

Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen

Vom Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal
zur Erlangung des akademischen Grades eines

D o k t o r – I n g e n i e u r s

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. (SYR) Ahmad-Rami Khalil Al-Awaad
aus Deralzour/Syrien

Referent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. J. Verstege

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. B. Tibken

Tag der mündlichen Prüfung: 17. April 2009

Diese Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20090626

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20090626>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Stipendiat am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität Wuppertal.

Herr Professor Dr.-Ing. J. Verstege gab die Anregung zu dieser Arbeit und begleitete sie während der gesamten Zeit mit regem Interesse. Ohne seine ständige Gesprächsbereitschaft, seine zahlreichen Ratschläge sowie die konstruktiven Diskussionen wäre die Arbeit in dieser Form nicht entstanden. Für die Möglichkeit zur fachlichen und persönlichen Weiterentwicklung, nicht zuletzt durch die Teilnahme an nationalen und internationalen Konferenzen, bin ich Herrn Professor Verstege sehr dankbar.

Herrn Professor Dr.-Ing. B. Tibken danke ich für die freundliche Übernahme des Korreferates sowie für die Unterstützung bei der Umsetzung des eng gesteckten Terminplanes.

Allen ehemaligen und derzeitigen Mitarbeitern des Lehrstuhls danke ich für die zahlreichen Diskussionen sowie das stets angenehme Institutsklima. Mein besonderer Dank geht hier an S. Völler, J. Ringelstein, A. F. Kaptue Kamga und Dr.-Ing. K. F. Schäfer.

Schließlich danke ich ganz besonders meinen Eltern und Brüdern für Ihre Unterstützung. Die stets aufbauenden Worte waren Grundlage dieser Arbeit.

اخيرا اود ان اتوجه بالشكر الخاص لوالدي و اشقائي و زوجتي. راجيا من الله سبحانه و تعالى ان يشملهم جميعا بحفظه و رعايته .

Wuppertal, im Mai 2009

Ahmad-Rami Al-Awaad

Inhaltverzeichnis	I
Verzeichnis der Formelzeichen	V
1 Motivation und Ziel	1
1.1 Einleitung	1
1.2 Dienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers	3
1.3 Notwendigkeit der Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen	6
1.4 Ziel und Aufbau der Arbeit.....	7
2 Analyse der Aufgabenstellung	10
2.1 Das elektrische Energieversorgungssystem	10
2.1.1 Aufbau des elektrischen Netzes	10
2.1.2 Das europäische Verbundsystem	11
2.1.3 Kostenwälzung für Systemdienstleistungen und Erneuerbare- Energien-Gesetz	12
2.2 Systemdienstleistungen	13
2.2.1 Überblick und Begrenzung	13
2.2.2 Frequenzhaltung	14
2.2.2.1 Notwendigkeit der Frequenzregelung	14
2.2.2.2 Ursachen des Leistungsungleichgewichtes.....	14
2.2.2.3 Unterstützung der Frequenzhaltung	15
2.2.2.4 Frequenzabhängigkeit der Lasten	16
2.2.2.5 Primärregelung	18
2.2.2.6 Sekundärregelung.....	21
2.2.2.7 Minutenreserve	23
2.2.3 Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt.....	24
2.3 Systemdienstleistungsmärkte	29
2.3.1 Regelleistungsmarkt	29
2.3.2 Blindleistungsmarkt	32

2.4	Windenergienutzung	33
2.4.1	Physikalische Grundlagen	33
2.4.2	Umwandlung der mechanischen in elektrische Energie	34
2.4.3	Umrichter	35
2.4.4	Leistungsregelung einer Windenergieanlage	36
2.4.5	Leistungskennlinie einer Windenergieanlage	37
2.4.6	Anschluss von Windenergieanlagen	38
2.5	Erneuerbare-Energien-Gesetz	40
2.6	Bereitstellung der Systemdienstleistungen nach dem Anschluss von Windenergieanlagen	41
2.7	Unterstützung des sicheren Netzbetriebs durch die Windenergieanlagen	43
3	Unterstützung der Frequenzhaltung	46
3.1	Bereitstellung der Regelleistung durch die Windenergieanlagen	46
3.1.1	Änderung der Schnelllaufzahl	47
3.1.2	Änderung des Anstellwinkels der Turbinenblätter	50
3.1.3	Leistungskennlinie einer an der Bereitstellung der Regelleistung beteiligten Windenergieanlage	51
3.2	Realisierung der Primär- und Sekundärregelung mit Windenergieanlagen	53
3.2.1	Eine Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator ..	53
3.2.1.1	Primärregelung	53
3.2.1.2	Sekundärregelung	58
3.2.2	Eine Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter	60
3.2.2.1	Primärregelung	60
3.2.2.2	Sekundärregelung	62
3.3	Teilnahme eines Windparks an der Primär- und Sekundärregelung	64
3.4	Teilnahme von Windenergieanlagen an der Minutenreserve	67
3.5	Mögliche angebotene Regelleistung aus Windenergieanlagen	68
3.6	Fazit	70
4	Unterstützung der Spannungshaltung	71
4.1	Eine Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator	71
4.2	Eine Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter	76

4.3	Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen im Stillstand	78
4.4	Fazit.....	80
5	Ökonomische Bewertung der Teilnahme von Windenergieanlagen an den Systemdienstleistungen	81
5.1	Ökonomische Bewertung aus Sicht des Windenergieanlagenbetreibers	81
5.1.1	Frequenzhaltung	82
5.1.2	Spannungshaltung	86
5.2	Ökonomische Bewertung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers	87
5.3	Ökonomische Bewertung für die ganze Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung	89
6	Untersuchungsergebnisse der ökonomischen Bewertung	92
6.1	Aufbau des Testmodells	92
6.1.1	Daten des Testmodells	92
6.1.2	Ganglinien.....	95
6.1.3	Untersuchungsvarianten	97
6.2	Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung und an der Bereitstellung der negativen Regelleistung	98
6.2.1	Ein Wochentag im Winter bei Schwachwind	98
6.2.1.1	Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers	98
6.2.1.2	Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers	100
6.2.2	Ein Sonntag im Sommer bei Starkwind	102
6.2.2.1	Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers	102
6.2.2.2	Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers	106
6.2.3	Ökonomische Bewertung der Teilnahme für ein Jahr	107
6.2.4	20-Jahre-Betrachtung	111
6.3	Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung und an der Bereitstellung der positiven Regelleistung	114
6.3.1	Ökonomische Bewertung für einen Tag	114
6.3.1.1	Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers	114
6.3.1.2	Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers	114
6.3.2	Ökonomische Bewertung der Teilnahme für ein Jahr	115

6.3.3 20-Jahre-Betrachtung	116
6.4 Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung trotz der hohen EEG-Vergütung	118
7 Zusammenfassung	119
8 Literaturverzeichnis	123

Verzeichnis der Formelzeichen

Lateinische Formelzeichen

A	Fläche
a	Arbeitspreis
B	Barwert der betrachteten Einnahme oder Ausgabe
b	Binärzahl
$\cos \Phi$	Leistungsfaktor
C_p	Leistungsbeiwert
$C_1 - C_6$	Parameter der Turbine einer Windenergieanlage
C_7	Parameter erläutert den Zusammenhang zwischen dem Pitchwinkel und der Schnelllaufzahl einer Windturbine
E	Elektrische Energie
E_{kin}	Kinetische Energie
e	Einnahme
f	Frequenz
Δf	Aktuelle Frequenzabweichung
Δf_{∞}	Stationäre Frequenzabweichung
G	Übertragungsfunktion
g	Gesamtregelabweichung
H	Geldmenge (Einnahme oder Ausgabe)
I	Strom
i	Kalkulationszinssatz
J	Trägheitsmoment
K	Kosten
k	Leistungszahl
l	Leistungspreis
m	Luftmasse
n	Drehzahl
P	Wirkleistung
$P_L(f_n)$	Leistungsaufnahme der Last bei Nennfrequenz
ΔP_L	Lastsprung
$\Delta P_{L,f}(f)$	Änderung der Leistungsaufnahme der Last durch ihre frequenzabhängige Lastcharakteristik
Q	Blindleistung
q	Zinsfaktor

R	Widerstand
R'	Widerstand bei einem Asynchrongenerator umgerechnet auf Ständerseite
r	Rotorradius
s	Laplace-Operator
T	Anlaufzeitkonstante
\tilde{T}	Dauer
t	Zeit
t_0	Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen
U	Spannung
v	Geschwindigkeit
X	Reaktanz
X'	Reaktanz bei einem Asynchrongenerator umgerechnet auf Ständerseite
x	Exponent des Pitchwinkels
y	Weg
Z	Impedanz
z	Szenario

Griechische Formelzeichen

α	Annuitätsfaktor
β	Pitchwinkel
γ	Selbstregeleffekt
Δ	Abweichung von der betrachteten Größe
δ	Stufenstellung
ε	Proportionalanteil
θ	Polradwinkel
κ	Schlupf
λ	Schnelllaufzahl
μ	Anzahl
ρ	Luftdichte
σ	Streuung
ω	Winkelgeschwindigkeit

Indizes (sofern nicht in Abkürzungen und Akronymen definiert)**Tiefgestellt**

ab	Abschalt
an	Anlauf
au	Austausch
D	Laufindex des Multiplikationsfaktors der Zeiteinheit
e	Polrad
F	Filter
G	Generator
h	Magnetisierung
i	Allgemeiner Laufindex
ind	Induktiv
ist	Istwert der betrachteten Größe
j	Allgemeiner Laufindex
K	Kraftwerk
k	Klemmen
kap	Kapazitiv
L	Last
l	Läufer
M	Motor
max	Maximum wert der betrachteten Größe
min	Minimum wert der betrachteten Größe
N	Netz
n	Nennwert der betrachteten Größe
neu	Neuwert der betrachteten Größe
O	Ohne Teilnahme an der Bereitstellung der Regelleistung
opt	Optimalwert der betrachteten Größe
R	Rotierende Massen
S	Synchron
s	Ständer
soll	Sollwert der betrachteten Größe
T	Turbine
t	Laufindex der Zeit
V	Verluste
v	Verstärkungsfaktor
W	Wind

Z	Netzzweig
z	Szenario

Hochgestellt

+	Positiv
-	Negativ
D	Multiplikationsfaktor der Zeiteinheit
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
\tilde{T}	Dauer

Hochgestellt-Griechische Formelzeichen

μ	Anzahl der Laufindexe
-------	-----------------------

Abkürzungen und Akronymen

AC	Wechselstrom
AG	Asynchrongenerator
AK	Ausgewählte Kraftwerke
ATP	Alternative Transient Programm
CO ₂	Kohlendioxid
DAG	Doppelt-gespeister Asynchrongenerator
DC	Gleichstrom
De	Deutschland
EA	Erneuerbare Energien-Anlage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EV	Endverbraucher
GAMS	General Algebraic Modeling System
GGLP	Gemischt-Ganzzahlige lineare Programmierung
GR	Gleichrichter
HT	Hochtarif
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
KB	Kraftwerksbetreiber
KE	Kompensationselemente
KK	Konventionelle Kraftwerke
MR	Minutenreserve
NT	Niedertarif

P – Regler	Proportional-Regler
PI – Regler	Proportional-Integral-Regler
PR	Primärregelung
RL	Regelleistung
RZ	Regelzone
SBO	Spannungs-Blindleistungs-Optimierung
SDL	Systemdienstleistungen
SGU	Synchrongenerator und Vollumrichter
SR	Sekundärregelung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
Tr	Transformator
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UR	Umrichter
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WA	Windenergieanlage
WAB	Windenergieanlagenbetreiber
WP	Windpark
WR	Wechselrichter
ZK	Zwischenkreis eines Umrichters

1 Motivation und Ziel

1.1 Einleitung

Durch die Verbesserung des Lebensstandards der Menschheit erfolgte ein steigender Energieverbrauch. Doch diese Verbesserung war nicht ohne Folgen. Der hohe Energieverbrauch, insbesondere wegen der Industrialisierung, verursachte hohen CO₂-Ausstoß. Dies hatte Umweltprobleme, wie z.B. den Treibhauseffekt und Luftverschmutzung, zur Folge. Solche Umweltprobleme können zur Klimaerwärmung führen. Zur Verringerung der durch den steigenden Energieverbrauch verursachten Umweltprobleme und zur Unterstützung des Umweltschutzes haben sich 37 Staaten und die Europäische Union in Kyoto/Japan im Jahr 1997 versammelt. Diese Länder unterstützen den Umweltschutz dadurch, dass sie den CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2012 durchschnittlich um 5,2 % gegenüber dem Niveau vom Jahr 1990 reduzieren wollen [1]. Deutschland will den eigenen CO₂-Ausstoß durch den Einsatz der erneuerbaren Energien reduzieren, weil durch den Betrieb erneuerbarer Energien ein geringerer Ausstoß von Umweltschadstoffen verursacht wird. Somit ist die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen im Vergleich zu der aus fossilen Energieträgern eindeutig ökologischer. In den letzten Jahren ist eine verstärkte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland zu beobachten. Bereits im Jahr 2007 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten erzeugten elektrischen Energie in Deutschland 14,2 % [2] mit steigender Tendenz (Bild 1.1).

