	0.028	0.029	0.038	0.036	0.033	0.030
REACTANCES ARE SATURATED				VALUES ARE PER UNIT AT RATING AND VOLTAGE INDICATED				
T' <sub>d</sub> TRANSIENT TIME CONST.	0.024 s							
T'' <sub>d</sub> SUB-TRANSTIME CONST.	0.015 s							
T' <sub>do</sub> O.C. FIELD TIME CONST.	0.57 s							
T <sub>a</sub> ARMATURE TIME CONST.	0.01 s							
SHORT CIRCUIT RATIO	1/X <sub>d</sub>							

**Abbildung A.5:** Vollständiges Datenblatt des real existierenden Synchrongenerators mit der Bezeichnung *DINGOL DG184H* zur Parametrierung des fiktiven Generators (gewählter Typ ist markiert)

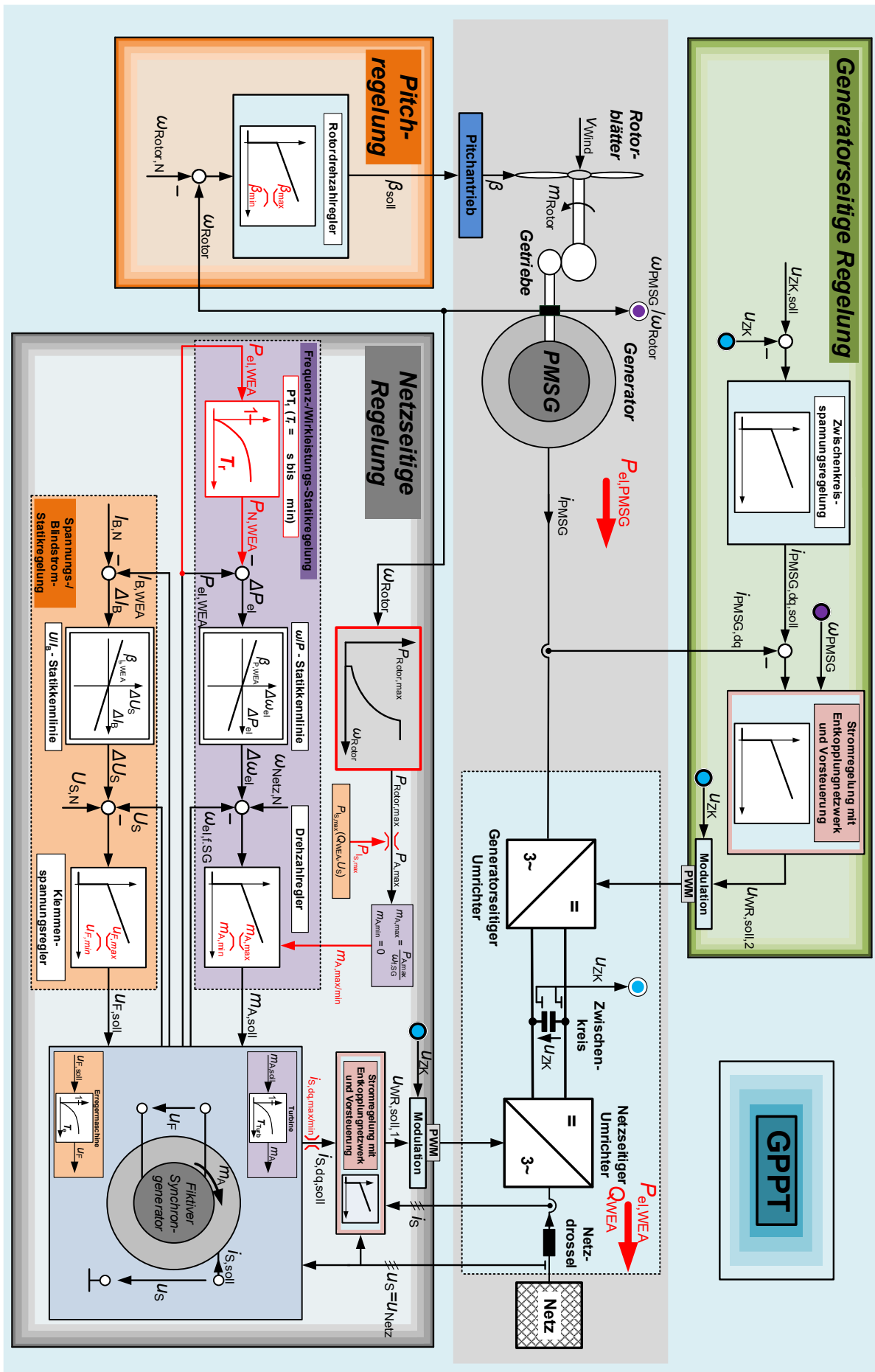
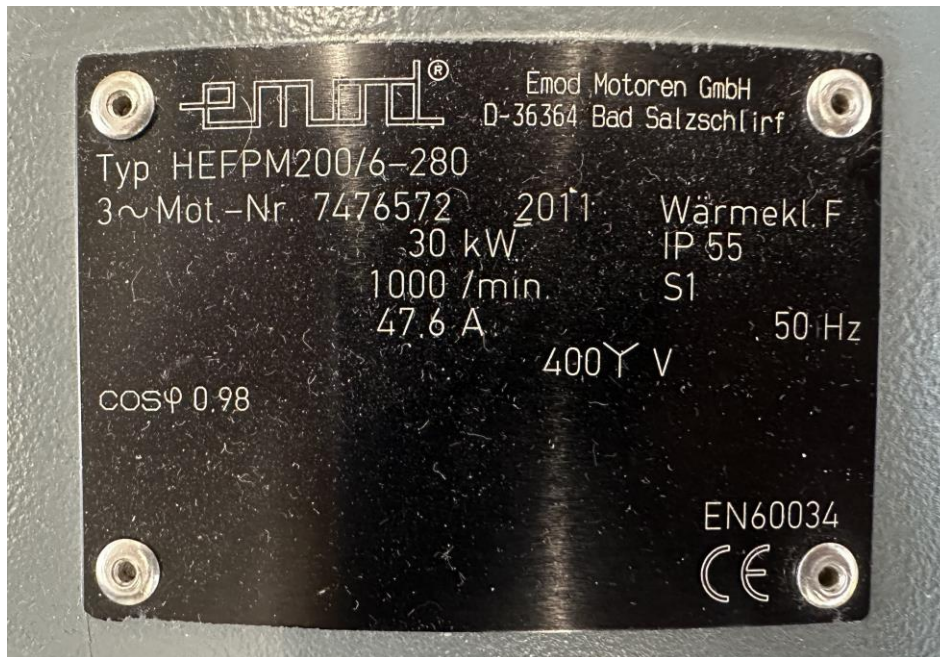