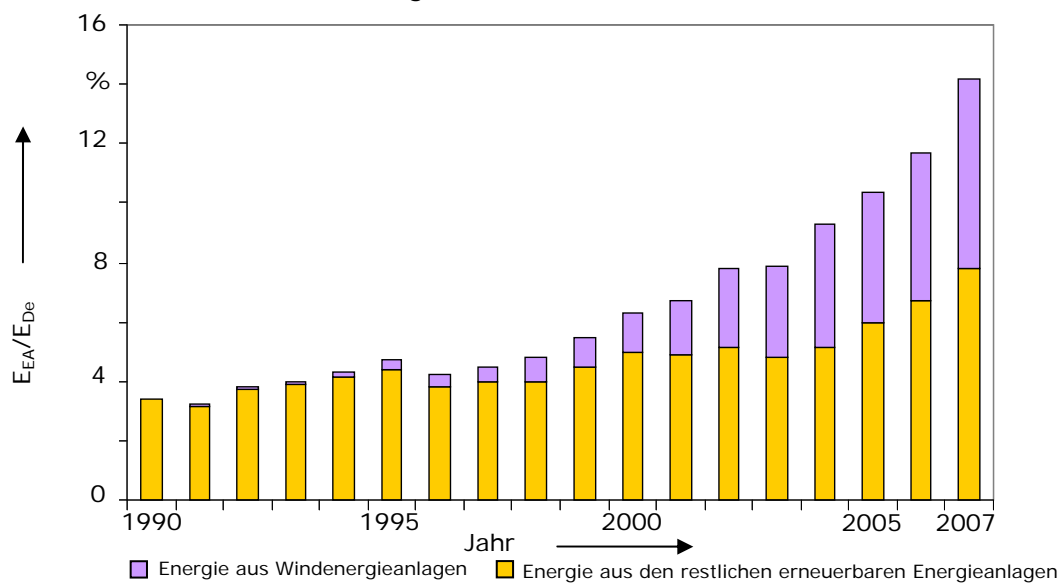


Bild 1.1: Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten erzeugten elektrischen Energie in Deutschland

Deutschland möchte den Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten erzeugten elektrischen Energie weiter erhöhen und zwar durch die gesetzliche Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Dieses Gesetz ist das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG) [3]. Nach der Novellierung des EEG, die ab dem Jahr 2009 in Kraft tritt, muss der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % steigen [4]. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen die Windenergieanlagen einen wesentlichen Beitrag leisten. Bis Ende 2007 betrug die Leistung der installierten Windenergieanlagen mehr als 22 GW (Bild 1.2) [2]. Es ist zu erwarten, dass die installierte Windleistung bis zum Jahr 2020 bis auf 48 GW steigt [5].

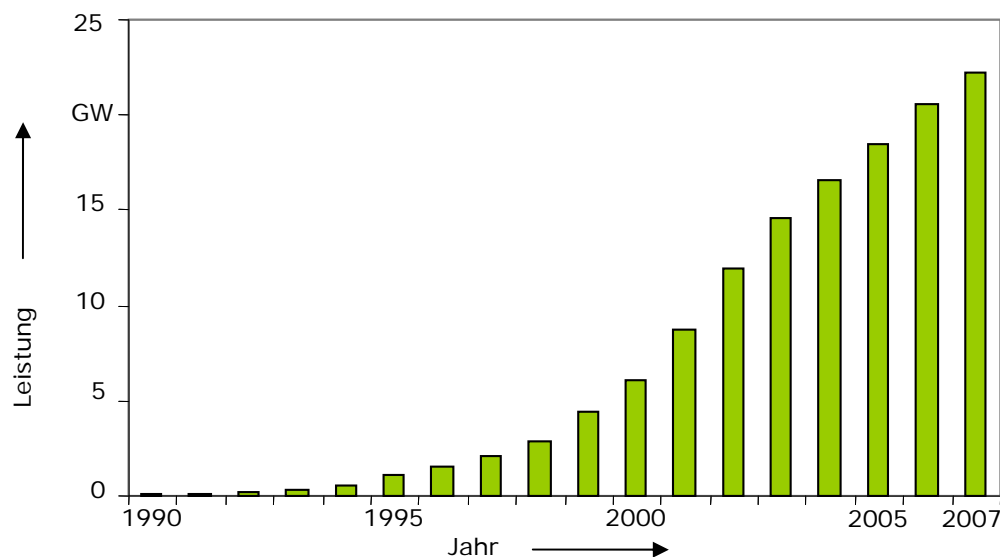


Bild 1.2: Installierte Windleistung in Deutschland bis zum Jahr 2007

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird durch das EEG nicht nur gefördert, sondern auch unterstützt. Gemäß EEG haben erneuerbare Energien den Vorrang, ihre Energie ins Stromnetz einzuspeisen. Außerdem muss diese eingespeiste Energie mit einem hohen Vergütungssatz (EEG-Vergütung) entlohnt werden. Die Energie aus Onshore-Windenergieanlagen (an Land) wird mit 87 €/MWh vergütet [3]. Auf Grund der hohen Installationskosten beträgt diese Vergütung für Energie aus Offshore-Windenergieanlagen auf dem Meer 91 €/MWh [3].

Die Windenergieanlagen werden meistens in Windparks konzentriert und ans Netz angeschlossen. Bis jetzt werden die Windparks ans Mittelspannungsnetz angeschlossen. Die Leistung der neuen geplanten Windparks ist geeignet, diese ans Hochspannungsnetz anzuschließen [5]. Der Anschluss von hoher Windleistung ans Hochspan-

nungsnetz verursacht jedoch Probleme im Betrieb der Hoch- und Höchstspannungsnetze, da Windenergieanlagen bis jetzt keinen Beitrag zu dem sicheren und zuverlässigen Betrieb leisten. Der Übertragungsnetzbetreiber ist für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zuständig. Daher muss er Dienstleistungen zur Verfügung stellen. Was diese Dienstleistungen sind, ist zunächst zu erläutern.

1.2 Dienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers

Durch die staatlich gewollte Öffnung des Energiemarktes sollte die Entflechtung von Erzeugung, Handel und Vertrieb von Übertragung, Verteilung ermöglicht werden. Durch die Entflechtung geht der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als wirtschaftlich eigenständiger Marktteilnehmer aus den integrierten Energieversorgungsunternehmen hervor [6]. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Verantwortung für einen sicheren, ressourcenschonenden und ökonomischen Betrieb des Übertragungsnetzes sowie die zuverlässige Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie in einem festgelegten Qualitätsbereich. Zur Erfüllung dieser Aufgaben benötigt der Übertragungsnetzbetreiber Dienstleistungen. Diese Dienstleistungen sind im Bild 1.3 gemäß der Stromnetzzugangsverordnung [7] und des TransmissionCodes 2007 [8] dargestellt:

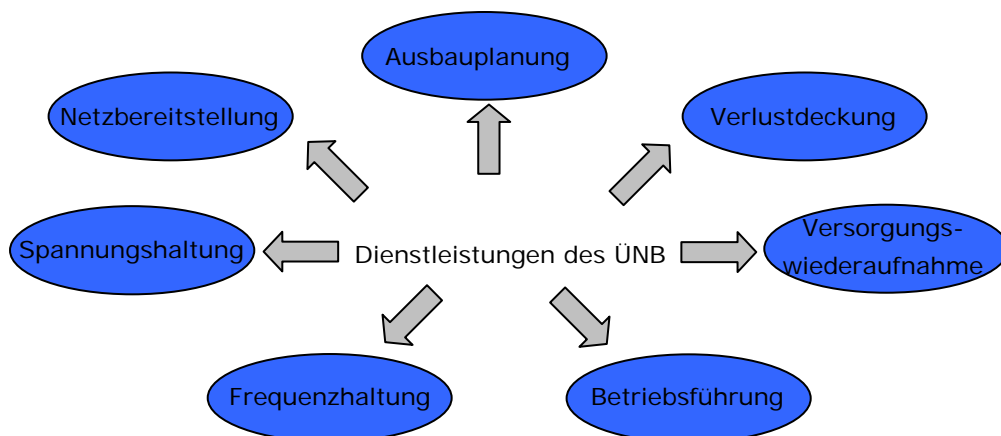


Bild 1.3: Dienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers

- **Netzbereitstellung**

Der Übertragungsnetzbetreiber ist für die technische Übertragung der elektrischen Energie zwischen Erzeugern und Verbrauchern verantwortlich. Zu diesem Zweck stellt er sein Netz zu Verfügung.

- **Ausbauplanung**

Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich, die Ausbauplanung seines Netzes darauf auszurichten, eine für die Zukunft zuverlässige Versorgung zu sichern.

- **Verlustdeckung**

Der Übertragungsnetzbetreiber ist für die Deckung der durch die Energieübertragung verursachten Netzverluste zuständig. Er hat die Aufgabe, diese zusätzliche Energie für die Deckung der Verluste möglichst wirtschaftlich zu beschaffen.

- **Versorgungswiederaufnahme**

Um die Störungen im Netz zu vermeiden hat der Übertragungsnetzbetreiber in Kooperation mit benachbarten Netzbetreibern im Verbundbetrieb Strategien und Konzepte zu entwickeln, die einerseits verhindern sollen, dass Gefahrenzustände entstehen und es andererseits ermöglichen, dass der Normalbetrieb im Störfall möglichst schnell wiederhergestellt wird. Zu diesem Zweck spielen insbesondere die Schwarzstartfähigkeit (Anfahren des Kraftwerks aus dem Stillstand) und der Inselnetzbetrieb eine große Rolle.

- **Betriebsführung**

Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Verantwortung für die Betriebsführung des Netzes, zu deren Aufgaben z.B. die Netzüberwachung, die Sicherstellung der Netzsicherheit, die Durchführung von Spannungs-Blindleistungs- und Leistungs-Frequenz-Regelung sowie die Bereitstellung von Zählwerterfassungs- und Abrechnungssystemen gehören.

- **Frequenzhaltung**

Für jeden Augenblick muss die Erzeugung gleich dem Verbrauch sein. Bereits kleine Abweichungen von diesem Gleichgewicht führen zur Veränderung der Netzfrequenz und müssen durch den Einsatz von Regelleistung ausgeglichen werden. Der Übertragungsnetzbetreiber bekommt die Regelleistung auf vertraglicher Basis von Kraftwerken bereitgestellt. Jedes Kraftwerk, das an der Bereitstellung der Regelleistung teilnehmen möchte, muss sich zuerst einem Präqualifikationsverfahren unterziehen. Dieses Präqualifikationsverfahren beinhaltet technische Bedingungen, die das Kraftwerk erfüllen muss. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Aufgabe, die benötigte Regelleistung wirtschaftlich zu beschaffen. Für einen sicheren Betrieb müssen positive und negative Regelleistung bereitgestellt werden.

Ist ein Kraftwerk für die Bereitstellung der positiven Regelleistung zuständig, wird dieses Kraftwerk gedrosselt betrieben, so dass es bei Bedarf mehr Leistung ins Netz einspeisen kann. Ist ein Kraftwerk für die Bereitstellung der negativen Regelleistung zuständig, wird dieses Kraftwerk seine Leistung ins Netz einspeisen und nur bei Bedarf gedrosselt, so dass es weniger Leistung ins Netz einspeist.

- **Spannungshaltung**

Da die Last an einem Netzknoten nicht konstant ist, ist die Knotenspannung auch nicht konstant. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Aufgabe, die Spannung seines Netzes in einem bestimmten Spannungsband einzuhalten. Das gewünschte Spannungsband kann durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz zwischen

- Generatoren und Kompensationselementen
- Leitungen und Verbrauchern
- Transformatoren

erreicht werden. Aus technischen Gründen können nur die Generatoren und Kompensationselemente zur Erstellung einer ausgeglichenen Blindleistungsbilanz sorgen. Daher muss jedes Kraftwerk, das ans Übertragungsnetz angeschlossen wird, die Spannungshaltung durch die Blindleistungslieferung innerhalb von bestimmten Grenzen unterstützen können. Erreicht die gelieferte Blindleistung aus den am Netz vorhandenen Kraftwerken das gewünschte Spannungsband nicht, wird der Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich Blindleistungskompensationselemente zur Blindleistungslieferung ans Netz anschließen. Dadurch wird die Blindleistungsbilanz erstellt und das gewünschte Spannungsband erreicht.

Im TransmissionCode 2007 [8] werden die Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufnahme und Betriebsführung als Systemdienstleistungen bezeichnet. Für störungsfreien Betrieb des Übertragungsnetzes ist es notwendig, die Frequenz- und die Spannungshaltung zu unterstützen. Deshalb wird im Rahmen dieser Arbeit von den genannten Systemdienstleistungen die Frequenz- und Spannungshaltung näher betrachtet. Welche Probleme der Anschluss von Windenergieanlagen ans Hochspannungsnetz für den sicheren Betrieb der Hoch- und Höchstspannungsnetze aus Sicht der Frequenz- und Spannungshaltung verursacht, ist zunächst zu diskutieren.

1.3 Notwendigkeit der Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen

Wie bereits im Kapitel 1.1 aufgeführt ist, steigt der Anteil der installierten Windleistung stetig an. Bis Ende des Jahres 2007 wurde mit 22 GW angeschlossener Windleistung fast 28 % der Höchstlast Deutschlands erreicht [2]. Derzeit besteht jedoch keine Verpflichtung für die Windenergieanlagen, sich an der Unterstützung des sicheren und zuverlässigen Betriebs zu beteiligen. Momentan nehmen sie an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen nicht teil. Die Windenergieanlagen liefern keine Blindleistung. Somit unterstützen sie die Spannungshaltung nicht. Nach dem EEG ist der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energieanlagen vorrangig abzunehmen. Trotz der hohen installierten Windleistung, unterstützen die Windenergieanlagen die Frequenzhaltung auch nicht.

Bild 1.4 zeigt sowohl die Lastverläufe für zwei Wochentage in Deutschland, einen Wochentag im Winter sowie im Sommer, als auch die installierte Windleistung bis zum Ende des Jahres 2007 und die noch zu installierende Windleistung bis zu den Jahren 2015 und 2020. Aus dem Bild ist es ersichtlich, dass ab dem Jahr 2015 die installierte Windleistung annähernd so viel wie die Last ist, insbesondere früh am Morgen zwischen 00:00 und 07:00 Uhr an einem Wochentag im Sommer. Zu dieser Zeit wird bei Starkwind und auf Grund des Vorranges der erneuerbaren Energieanlagen (betrachtet hier Windenergieanlagen) ein großer Teil der konventionellen Kraftwerke (Dampfkraftwerke bzw. thermische Kraftwerke genannt) zurückgesetzt. Dadurch gehen die Beiträge dieser konventionellen Kraftwerke zur Frequenz- und Spannungshaltung verloren. Deswegen entsteht eine erhöhte Anforderung an die restlichen Kraftwerke, die Frequenz- und Spannungshaltung alleine zu unterstützen. Solche Szenarien können die Versorgungszuverlässigkeit gefährden. Daher ist es notwendig, dass die Windenergieanlagen neue Aufgaben im Rahmen ihrer Möglichkeiten übernehmen, wie die Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung.

Ein thermisches Kraftwerk ist die vorherrschende Bauart eines Kraftwerks zur Erzeugung elektrischer Energie. Derzeit werden diese vorwiegend mit fossilen (z.B. Steinkohle, Braunkohle) bzw. nuklearen Brennstoffen betrieben, wobei aber auch erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen können (z.B. Biomasse). Bei dieser Bauart von Kraftwerken wird die thermische Energie von Wasserdampf in einer Dampfturbine ausgenutzt. Fossile thermische Kraftwerke und Kernkraftwerke, die Wasser-

Dampfkreislauf haben werden im weitem Verlauf der Arbeit als „konventionelle Kraftwerke“ bezeichnet.

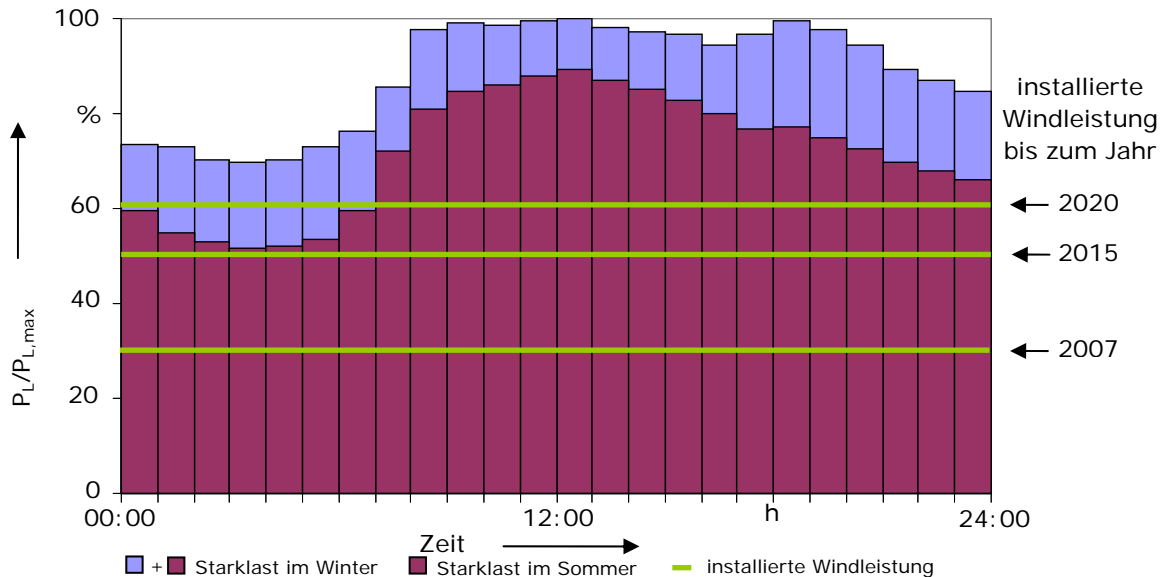


Bild 1.4: Notwendigkeit der Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen

1.4 Ziel und Aufbau der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines neuen Konzeptes zur Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen zur Unterstützung des sicheren und zuverlässigen Betriebs der Hoch- und Höchstspannungsnetze. Zu diesem Zweck müssen die Windenergieanlagen sowohl Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung bereitstellen, als auch Blindleistung zur Unterstützung der Spannungshaltung liefern. Mit dem neu entwickelten Konzept wird also untersucht, ob die Windenergieanlagen ähnliches Verhalten wie die konventionellen Kraftwerke aufweisen, so dass durch die Windenergieanlagen der sichere und zuverlässige Betrieb der Hoch- und Höchstspannungsnetze unterstützt werden kann. Zu diesem Zweck wird das entwickelte Konzept in mehreren Schritten aufgebaut:

- Momentan speisen die Windenergieanlagen immer ihre die zur anliegenden Windgeschwindigkeit maximale erzielbare Leistung ins Netz ein. Deshalb wird zunächst untersucht, ob die Windenergieanlagen so gesteuert werden können, dass sie positive und/oder negative Regelleistung bereitstellen können.

- Damit die Windenergieanlagen einen Beitrag zur Unterstützung der Frequenzhaltung leisten und Regelleistung bereitstellen dürfen, müssen sich auch die Windenergieanlagen dem gleichen Präqualifikationsverfahren, wie die konventionellen Kraftwerke, unterziehen. Daher ist es wichtig in dem neu entwickelten Konzept zu untersuchen, ob die Windenergieanlagen die technischen Voraussetzungen zur Teilnahme an der Unterstützung der Frequenzhaltung erfüllen und das Präqualifikationsverfahren bestehen können.
- Momentan liefern die Windenergieanlagen keine Blindleistung ins Netz. Somit leisten sie keinen Beitrag zu der Spannungshaltung. Als nächster Schritt des Konzeptes wird untersucht, ob die Windenergieanlagen technisch in der Lage sind, Blindleistung zur Unterstützung der Spannungshaltung zu liefern.
- Anschließend wird das entwickelte Konzept ökonomisch bewertet. Die Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers und die Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers werden betrachtet.

Durch die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen zur Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung dürfen die Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers nicht verringert werden, weil der Windenergieanlagenbetreiber durch die Drosselung der Windenergieanlagen zur Bereitstellung der positiven Regelleistung bzw. zur Lieferung der negativen Regelleistung die Einnahmen nach dem EEG für die nicht eingespeiste Energie verliert.

Der Übertragungsnetzbetreiber bekommt die Systemdienstleistung für die Frequenz- und Spannungshaltung von den Kraftwerken bereitgestellt. Dadurch entstehen dem Übertragungsnetzbetreiber Kosten. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt diese Kosten den Netznutzern in Rechnung. Nach dem entwickelten Konzept dürfen diese Kosten durch die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen nicht erhöht werden, d.h. die Ausgangssituation für den Übertragungsnetzbetreiber soll sich sowohl mit, als auch ohne Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen nicht ändern.

Unter Berücksichtigung dieser Bedingung ist das Ziel der ökonomischen Bewertung festzustellen, welche ökonomischen Vorteile die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen bringen kann:

- Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers
Nach dem entwickelten Konzept setzen sich die Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers zusammen aus den Einnahmen nach dem EEG für die eingespeiste Energie, Einnahmen durch die Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung und Einnahmen auf Grund der Blindleistungslieferung zur Unterstützung der Spannungshaltung unter Berücksichtigung eines Blindleistungsmarktes.

- Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers
Die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers sind die Kosten zur Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung, also die Kosten für die Bereitstellung und Lieferung der Regelleistung, die Blindleistungsbezugskosten unter Berücksichtigung eines Blindleistungsmarktes und die Kosten der Blindleistungskompensationselemente zur Unterstützung der Spannungshaltung. Es werden hier auch die Kosten zur Deckung der Netzverluste berücksichtigt.

Der Aufbau der Arbeit gliedert sich wie folgt:

Zunächst werden im Kapitel 2 die Anforderungen an die Bereitstellung der Systemdienstleistungen sowie die für diese Arbeit relevanten grundsätzliche Aspekte und Funktionsweise der Windenergieanlagen aufgezeigt. Anschließend werden im Kapitel 3 Modelle entwickelt, die zur Steuerung und Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung notwendig sind. Danach werden im Kapitel 4 Modelle verschiedener Windenergieanlagentypen zur Blindleistungsbereitstellung dargestellt. Im Kapitel 5 wird die ökonomische Bewertung der Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen diskutiert. Im Kapitel 6 werden die ökonomischen Vorteile der Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen durch ein Testmodell dargestellt. Abschließend werden im Kapitel 7 die wesentlichen Aspekte dieser Arbeit zusammengefasst.

2 Analyse der Aufgabenstellung

2.1 Das elektrische Energieversorgungssystem

2.1.1 Aufbau des elektrischen Netzes

Die Aufgabe des elektrischen Netzes ist die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie zwischen den Erzeugern und Verbrauchern. Die elektrischen Netze werden nach ihrer Spannung in folgende Ebenen eingeteilt [9] (Bild 2.1):

- Höchstspannungsnetze mit Betriebsnennspannung 220 oder 380 kV. Diese Netze dienen der Übertragung der elektrischen Energie über große Entfernungen und dem Anschluss der Kraftwerksblöcke großer Leistung.
- Hochspannungsnetze mit Betriebsnennspannungen über 60 bis 110 kV. Ein Hochspannungsnetz überspannt eine Region. An diese Netze werden Kraftwerke und Verbraucher angeschlossen, deren Leistung zwischen 10 und 100 MW liegt.
- Mittelspannungsnetze mit Betriebsnennspannungen 1 bis 60 kV. Diese Netze dienen der Verteilung der Energie in kleinen Städten und ländlichen Gebieten. Viele Industriebetriebe werden an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.
- Niederspannungsnetze mit Betriebsnennspannung kleiner als 1 kV. Aufgabe der Niederspannungsnetze ist die lokale Verteilung der elektrischen Energie bis zu Endverbrauchern.

Die Verbindung der elektrischen Netze unterschiedlicher Spannungsebenen erfolgt über Transformatoren, die in Umspannanlagen installiert sind.