Abbildung A.6: Vergrößert dargestellte Regulationsstruktur des GPPT-Verfahrens



**Abbildung A.7:** Typenschild des von der Firma *Emod Motoren GmbH* hergestellten PMSGs

# Akademischer Lebenslauf

## Persönliche Daten

Name: David Matthies  
Geburtsdatum: 16.04.1992  
Geburtsort: Hameln  
Staatsangehörigkeit: deutsch  
Familienstand: ledig

## Berufliche Laufbahn

08/2023 – heute Industrietätigkeit als Simulationsingenieur für Energiesysteme bei der Siemens AG/Innomotics GmbH in Nürnberg  
05/2017 – 03/2023 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Antriebe, Leistungselektronik und Bauelemente (IALB) der Universität Bremen  
04/2015 – 07/2015 Studienbegleitendes Fachpraktikum bei der IAV GmbH in Braunschweig

## Ausbildung

04/2022 – 05/2024 Promotionsstudium an der Universität Bremen (offiziell)  
04/2014 – 11/2016 Masterstudium der Elektro- und Informationstechnik an der Leibniz Universität Hannover (Studienrichtung: Automatisierungstechnik)  
Abschluss: Master of Science (M. Sc.)  
04/2011 – 06/2014 Bachelorstudium der Elektro- und Informationstechnik an der Leibniz Universität Hannover (Studienrichtung: Automatisierungstechnik)  
Abschluss: Bachelor of Science (B. Sc.)  
2004 – 2010 Otto-Hahn-Gymnasium Springe  
Abschluss: Abitur

## Eigene Veröffentlichungen

Siehe Literaturverzeichnis unter [9], [33], [39], [53] und [55]