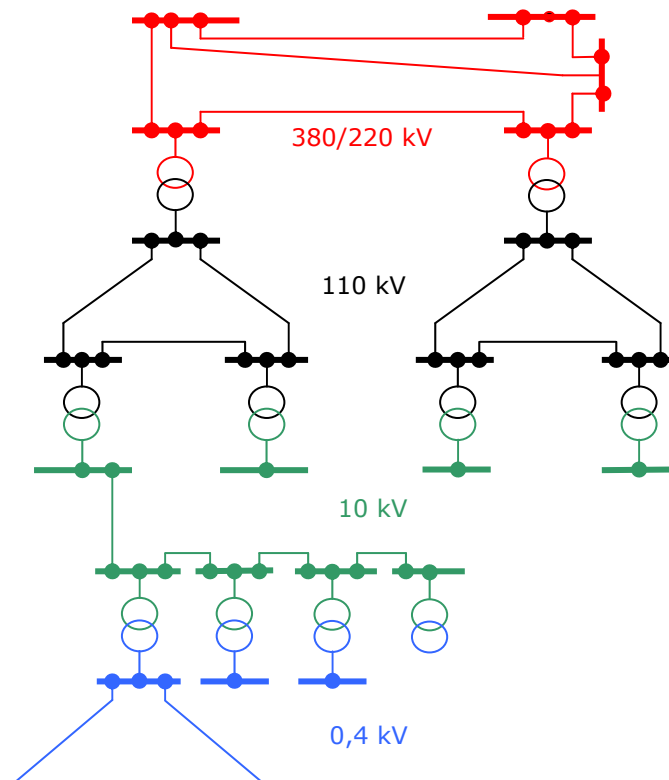


Bild 2.1: Aufbau des elektrischen Netzes (die meistgenutzten Spannungen in Deutschland)

2.1.2 Das europäische Verbundsystem

Um die Versorgungszuverlässigkeit zu verbessern, den Austausch der elektrischen Energie zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen und einen Ausgleich im Störfall zu gewährleisten (durch die Lieferung der Primärregelleistung von allen primärgeregelten Kraftwerken im gesamten Verbundnetz), ist es üblich, die elektrischen Netze miteinander zu verbinden. Diese Verbindung erfolgt durch Zusammenschluss der Höchstspannungsnetze. In Deutschland werden die Höchstspannungsnetze von vier Übertragungsnetzbetreibern geführt; RWE Transportnetz Strom GmbH, E.ON Netz GmbH, EnBW Transportnetze AG und Vattenfall Europe Transmission GmbH. Jeder dieser genannten Übertragungsnetzbetreiber bildet eine Regelzone. Eine Regelzone ist das Gebiet für das ein Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve, die im weiteren Verlauf dieser Arbeit erläutert werden, verantwortlich ist. Die Grenzen der Regelzonen werden physikalisch durch die Orte festgelegt, an denen die Übergabemessung zu den Regelzonen der benachbarten Übertragungsnetzbetreiber stattfindet. Ein vereinbarter Energieaustausch zwischen den Regelzonen ist zulässig. Eine Wirkleistungs-Frequenz-Regelung in

jeder Regelzone sorgt für den gezielten Energieaustausch zwischen den Regelzonen. Jeder Übertragungsnetzbetreiber ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb seines Übertragungsnetzes verantwortlich. Der Übertragungsnetzbetreiber ist auch für eine zuverlässige Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie in einer bestimmten Qualität in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern verantwortlich. Der Zusammenschluss der deutschen Übertragungsnetze mit einem Großteil der Höchstspannungsnetze in Europa bildet den Arbeitsbereich der „Union for the Coordination of Transmission of Electricity“ (UCTE) (Bild 2.2).



Bild 2.2: Arbeitsbereich der UCTE

2.1.3 Kostenwälzung für Systemdienstleistungen & Erneuerbare-Energien-Gesetz

Bild 2.3 zeigt die Geldflüsse, die für diese Arbeit relevant sind. Die Kraftwerke stellen ihre Systemdienstleistungen (für die Frequenz- und Spannungshaltung) dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bereit. Die dadurch entstehenden Kosten bezahlt der Übertragungsnetzbetreiber direkt an die Kraftwerksbetreiber (KB). Diese Kosten legt der Übertragungsnetzbetreiber auf die Seite der Endverbraucher (EV) um, indem diese Kosten ein Teil des Netznutzungspreises sind. Der Netznutzungspreis ist wiederum ein Teil des Strompreises. Der Netznutzungspreis, der auf Stromnetzzugangsverordnung [7] basiert, setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen:

- Nutzung der Netzinfrastruktur (z.B. Leiter, Transformatoren)
- Erbringung von Systemdienstleistungen
- Deckung der beim Transport auftretenden Verluste

- Blindstromverbrauch
- Messung an der Entnahmestelle des Kunden
- Mehrkosten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Der Übertragungsnetzbetreiber ist nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verpflichtet, die Energie aus erneuerbaren Energieanlagen vorrangig abzunehmen [3]. Außerdem muss der Übertragungsnetzbetreiber die Einspeisevergütung (EEG-Vergütung) an die Betreiber der erneuerbaren Energieanlagen (hier wird Windenergieanlagenbetreiber (WAB) betrachtet), die gemäß EEG einspeisen, bezahlen (Bild 2.3). Die dadurch entstehenden Kosten werden auch auf die Seite der Endverbraucher verlagert, indem sie ein Teil des Strompreises sind.

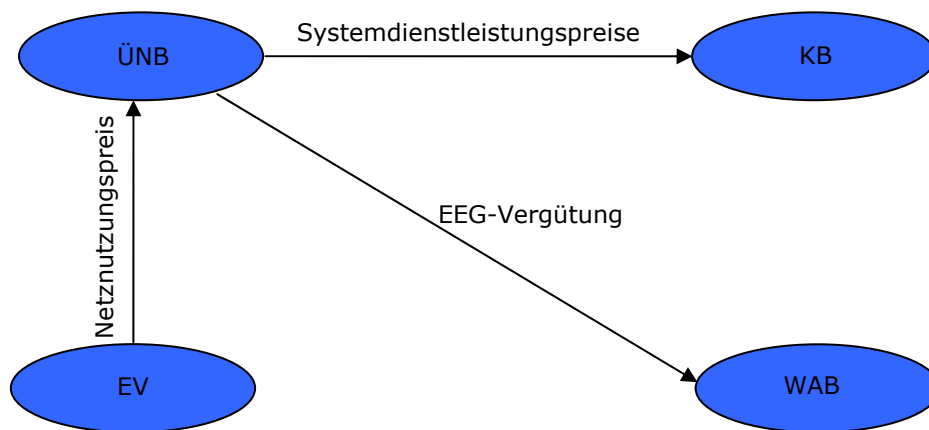


Bild 2.3: Geldflüsse für Systemdienstleistungen und Erneuerbare-Energien-Gesetz

2.2 Systemdienstleistungen

2.2.1 Überblick und Begrenzung

Die Systemdienstleistungen ergeben sich aus den notwendigen Anforderungen, die Verbraucher mit elektrischer Energie kontinuierlich unter Berücksichtigung technischer Bedingungen zu versorgen. Die Verbraucher müssen immer mit elektrischer Energie mit konstanter Frequenz (Nennfrequenz) versorgt werden. Auch die Spannung muss innerhalb eines zulässigen Spannungsbandes eingehalten werden. Die zügige Versorgung nach einer großen Störung und auch die reibungslose Betriebsführung müssen für eine sichere Versorgung garantiert werden. Daher werden die Frequenzhaltung, Spannungshaltung, die Versorgungswiederaufnahme und die Betriebsführung zu den

Systemdienstleistungen zugeordnet. Diese Arbeit konzentriert sich auf die ersten zwei Systemdienstleistungen, die Frequenz- und Spannungshaltung.

2.2.2 Frequenzhaltung

2.2.2.1 Notwendigkeit der Frequenzregelung

Zur Einhaltung der Frequenz auf ihren Nennwert darf im elektrischen Netz das Gleichgewicht zwischen Erzeugung (P_G) auf einer Seite und Verbrauch (P_L) und Verlusten (P_V) auf der andern Seite nicht gestört werden.

$$P_G - (P_L + P_V) = 0 \quad (2.1)$$

Sobald das Gleichgewicht gestört wird, ist das Ergebnis der Gleichung (2.1) nicht mehr null. Ein positives Ergebnis bedeutet, dass es einen Leistungsüberschuss im Netz gibt und die Netzfrequenz höher als die Nennfrequenz sein wird. Ein negatives Ergebnis bedeutet, dass es ein Leistungsdefizit im Netz gibt und die Netzfrequenz geringer als die Nennfrequenz sein wird.

2.2.2.2 Ursachen des Leistungsungleichgewichtes

Mehrere Gründe können für die Störung des Gleichgewichtes in der Gleichung (2.1) verantwortlich sein [10]:

- **Lastrampe**
Der Grund einer Lastrampe ist der Tagesganglinienverlauf des Leistungsbedarfs der Verbraucher. Solche Laständerungen sind vorsehbar und gehen langsam. Daher können diese Laständerungen manuell oder mit Hilfe eines Lastfolgereglers nachgefahren werden.
- **Lastschwankungen**
Der Grund hierfür ist das gleiche Verbraucherverhalten, das durch zufälliges Ab- und Zuschalten von Verbrauchern entsteht. Angesichts der Tatsache, dass solche Laständerungen kleine Amplituden im Sekundenbereich haben, sind die entstehenden Auswirkungen sehr gering und werden hingenommen.

- **Lastsprünge**
Die Ursachen hierfür sind Kraftwerksausfälle oder das Ab- oder Zuschalten von großen Lasten. Solche Laständerungen können das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last stören und Abweichung der Frequenz von ihrem Nennwert verursachen.
- **Dargebotsabhängige Einspeisungen**
Dazu gehören vornehmlich die Solar- und Windenergieanlagen. Auf Grund der Abhängigkeit von Wetterverhältnissen kann die eingespeiste Leistung aus solchen Anlagen von ihrem erwarteten Wert abweichen. Dies kann ein Leistungsdefizit oder einen Leistungsüberschuss im Netz verursachen und zur Frequenzabweichung führen [11, 12, 13].

Um die verursachte Frequenzabweichung in den letzten zwei Fällen (Lastsprünge und dargebotsabhängige Einspeisungen) zu beschränken und die Frequenz wieder auf ihren Nennwert zurückzusetzen, ist die Unterstützung der Frequenzhaltung durch den Einsatz von der Regelleistung erforderlich.

2.2.2.3 Unterstützung der Frequenzhaltung

Als nächster Schritt wird die Unterstützung der Frequenzhaltung qualitativ in vier Phasen erklärt [10]:

- **Phase 1**
Für die Deckung des Leistungsungleichgewichtes tragen zunächst teilweise die elektrischen und magnetischen Energien in Kapazitäten und Induktivitäten der Netzelemente und dem magnetischen Feld in Synchronmaschinen bei. Angesichts des begrenzten Energieinhaltes der elektrischen und magnetischen Felder klingen die elektrischen Ausgleichsvorgänge nach wenigen Millisekunden ab.
- **Phase 2**
Der Energieinhalt aller im Netz rotierenden Massen ist deutlich größer als der bei der ersten Phase und sorgt für einen Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes, allerdings auf Kosten einer Veränderung der Frequenz im Netz. Die Beschleunigung der Massen bei zu viel bzw. das Abbremsen bei zu wenig eingespeister Leistung führt zu einer Änderung der Netzfrequenz. Frequenzstützend wirkt die

Frequenzabhängigkeit der Lasten hinzu.

- **Phase 3, Primärregelung (erzwungene Leistungsbereitstellung)**

Die primärgeregelten Kraftwerke (ein primärgeregeltes Kraftwerk ist ein Kraftwerk, das für die Primärregelung zuständig ist) werden auf eine Frequenzabweichung reagieren. Diese Kraftwerke werden mehr Leistung ins Netz einspeisen bei einem Leistungsdefizit und weniger Leistung bei einem Leistungsüberschuss. Der Primärregler ist ein Proportional-Regler. Deshalb ergibt sich eine stationäre Frequenzabweichung nach dem Einsatz der Primärregelung.

- **Phase 4, Sekundärregelung und Minutenreserve (gezielte Leistungsbereitstellung)**

Ausgleich des Leistungsungleichgewichtes erfolgt durch die Erhöhung bei einem Leistungsdefizit bzw. Reduzierung bei einem Leistungsüberschuss der Brennstoff-/Wasser-Zufuhr der Kraftwerke. Diese gezielte Leistungsbereitstellung erfolgt automatisch bei der Sekundärregelung (Proportional-Integral-Regler) und manuell bei der Minutenreserve. Nach dieser Phase ist die Frequenz auf ihren Nennwert zurückgeführt.

Zur Unterstützung der Frequenzhaltung kommt die Regelleistung zum Einsatz, d.h. die Primär-, Sekundärregelung und manuelle Minutenreserve werden aktiviert. Wenn es ein Leistungsdefizit im Netz gibt, müssen die Regelkraftwerke (ein Regelkraftwerk ist ein Kraftwerk, das an der Bereitstellung der Regelleistung teilnimmt) mehr Leistung bzw. positive Regelleistung ins Netz einspeisen. Bei Leistungsüberschuss im Netz müssen die Regelkraftwerke weniger Leistung bzw. negative Regelleistung ins Netz einspeisen.

Vor dem Einsatz der Regelleistung wirkt die Frequenzabhängigkeit der Lasten frequenzstützend hinzu. Warum die Betrachtung der Frequenzabhängigkeit der Last wichtig ist, wird im nächsten Schritt erläutert.

2.2.2.4 Frequenzabhängigkeit der Lasten

Motorische Lasten haben eine frequenzabhängige Lastcharakteristik. Beim Auftreten einer Leistungsdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch ist frequenzstützender Beitrag dieser Lasten zu erkennen. Grund dafür ist die Frequenzabhängigkeit der

Lasten. Diese kann für kleine Frequenzabweichungen, wie sie im Zusammenhang mit der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung zu beachten sind, als frequenzlinear betrachtet werden. Die Höhe dieses sogenannten Selbstregeleffektes (γ_L) liegt normalerweise im Bereich von 1-3 %/Hz [10]. Die Bezeichnung dieser Frequenzabhängigkeit der Lasten durch ihre Leistungszahl (k_L) ist üblich. Wobei k_L das Produkt aus dem Selbstregeleffekt und der von der Last aufgenommenen Leistung bei Nennfrequenz [$P_L(f_n)$] ist.

$$k_L = P_L(f_n) \cdot \gamma_L \quad (2.2)$$

Bei einem Leistungsdefizit im Netz wird die aufgenommene Leistung von diesen Lasten gemäß der Leistungszahl ihres Selbstregeleffektes (k_L) geändert.

$$\Delta P_{L,f}(f) = k_L \cdot (f_{\text{ist}} - f_n) \quad (2.3)$$

Auf Grund dieser Frequenzabhängigkeit der rotierenden Lasten wird bei einem Leistungsdefizit ein neues Gleichgewicht im Netz zwischen Erzeugung und Verbrauch hergestellt, allerdings auf Kosten einer verringerten Frequenz. Bei einem Lastabwurf wird durch die Frequenzabhängigkeit der Lasten ein neues Gleichgewicht im Netz hergestellt, allerdings mit einer erhöhten Frequenz.

Um die Frequenz auf seinen Nennwert zurückzusetzen, kommt die Regelleistung zum Einsatz, d.h. die Primär-, Sekundärregelung und die Minutenreserve werden aktiviert. Als Beispiel zeigt Bild 2.4 einen typischen Frequenzverlauf bei Ausfall eines Kraftwerks oder eines Lastsprungs. Im Bild 2.5 ist der Zeithorizont des Einsatzes der Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung dargestellt [8, 14].

Aus dem Bild 2.5 ist es ersichtlich, dass die Regelleistung für eine Stunde zum Einsatz kommt, nachdem das Leistungsungleichgewicht aufgetreten ist. Für den Einsatz und die Organisation der Regelleistung ist der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Der Übertragungsnetzbetreiber beschafft diese am Regelleistungsmarkt. Nach einer Stunde, nachdem das Leistungsungleichgewicht aufgetreten ist, ist der Bilanzkreisverantwortliche, in dessen Gebiet das Leistungsungleichgewicht auftauchte, für die Leistungsbilanzstörung verantwortlich durch Aktivierung der Stundenreserve, die nicht zur Regelleistung gehört. Daher wird sie in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Ein Bilanzkreis besteht aus beliebig vielen Entnahme- und/oder Einspeisestellen innerhalb einer Regelzone. Die Belieferung von Kunden mit elektrischer Energie erfolgt

im Rahmen von Bilanzkreisen. Ein Bilanzkreisverantwortlicher hat dafür zu sorgen, dass in jeder Viertelstunde die Leistungsbilanz seines Bilanzkreises ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz ist die Summe der Entnahmen auf einer Seite und die Summe der Einspeisungen auf der anderen Seite [8].

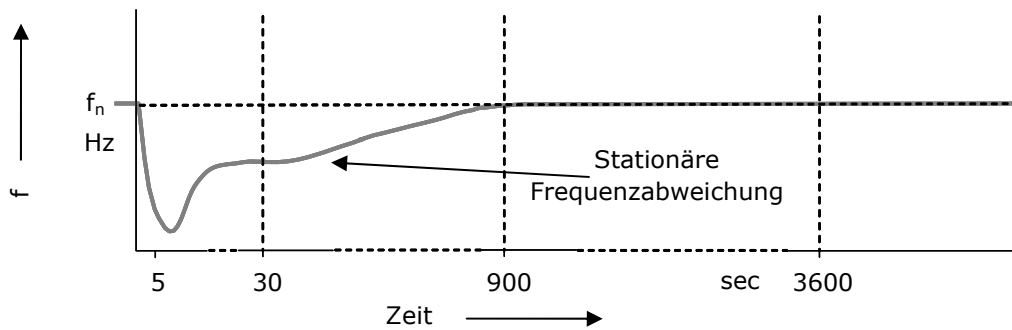


Bild 2.4: Typischer Frequenzverlauf nach dem Ausfall eines Kraftwerks

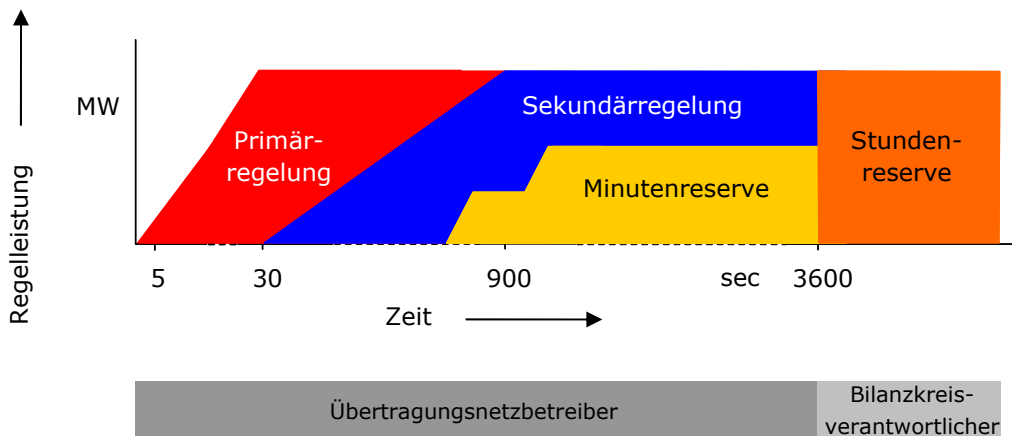


Bild 2.5: Zeithorizont für Regelleistungseinsatz

2.2.2.5 Primärregelung

Die Primärregelung wird auch als Sekundenreserve bezeichnet. Diese Regelungsart muss so schnell wie möglich und automatisch auf eine Frequenzabweichung reagieren. Daher ist der Primärregler ein Proportional-Regler. Die Primärregelleistung muss innerhalb von 5 sec und spätestens bis 30 sec nach dem Eintritt des Leistungsgleichgewichtes komplett abgegeben werden. An der Primärregelung nehmen die Laufwasser-, Pumpspeicherkraftwerke und thermische Kraftwerke, die im Festdruckbetrieb oder modifizierten Gleitdruckbetrieb eingesetzt sind, teil [15].

Laufwasserkraftwerke zählen zu den dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, weil je nach aktuellem Pegelstand elektrische Energie gewonnen werden kann. Das Flusswasser wird durch eine Turbine geleitet, die die potentielle Energie des Wassers in eine mechanische Drehbewegung umwandelt. Diese Drehbewegung treibt einen Generator an.

Pumpspeicherkraftwerke fördern zu sogenannten Schwachlastzeiten Wasser in ein Oberbecken hinauf. Wenn der Stromverbrauch Spitzenwerte erreicht, wird die potentielle Energie des Wassers ausgenutzt und über Turbinen, die Generatoren antreiben, in elektrische Energie umgewandelt. Im Pumpbetrieb wird bei einem Leistungsüberschuss im Netz durch regelbare Pumpen und durch das schnelle Zuschalten weiterer Pumpen Leistung aus dem Netz bezogen. Bei einem Leistungsdefizit kann das Speicherkraftwerk durch das Unterbrechen des Pumpbetriebs an der Primärregelung teilnehmen.

Die thermischen Kraftwerke, die im Festdruckbetrieb oder modifizierten Gleitdruckbetrieb eingesetzt sind, können an der Primärregelung teilnehmen. Z.B. wird bei einem thermischen Kraftwerk, das im Festdruckbetrieb eingesetzt ist, das Turbineneinlassventil über eine Drehzahl-Regelstrecke geöffnet bzw. geschlossen. Somit strömt mehr bzw. weniger Dampf auf die Turbine (Bild 2.6). In diesem Fall bildet der Maschinensatz (Turbine und Generator) eines Kraftwerks eine Regelstrecke:

Regelgröße: Drehzahl des Maschinensatzes

Stellgröße: Öffnung des Turbineneinlassventils zur Änderung der Turbinenleistung

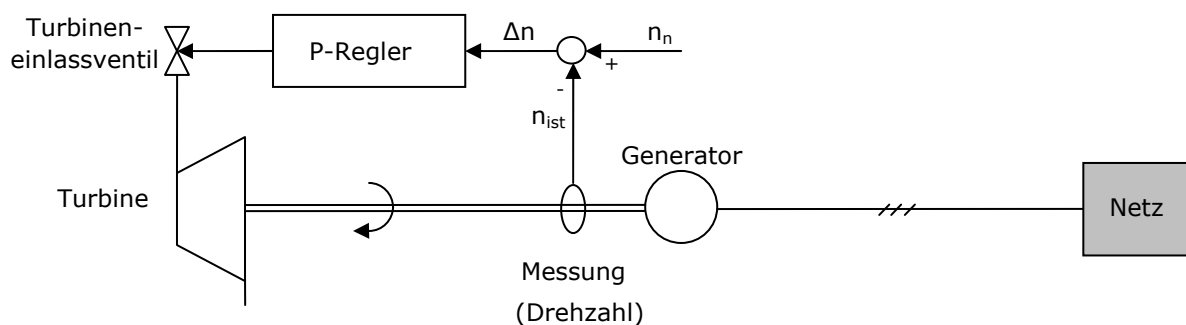


Bild 2.6: Prinzip der Drehzahlregelung eines Maschinensatzes

Nach Eintritt eines Leistungsungleichgewichtes und nach dem Einsatz der Primärregelung wird ein neuer stationärer Betriebszustand erreicht, allerdings auf Kosten einer

neuen Frequenz, d.h. die Frequenz wird nicht auf ihren Nennwert zurückgeführt. Die Ursache hierfür liegt bei dem Proportional-Regler. Diese Frequenzabweichung wird als stationäre Frequenzabweichung (Δf_∞) bezeichnet (Bild 2.4). Diese Abweichung ist von der Höhe der Lastsprung (ΔP_L), der Leistungszahl der Lasten (k_L) und der Leistungszahl der primärgeregelten Kraftwerke (k_K) abhängig [15, 16]. Die Summe der Leistungszahl der Lasten und die Leistungszahl der primärgeregelten Kraftwerke ist die Netzleistungszahl (k_N).

$$k_N = k_K + k_L \quad (2.4)$$

$$\Delta f_\infty = \frac{-\Delta P_L}{k_N} \quad (2.5)$$

Ein Leistungsdefizit im Netz bzw. ein positiver Lastsprung ($\Delta P_L > 0$) verursacht eine negative Frequenzabweichung (Frequenzreduzierung). Daher kommt die positive Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung zum Einsatz. Des weitern wird deutlich, dass ein Leistungsüberschuss bzw. ein negativer Lastsprung ($\Delta P_L < 0$) eine positive Frequenzabweichung (Frequenzerhöhung) verursacht. Daher kommt die negative Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung zum Einsatz.

Jedes Kraftwerk, das an der Bereitstellung der Primärregelleistung teilnehmen möchte, muss folgende technische Bedingungen erfüllen, d.h. sich einem Präqualifikationsverfahren unterziehen [8, 17]:

- Die Primärregelleistung muss innerhalb von 5 sec bis spätestens 30 sec automatisch aktiviert werden können und für 15 Minuten erhalten bleiben.
- Die vorhaltende Leistung muss mindestens ± 5 MW betragen. Die Bildung von Anbietergemeinschaften zum Erreichen der Mindestangebotsgröße ist zulässig.
- Die angebotene Primärregelleistung muss über den gesamten Angebotszeitraum mit 100 % Zeitverfügbarkeit zur Verfügung stehen.

Jede Erzeugungseinheit, deren Nennleistung ≥ 100 MW ist, muss zur Abgabe von Primärregelleistung fähig sein. Dies ist eine Voraussetzung für einen Anschluss an das Netz. Der Übertragungsnetzbetreiber ist berechtigt, einzelne Erzeugungseinheiten von dieser Pflicht zu befreien [8].

2.2.2.6 Sekundärregelung

Unter Berücksichtigung, dass die Primärregelleistung nur für kurze Zeit verfügbar ist, und sich nach dem Einsatz der Primärregelung eine bleibende Abweichung von der Nennfrequenz ergibt, ist es notwendig, die Primärregelung möglichst schnell durch die Sekundärregelung abzulösen. Deswegen muss die Sekundärregelleistung innerhalb von 5 Minuten und spätestens bis 15 Minuten nach dem Eintritt einer Störung völlig abgegeben werden [8].

Die Aufgabe der Sekundärregelung ist es, die Frequenz auf ihren Nennwert und den Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen auf seinen Sollwert zurückzusetzen. Der Sekundärregler ist ein Proportional-Integral-Regler. Jeder Übertragungsnetzbetreiber hat nur einen zentralen Sekundärregler, der mit allen sekundärregulierten Kraftwerken (ein sekundärreguliertes Kraftwerk ist ein Kraftwerk, das für die Sekundärregelung zuständig ist) über Signalleitungen verbunden ist. Bei der Sekundärregelung handelt es sich um eine Leistungs-Frequenz-Reglung.

Die thermischen Kraftwerke, die an der Sekundärregelung teilnehmen, ändern ihre abgegebene Leistung durch einen höheren bzw. geringeren Brennstoffeinsatz.

Regelgröße: die Netzfrequenz und die ausgetauschte Leistung zwischen der betroffenen Regelzone und den anderen Regelzonen (hier werden beide durch einen Δf Wert dargestellt, Bild 2.7)

Stellgröße: notwendige Änderung der Drehzahlsollwerte der Maschinensätze ausgewählter Kraftwerke zur Änderung der Turbinenleistung

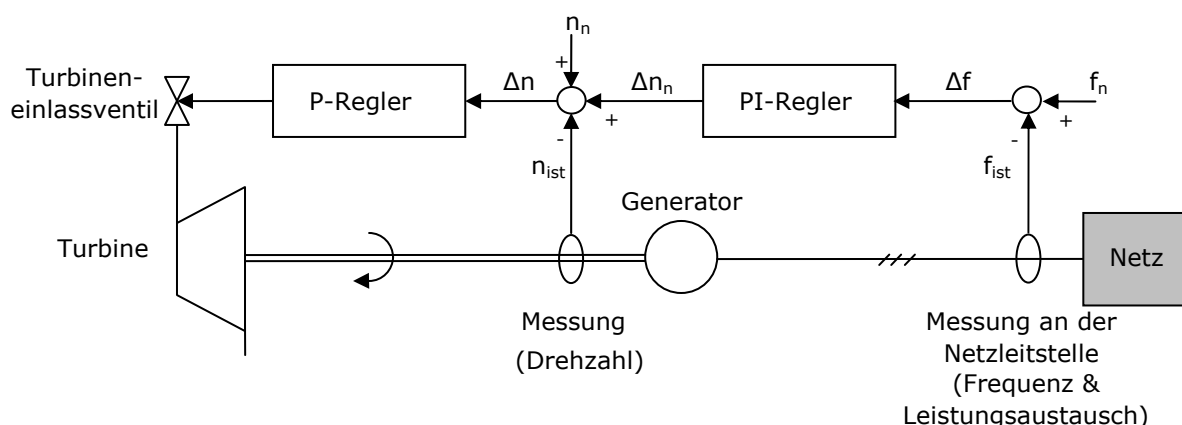


Bild 2.7: Wirkungsweise der Sekundärregelung

Bei Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerken wird die Durchflussmenge modifiziert. So wird zusätzliche bzw. weniger Leistung abgegeben. Dadurch werden alle Maschinen im System wieder auf ihren Sollwert beschleunigt bzw. gedrosselt.

Die Rückführung der Frequenz und der Übergabeleistung zwischen den Regelzonen beginnt mit dem Einsatz der Sekundärregelung ca. 30 sec nach Auftreten des Leistungsungleichgewichtes. Die Primärregelleistung wird von allen primärgeregelten Kraftwerken in allen Regelzonen (auch in der betroffenen Regelzone) geliefert. Daher wird nach dem Einsatz der Primärregelung die ausgetauschte Leistung zwischen den Regelzonen geändert. Der Netzregler der Regelzone, in der das Leistungsungleichgewicht auftaucht, stellt eine Gesamtregelabweichung (g_i) fest. Diese entspricht der von den anderen Regelzonen erbrachten Primärregelleistung (ΔP_{au}). Zusätzlich muss aber die in der betroffenen Regelzone erbrachte Primärregelleistung ($k_{RZi} \cdot \Delta f$) durch die Sekundärregelleistung ersetzt werden. Dafür wird die Leistungszahl des Netzreglers gleich der Netzleistungszahl gewählt. So werden nur die sekundärgeregelten Kraftwerke in der betroffenen Regelzone ihre Sollwerte ändern (Netzkennlinienverfahren) [10]. Die in der betroffenen Regelzone i festgestellte Gesamtregelabweichung wird mit der Gleichung (2.6) berechnet [15]:

$$g_i = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N_{RZ}} \Delta P_{au,j} + k_{RZi} \cdot \Delta f \quad (2.6)$$

Die zu erbringende Sekundärregelenergie (E^{SR}) in der betroffenen Regelzone ist:

$$E^{SR} = -\varepsilon_i \int_0^{\bar{t}} g_i \cdot dt \quad (2.7)$$

Wobei ε_i der Proportionalanteil des Netzreglers der Regelzone i ist. Ein wesentliches Ziel der Sekundärregelung ist, die ausgetauschte Leistung zwischen den Regelzonen auf ihren Sollwert zurückzusetzen. Somit wird die Sekundärregelleistung von Kraftwerken innerhalb der Regelzone erbracht. Wenn die Sekundärregelleistung außerhalb der Regelzone erbracht wird, muss in diesem Falle die ausgetauschte Leistung zwischen den Regelzonen nach Absprache zwischen den Übertragungsnetzbetreibern modifiziert werden.

Wie bei der Primärregelung muss jedes Kraftwerk, das an der Bereitstellung der Sekundärregelleistung teilnehmen möchte, folgende technische Bedingungen erfüllen und sich einem entsprechenden Präqualifikationsverfahren unterziehen [8, 18]:

- Die gesamte Sekundärregelleistung muss automatisch innerhalb von 5 Minuten bis spätestens 15 Minuten erbracht werden.
- Die vorhaltende Leistung muss mindestens ± 10 MW betragen. Die Bildung von Anbietergemeinschaften zum Erreichen der Mindestangebotsgröße ist zulässig.
- Die technischen Einheiten zur Bereitstellung der Sekundärregelleistung müssen eine Zeitverfügbarkeit von mindestens 95 % aufweisen.

2.2.2.7 Minutenreserve

Im Gegensatz zu der Primär- und Sekundärregelung wird die Minutenreserve manuell aktiviert. Die Minutenreserve kommt zum Einsatz, wenn die Störung der Leistungsbilanz länger als 15 Minuten dauert, und ersetzt aus wirtschaftlichen Gründen die Sekundärregelung. Die Kraftwerke, die an der Bereitstellung der Minutenreserveleistung teilnehmen möchten, müssen folgende technische Bedingungen erfüllen [8, 19]:

- Die volle Minutenreserveleistung muss innerhalb von 15 Minuten manuell aktiviert werden können. Zur fahrplantechnischen Abwicklung erfolgt die Anforderung mit einer Vorlaufzeit von mindestens 7,5 Minuten zum Beginn der nächsten Viertelstunde. Der Anbieter ist zu einer entsprechenden physikalischen Erbringung der Minutenreserveleistung verpflichtet.
- Die vorhaltende Leistung muss mindestens ± 15 MW betragen. Die Bildung von Anbietergemeinschaften zum Erreichen der Mindestangebotsgröße ist zulässig.
- Die angebotene Minutenreserveleistung muss über den gesamten Angebotszeitraum mit 100 % Zeitverfügbarkeit zur Verfügung stehen.

Die Minutenreserveleistung kann auch außerhalb der Regelzone erbracht werden, natürlich nach dem Modifizieren des Leistungsaustausches zwischen den Regelzonen.

Die gleichzeitige Teilnahme eines Kraftwerks an der Bereitstellung der Regelleistung für mehrere Regelungsarten (Primärregelung, Sekundärregelung und manuelle Minutenreserve) ist zulässig, wenn das Kraftwerk die technischen Bedingungen für die Bereitstellung der Regelleistung für jede Regelungsart erfüllen kann [8].

2.2.3 Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt

Die Last in einem elektrischen Netz ist nicht konstant. Motorische Lasten nehmen nicht nur Wirkleistung sondern auch Blindleistung auf. Unterschiedliches Verbraucherverhalten, Netzschaltungen und Störungen im Netz verursachen Belastungsschwankungen. Diese Belastungsschwankungen erfordern eine kontinuierliche Anpassung des Blindleistungshaushaltes. Eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Verbraucher sorgt für ein akzeptables Spannungsprofil. Zur kontinuierlichen Anpassung des Blindleistungshaushaltes im Netz setzt der Übertragungsnetzbetreiber eine Spannungs-Blindleistungs-Steuerung ein. Beim Einsatz von rechnergestützten Verfahren zur Berechnung der optimalen Steuergrößen zum Erreichen eines bestimmten Netzzustandes spricht man über die Spannungs-Blindleistungs-Optimierung (SBO). Da eine Steuerung der Blindleistungen im Netz Auswirkungen auf das Spannungsprofil hat, sind für die SBO die Steuergrößen relevant, die das Spannungsprofil und den Blindleistungshaushalt des Netzes beeinflussen. Diese Steuergrößen sind die Blindleistungseinspeisungen aus Generatoren und Kompensationselementen sowie die Transformatorstufenstellung. Die Ziele der SBO sind im Allgemeinen [20, 21]:

- Minimierung der Wirkverluste. Der Übertragungsnetzbetreiber setzt die SBO in Höchstspannungsnetzen unter Berücksichtigung der Hochspannungsnetze ein. Das Ziel dieser Optimierung ist die Minimierung der Netzverluste in den genannten Spannungsebenen.
- Reduzierung der Blindleistungsflüsse zur Entlastung der Netzzweige. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, sollten für die Ströme im Netz einen Sicherheitsabstand zu den betrieblichen Grenzen eingehalten werden. Zu diesem Zweck sollte die Übertragung der Blindleistung nicht über lange Strecken erfolgen, weil dies erhöhte Blindleistungsflüsse zur Folge haben kann.

- Einstellung eines möglichst engen Spannungsbandes zur Verbesserung der Spannungsstabilität.
- Reduzierung der Blindleistungseinspeisung zur Entlastung der Generatoren. Die Generatoren liefern Wirk- und Blindleistung. Durch die Verringerung der eingespeisten Blindleistung werden die Generatoren entlastet. Dadurch können sie bei Bedarf mehr Wirkleistung einspeisen.

Durch diese Ziele kann die SBO sowohl der Netzsicherheit als auch der Wirtschaftlichkeit dienen. Das Ziel der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung im Rahmen dieser Arbeit ist die Minimierung der Wirkverluste (P_V). Betrachtet hier sind die Verluste in den Widerständen der Leiter und Transformatoren. Das Optimierungsziel kann mathematisch so formuliert werden [21, 22]:

$$P_V = \sum_{i=1}^{M_z} P_{V,Zi} \rightarrow \min \quad (2.8)$$

Wobei $P_{V,Zi}$ die Verluste des Netzzweiges i ist. Mit Hilfe der quadratischen Programmierung werden die optimalen Einstellungen der Steuermöglichkeiten zum Erreichen des optimalen Netzzustandes berechnet.

Steuergrößen

Zum Erreichen des optimalen Netzzustandes (minimierte Netzverluste) werden folgende Steuermöglichkeiten benutzt:

- **Generatoren**

Ein Generator speist seine abgegebene Leistung über einen Maschinentransformator ins Netz ein. Die Spannungs-Blindleistungsbeeinflussung erfordert entweder nur die Regelung der Generatorerregung über den Sollwert des Spannungsreglers oder nur die Steuerung der Stufenstellung des Maschinentransformators oder den Regelvorgang beider Steuergrößen zusammen. Steuermöglichkeiten sind hierbei:

- Der Spannungssollwert $U_{G,soll}$ des Spannungsreglers
- Die Stufenstellung δ_G des Maschinentransformators
- Die abgegebene Blindleistung eines Generators Q_G

Zur Unterstützung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes muss jeder Generator bzw. jede Erzeugungseinheit, die ans Übertragungsnetz angeschlossen wird, Blindleistung liefern können. Gemäß TransmissionCode 2007 [8] muss jedes Kraftwerk nach einer dieser drei Varianten Blindleistung liefern können:

- Variante 1 untererregt $0,975 \leq \cos\Phi \leq 0,900$ übererregt
- Variante 2 untererregt $0,950 \leq \cos\Phi \leq 0,925$ übererregt
- Variante 3 untererregt $0,925 \leq \cos\Phi \leq 0,950$ übererregt

Bei übererregtem Betrieb liefert der Generator induktive Blindleistung und bei untererregtem Betrieb kapazitive Blindleistung. Der Übertragungsnetzbetreiber ist berechtigt, die für sein Netz geeignete Variante von diesen drei zu wählen, je nach Anforderungen des elektrischen Netzes.

Bild 2.8 zeigt die vereinfachte PQ-Kurve eines konventionellen thermischen Kraftwerks mit Synchrongenerator. Im Allgemeinen kann man in einer PQ-Kurve die abgegebenen Wirk- und Blindleistung eines Kraftwerks ablesen. Innerhalb der dicken Linie befinden sich die möglichen Betriebszustände. Der Pfeil von Q_G zeigt die positive Richtung der gelieferten induktiven Blindleistung. Eine negative induktive Blindleistungseinspeisung entspricht der kapazitiven Blindleistungslieferung. Die minimale abgegebene Leistung ($P_{G,\min}$) eines konventionellen Kraftwerks beträgt etwa 40 % der maximalen abgegebenen Leistung ($P_{G,\max}$). Diese untere Grenze wird durch die thermischen Prozesse zur minimalen Kesselbefeuerung festgelegt.

Ist das elektrische Netz stark belastet, wird induktive Blindleistung in großen Mengen zur Stellung des gewünschten Spannungsprofils benötigt und die Kraftwerke müssen nach Variante 1 betrieben werden (Bild 2.8). In dem dargestellten Fall muss das Kraftwerk mindestens in Hell- und Dunkelgrünen Bereichen betrieben werden können, damit es ans Netz angeschlossen werden darf. Bei einem schwach belasteten Netz müssen die Kraftwerke zur Vermeidung einer Spannungsanhebung im Netz hingegen nach Variante 3 betrieben werden.

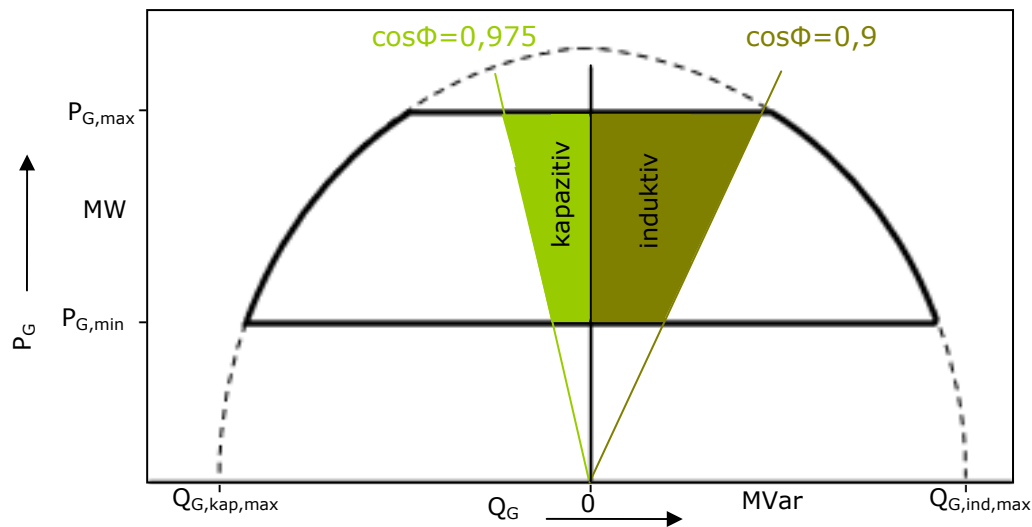


Bild 2.8: PQ-Kurve eines konventionellen Kraftwerks (Variante 1)

- **Kompensationselemente**

Kompensationselemente dienen der Steuerung des Blindleistungshaushaltes. Reicht die gelieferte Blindleistung aus den Kraftwerken zur Stellung des gewünschten Spannungsprofils im elektrischen Netz nicht aus, installiert der Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich Kompensationselemente. Die Kompensationselemente sind entweder Induktivitäten oder Kapazitäten. Die Induktivitäten werden durch die kapazitive Blindleistungslieferung zur Reduzierung der Spannung am Anschlusspunkt eingesetzt. Die Kapazitäten werden durch die induktive Blindleistungslieferung zur Erhöhung der Spannung am Anschlusspunkt eingesetzt. Die Kompensationselemente können auch zur Versorgung der Verbraucher mit der benötigten Blindleistung möglichst verbrauchernah eingesetzt werden. Dadurch kann die Übertragung der Blindleistung über lange Strecken reduziert werden. Außerdem können die Kompensationselemente zur Stellung eines bestimmten Leistungsfaktors benutzt werden. Steuermöglichkeit hierbei ist die erzeugte Blindleistung Q_{KE} .

- **Netzkuppeltransformatoren**

Durch die Netzkuppeltransformatoren können Netzteile unterschiedlicher Spannungsebenen bei konstanter Frequenz verbunden werden. Das Prinzip der Leistungsflussbeeinflussung erfolgt durch eine einstellbare Zusatzspannung. Diese erzeugt einen Strom, der sich der ursprünglichen Stromverteilung im Netz überlagert und somit über den Betrag und die Phase der Zusatzspannung steuerbar ist. Je nach Phasenlage dieser Zusatzspannung zu der Spannung der

geregelten Seiten des Transformators werden folgende Transformatortypen unterschieden [10]:

- Die längsgeregelten Netzkoppeltransformatoren sind mit Zusatzspannung mit Phasenwinkel 0° ausgeführt. Dieser Typ von Netzkoppeltransformatoren kann den Blindleistungsfluss ändern. Durch die Änderung der Stufenstellung wird der Blindleistungsfluss zwischen den beiden Spannungsebenen geändert.
- Die schräggeregelten Netzkoppeltransformatoren sind mit Zusatzspannung mit Phasenwinkel $\pm 60^\circ$ ausgeführt. Diese können die Wirk- und Blindleistungsflüsse ändern.
- Die quergeregelten Netzkoppeltransformatoren werden mit Zusatzspannung mit Phasenwinkel $\pm 90^\circ$ ausgeführt. Diese können den Wirkleistungsfluss im Netz ändern.

Steuermöglichkeit hierbei ist die Transformatorstufenstellung δ_{Tr} .

Randbedingungen

Die Durchführung der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung führt zur Umstellung der Steuervariablen zum Erreichen des Optimierungsziels (Minimierung der Netzverluste). Die technischen Randbedingungen dieser Optimierung müssen berücksichtigt werden und dürfen nicht verletzt werden.

- Ströme auf den Leitern und Transformatoren dürfen die Maximalwerte nicht überschreiten.

$$I_z \leq I_{z,max} \quad (2.9)$$

- Spannungen der Netzknoten müssen innerhalb des erlaubten Spannungsbandes liegen.

$$U_{min} \leq U_{soll} \leq U_{max} \quad (2.10)$$

- Abgegebene Wirk- und Blindleistung eines Kraftwerks dürfen maximale und minimale Grenze nicht überschreiten.

$$Q_{G,kap,max} \leq Q_G \leq Q_{G,ind,max} \quad (\text{siehe Bild 2.8}) \quad (2.11)$$

$$P_{G,min} \leq P_G \leq P_{G,max} \quad (2.12)$$

- Transformatorstufenstellung muss innerhalb der maximalen und minimalen Grenze eingehalten werden.

$$\delta_{Tr,min} \leq \delta_{Tr} \leq \delta_{Tr,max} \quad (2.13)$$

- Abgegebene Blindleistung aus Kompensationselementen darf maximale Grenze nicht überschreiten.

$$|Q_{KE}| \leq |Q_{KE,max}| \quad (2.14)$$

2.3 Systemdienstleistungsmärkte

Unter einem Markt versteht man ein Ort, wo Waren gekauft und verkauft werden. Die Systemdienstleistungsmärkte beinhalten den Regelleistungs- und Blindleistungsmarkt.

2.3.1 Regelleistungsmarkt

Auf dem Regelleistungsmarkt bekommt der Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistung von den Kraftwerken auf vertraglicher Basis bereitgestellt. Im Gegensatz dazu muss der Übertragungsnetzbetreiber den Kraftwerksbetreibern den Preis dieser Ware (Regelleistung) bezahlen. Dieser Preis setzt sich aus zwei Teilen zusammen. Der erste Teil für die Bereitstellung der Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel und Minutenreserveleistung) und der zweite Teil für den Einsatz der Regelenergie bei Sekundärregelung und Minutenreserve. Die Primär- und Sekundärregelung werden für einen Monat ausgeschrieben [17, 18] und die Ausschreibung der Minutenreserve erfolgt für einen Tag in sechs Zeitschritten zu je vier Stunden ab 00:00 Uhr [19]. Jedes Kraftwerk, das an der Bereitstellung der Regelleistung teilnehmen möchte, muss sich zuerst einem Präqualifikationsverfahren unterziehen. Nach dem bestandenen Verfahren bekommt der Übertragungsnetzbetreiber die Angebote von Kraftwerksbetreibern zur Teilnahme an der Primär-, Sekundärregelung und/oder Minutenreserve. Der Übertragungsnetzbetreiber muss die benötigte Regelleistung möglichst preisgünstig

beschaffen [7], weil die dadurch entstehenden Kosten am Ende auf die Seite der Endverbrauch umgelegt wird.

- **Optimierung der Primärregelungskosten**

Die Angebote der Kraftwerke an dem Übertragungsnetzbetreiber zur Teilnahme an der Bereitstellung der Primärregelleistung enthalten folgende Informationen:

P_K^{PR}	Angebotene Primärregelleistung eines Kraftwerks
I_K^{PR}	Angebotener Leistungspreis zur Bereitstellung der Primärregelleistung

Der Übertragungsnetzbetreiber kann mit einem passenden Werkzeug basierend auf der Linearen Programmierung möglichst kostenoptimal die benötigte Leistung für die Primärregelung (P^{PR}) beschaffen:

$$\sum_{i=1}^{\mu_K^{PR}} (I_{Ki}^{PR} \cdot P_{Ki}^{PR}) \rightarrow \min \quad (2.15)$$

Wobei μ_K^{PR} die Anzahl der Kraftwerke ist, die Angebote zur Bereitstellung der Primärregelleistung machen. Für diese Optimierung sind folgende Nebenbedingungen gültig:

- Gesamte vorgehaltene Leistung aller ausgewählten Kraftwerke muss gleich der benötigten Leistung für die Primärregelung (P^{PR}) sein. Wobei μ_{AK}^{PR} die Anzahl der Kraftwerke ist, die für die Bereitstellung der Primärregelleistung ausgewählt wurden.

$$\sum_{i=1}^{\mu_{AK}^{PR}} P_{Ki}^{PR} = P^{PR} \quad (2.16)$$

- Vorgehaltene Leistung eines Kraftwerks darf maximale und minimale Grenze nicht verletzen.

$$P_{K,\min}^{PR} \leq P_K^{PR} \leq P_{K,\max}^{PR} \quad (2.17)$$

- **Optimierung der Sekundärregelungskosten**

Im Gegensatz zu der Primärregelung fallen hier Arbeitskosten bei Energielieferung an. Die Angebote der Kraftwerke zur Teilnahme an der Sekundärregelung enthalten folgende Informationen:

p_K^{SR}	Angebotene Sekundärregelleistung eines Kraftwerks
l_K^{SR}	Angebotener Leistungspreis zur Bereitstellung der Sekundärregelleistung
a_K^{SR}	Angebotener Arbeitspreis bei Lieferung der Sekundärregelenergie

Der Übertragungsnetzbetreiber bekommt die Angebote. Die Wahl der Kraftwerke wird nach den günstigsten Leistungspreisen erfolgen, bei gleichen Arbeitspreisen. Sind die angebotenen Leistungspreise der Kraftwerke gleich, erfolgt die Wahl der Kraftwerke nach den günstigsten Arbeitspreisen. Sind jedoch die Preise nicht eindeutig vergleichbar, d.h. die Leistungspreise höher und die Arbeitspreise niedriger oder umgekehrt bei einigen Kraftwerken als bei anderen, werden dann andere Kriterien betrachtet, was nicht der Gegenstand der Arbeit ist. Der Übertragungsnetzbetreiber kann diese Aufgabe mit einem passenden Werkzeug basierend auf der Gemischt-Ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP) schaffen.

$$\sum_{i=1}^{\mu_K^{SR}} (b_i \cdot l_{K_i}^{SR} \cdot p_{K_i}^{SR}) + \sum_{t=1}^{\mu_t} \sum_{i=1}^{\mu_K^{SR}} (a_{K_i,t}^{SR} \cdot E_{K_i,t}^{SR}) \rightarrow \min \quad (2.18)$$

Wobei b_i Binärzahl (hat den Wert 0 oder 1) ist. μ_K^{SR} ist die Anzahl der Kraftwerke, die Angebote zur Bereitstellung der Sekundärregelleistung machen. Für diese Optimierung sind folgende Nebenbedingungen gültig:

- Vorgehaltene Leistung aller Kraftwerke muss gleich der benötigten Leistung für die Sekundärregelung (P^{SR}) sein. Wobei μ_{AK}^{SR} die Anzahl der Kraftwerke ist, die für die Bereitstellung der Sekundärregelleistung ausgewählt wurden.

$$\sum_{i=1}^{\mu_{AK}^{SR}} p_{K_i}^{SR} = P^{SR} \quad (2.19)$$

- Vorgehaltene Leistung eines Kraftwerks darf maximale und minimale Grenze nicht verletzen.

$$P_{K,\min}^{\text{SR}} \leq P_K^{\text{SR}} \leq P_{K,\max}^{\text{SR}} \quad (2.20)$$

- Gelieferte Energiemenge eines Kraftwerks darf maximale Grenze nicht überschreiten.

$$E_K^{\text{SR}} \leq E_{K,\max}^{\text{SR}} \quad (2.21)$$

- **Optimierung der Minutenreservekosten**

Ähnlich wie bei der Sekundärregelung fallen auch hier Leistungs- und Arbeitskosten an. Der Übertragungsnetzbetreiber kann auch die benötigte Leistung für Minutenreserve mit Hilfe der GGLP kostenoptimal beschaffen. Das Optimierungsziel und die Nebenbedingungen sind die gleichen wie bei der Sekundärregelung. Nach der Wahl der Kraftwerke, die die Minutenreserveleistung bereitstellen dürfen, erfolgt die Lieferung der Minutenreserveenergie nach dem günstigsten Arbeitspreis.

In dieser Arbeit werden die Systemdienstleistungsmärkte in GAMS (General Algebraic Modeling System) modelliert. GAMS ist eine algebraische Modellierungssprache für mathematische Optimierungsprobleme [23]. Das Optimierungsziel und die Nebenbedingungen müssen zuerst mathematisch formuliert werden. Alle notwendigen Daten (technische und wirtschaftliche) zur Lösung des Optimierungsproblems sind einzugeben. Mit Hilfe der Linearen Programmierung und Gemischt-Ganzzahligen linearen Programmierung wird mit GAMS die passende Lösung für das Optimierungsproblem berechnet.

2.3.2 Blindleistungsmarkt

Die Vergütung der Blindleistungseinspeisung steht in Deutschland immer noch zur Diskussion. Jede Erzeugungseinheit muss in der Lage sein, Blindleistung in bestimmten Grenzen zu liefern (siehe Kapitel 2.2.3, Generatoren). Diese ist eine Voraussetzung für einen Anschluss an das Netz [8]. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber in der täglichen Betriebsplanung feststellt, dass die ausgeglichene Blindleistungsbilanz in seinem Netz und durch die vorhandenen Mitteln nicht gestellt wird, darf der Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Kraftwerke anweisen, Blindleistung zu liefern. In diesem Falle kann ein finanzieller Ausgleich bilateral geregelt werden [8].

In dieser Arbeit wird jede Blindenergielieferung auf einem Markt vergütet, d.h. es wird angenommen, dass es einen Blindleistungsmarkt gibt. Die Kraftwerksbetreiber bekommen von dem Übertragungsnetzbetreiber eine Vergütung für die eingespeiste Blindenergie.

2.4 Windenergienutzung

2.4.1 Physikalische Grundlagen

Der Wind enthält kinetische Energie ($E_{kin,W}$). Die Windleistung (P_W) kann folgendermaßen berechnet werden:

$$P_W = \frac{dE_{kin,W}}{dt} \quad (2.22)$$

Im Allgemeinen bei konstanter Windgeschwindigkeit (v_W) kann $E_{kin,W}$ mit der Gleichung (2.23) berechnet werden:

$$E_{kin,W} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_W^2 \quad (2.23)$$

Wobei m die Luftmasse ist, die durch die Fläche A während einer bestimmten Zeit strömt. Somit lässt sich die Windleistung so berechnen:

$$P_W = \frac{dE_{kin,W}}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \frac{dm}{dt} \cdot v_W^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \frac{dy}{dt} \cdot v_W^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_W^3 \quad (2.24)$$

Aus der Gleichung (2.24) ist es ersichtlich, dass die Windleistung proportional der Luftdichte (ρ), der durchströmten Fläche und der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist.

Die kinetische Windenergie kann durch die Abbremsung der Luftmassen in die mechanische Energie durch die Turbine einer Windenergieanlage (WA) umgewandelt werden. Das Verhältnis zwischen der von einer Windenergieanlage entnommenen Leistung P_{WA} zu der in der Luftbewegung enthaltenen Leistung P_W wird durch den dimensionslosen Leistungsbeiwert (c_p) beschrieben:

$$c_p = \frac{P_{WA}}{P_W} \quad (2.25)$$

Betz fand rechnerisch heraus [24], dass der maximale Leistungsbeiwert theoretisch 0,593 beträgt. Der Leistungsbeiwert (c_p) ist von den Eigenschaften und Geometrie jeder Windenergieanlage abhängig (siehe Kapitel 3.1). Die durch eine Windenergieanlage entnommene Windleistung lässt sich mit der Gleichung (2.26) berechnen. Wobei A_T die Rotorfläche und r_T der Rotorradius der Turbine einer WA sind.

$$P_{WA} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_T \cdot v_w^3 \cdot c_p \quad (2.26)$$

$$A_T = \pi \cdot r_T^2 \quad (2.27)$$

2.4.2 Umwandlung der mechanischen in elektrische Energie

Die Umwandlung der durch die Turbine einer Windenergieanlage entnommenen mechanischen Energie kann durch Generatoren in elektrische Energie erfolgen. Die Anpassung der Turbinendrehzahl (Eingangsdrehzahl) mit der geforderten Generator-drehzahl (Ausgangsdrehzahl) erfolgt über Getriebe.

Die Windenergieanlagen sind entweder mit Synchron- oder Asynchrongeneratoren ausgerüstet [25, 26].

- **Windenergieanlagen mit Asynchrongeneratoren**

Die mit Asynchrongeneratoren ausgeführten Windenergieanlagen speisen ihre Leistung komplett ohne oder teilweise über Umrichter ins Netz ein. Der Läufer eines Asynchrongenerators ist entweder als Schleifringläufer oder als Käfigläufer gebaut. In dem Schleifringläufer werden die Enden der drei Läuferwicklungen intern verbunden und die Anfänge über drei Schleifringe und Kohlebürsten zu den Anschlüssen geführt. Hier können Umrichter angeschlossen werden. Beim Anschluss von Umrichtern wird dieser Generator Doppelt-gespeister Asynchrongenerator genannt. Im Käfigläufer sind die drei Läuferwicklungen nicht mehr zugänglich und Umrichter können nicht am Läufer angeschlossen werden.

- **Windenergieanlagen mit Synchrongeneratoren**

Der Läufer eines Synchrongenerators wird entweder mit ausgeprägten Polen, sogenannten Schenkelpolen oder mit Vollpolen ausgestattet. Die mit Synchronge-

neratoren ausgeführten Windenergieanlagen speisen ihre Leistung entweder ohne oder komplett über Umrichter ins Netz ein. Wenn ein Synchrongenerator seine Leistung komplett über Umrichter ins Netz einspeist, wird er Synchrongenerator und Vollumrichter genannt.

Moderne Windenergieanlagen sind mit Doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren oder Synchrongeneratoren und Vollumrichtern ausgeführt.

2.4.3 Umrichter

Die Aufgabe des Umrichters einer Windenergieanlage ist die Anpassung der Frequenz des aus der Windenergieanlage gelieferten Stroms mit der Netzfrequenz. Ein Umrichter (UR) besteht aus einem Gleichrichter (GR), einem Zwischenkreis (ZK) und einem Wechselrichter (WR) (Bild 2.9) [25, 27, 28]:

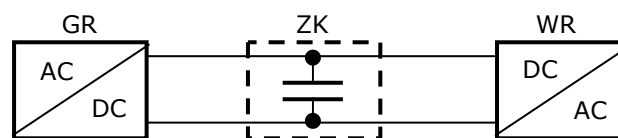


Bild 2.9: Aufbau eines Umrichters

- Ein Gleichrichter hat die Aufgabe, den Wechselstrom in Gleichstrom zu wandeln und er wird mit schaltbaren Leistungsbauerelementen (z.B. Thyristoren) aufgebaut. Die gesteuerten Gleichrichter brauchen eine Steuerspannung, die festlegt, welcher Schalter zu welchen Zeitpunkten geschlossen oder geöffnet sein muss. Dadurch kann die gleichrichtende Wirkung erzielt werden. Die gesteuerten Gleichrichter werden zur Steuerung der Läuferdrehzahl einer Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator und zur Regelung des Betriebs einer Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter eingesetzt.
- Ein Zwischenkreis: durch den Einsatz einer Querkapazität im Zwischenkreis wird die Zwischenkreisspannung nur langsam geändert.
- Ein Wechselrichter hat die Aufgabe, den Gleichstrom in Wechselstrom zu wandeln. Die Wechselrichter sind entweder netz- oder selbstgeführt.

- Netzgeführte Wechselrichter sind Wechselrichter, die in Verbindung mit einem Wechselspannungsnetz arbeiten, das die Kommutierungsspannung liefert und die Frequenz vorgibt.
- Selbstgeführte Wechselrichter haben den Vorteil, dass zu jedem beliebigen Zeitpunkt die Stromrichterventile durch die Zwangskummutierung ein- und ausgeschaltet werden können. In diesem Typ von Wechselrichtern kommen nur die Leistungshalbleiter zum Einsatz, die über den Steueranschluss sowohl eingeschaltet als auch ausgeschaltet werden können, wie z.B. isolierte Bipolartransistoren (Insulated-Gate Bipolar Transistor; IGBT).

2.4.4 Leistungsregelung einer Windenergieanlage

Die Windenergieanlagen arbeiten in einem Windgeschwindigkeitsband, dessen untere Grenze die Anlaufwindgeschwindigkeit und dessen obere Grenze die Abschaltwindgeschwindigkeit sind. Der Grund der Abschaltung der Windenergieanlagen ist, die Anlagen bei zu starkem Wind vor Schäden zu schützen. Daher können die Windenergieanlagen bis zu einer bestimmten Windgeschwindigkeit (Nennwindgeschwindigkeit) die maximale kinetische Energie des Windes entnehmen. Ist die Windgeschwindigkeit größer als die Nennwindgeschwindigkeit und kleiner als die Abschaltwindgeschwindigkeit, muss die abgegebene Leistung einer Windenergieanlage (zum mechanischen und thermischen Schutz der Anlage und des Generators) bis auf Nennleistung gedrosselt werden. Die Drosselung erfolgt durch den Einsatz einer geeigneten Anpassung der Leistungsabgabe der Windenergieanlage. Für diese Leistungsregelung haben sich viele Technologien entwickelt, die im Allgemeinen in zwei unterschiedliche technische Methoden unterteilt werden können:

- **Pitchregelung**

Hier wird die abgegebene Leistung der Windenergieanlage ständig überwacht. Sobald diese abgegebene Leistung größer als die Nennleistung ist, werden die Turbinenblätter minimal auf ihrer Längsachse verdreht und somit leicht aus dem Wind gedreht. Auf dieser Weise wird durch die Veränderung des Anstellwinkels die aus dem Wind entnehmbare Leistung begrenzt und die Windenergieanlage arbeitet innerhalb ihrer möglichen Grenzen.

- **Stallregelung**

Hier wird die vom Wind entnehmbare Leistung durch einen Strömungsabriss begrenzt. Man unterscheidet hier die Arten der passiven und aktiven Stallregelung. Bei der passiven Stallregelung sind die Turbinenblätter starr und verdrehfest mit der Rotornabe verbunden. Das Turbinenblattprofil ist entsprechend so konstruiert, dass es auf der windabgewandten Seite zu einem Strömungsabriss kommt, wenn die Windgeschwindigkeit eine bestimmte Grenze überschreitet. Der Nachteil an der passiven Stallregelung ist die schwierige Gestaltung der Turbinenblattgeometrie, um für jedes Windprofil geeignet zu sein. Die passive Stallregelung wurde in den Windenergieanlagen kleinerer Leistung benutzt. Bei der aktiven Stallregelung sind die Turbinenblätter um ihre Längsachse drehbar. Die Blätterverdrehung wird durch ein System ähnlich wie beim Pitchsystem realisiert. Die Blätter drehen aber in die entgegengesetzte Richtung (in die Rotorebene hinein). Der hauptsächliche Nachteil gegenüber der Pitchregelung ist, dass auf Grund des Strömungsabrisse größere Kräfte auf die Nabe wirken.

2.4.5 Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

Die Kennlinie im Bild 2.10 stellt dar, welche elektrische Leistung eine Windenergieanlage (WA) bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten liefern kann. Diese Leistungskennlinie kann in vier Phasen eingeteilt werden.

- **Phase 1**

Die Windgeschwindigkeit v_w ist unterhalb der Anlaufwindgeschwindigkeit $v_{w,an}$. Die nutzbar enthaltene Leistung des Winds ist zu gering, um die Reibungs- und Trägheitskräfte der Windenergieanlage zu übersteigen. Es entsteht kein Drehmoment und dadurch dreht sich die Turbine nicht. Deswegen wird auch keine Leistung erzeugt.

- **Phase 2**

Die Windgeschwindigkeit übersteigt die Anlaufwindgeschwindigkeit. Bis zum Erreichen der Nennwindgeschwindigkeit $v_{w,n}$ steigt die Leistungsabgabe der Windenergieanlage P_{WA} an. Die in dieser Phase abgegebene Leistung lässt sich mit der Gleichung (2.26) berechnen. Bei Nenngeschwindigkeit gibt die Anlage ihre Nennleistung $P_{WA,n}$ ab.

- **Phase 3**

Die Windgeschwindigkeit übersteigt die Nennwindgeschwindigkeit. Die abgegebene Leistung der WA darf die Generatorleistung der WA nicht überschreiten. Daher wird mit Hilfe der Leistungsregelung (Pitchregelung oder aktive Stallregelung) nur die maximale Generatornennleistung aus dem Wind entnommen.

- **Phase 4**

Die Windgeschwindigkeit übersteigt die anlagenabhängige Abschaltwindgeschwindigkeit $v_{W,ab}$. Um die WA vor einer mechanischen Zerstörung zu schützen, wird die Turbine aus dem Wind gedreht. Die Anlage liefert keine Leistung mehr in das elektrische Netz. Da die abgegebene Leistung einer WA in den Phase 1 und 4 null beträgt, werden diese Phasen in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

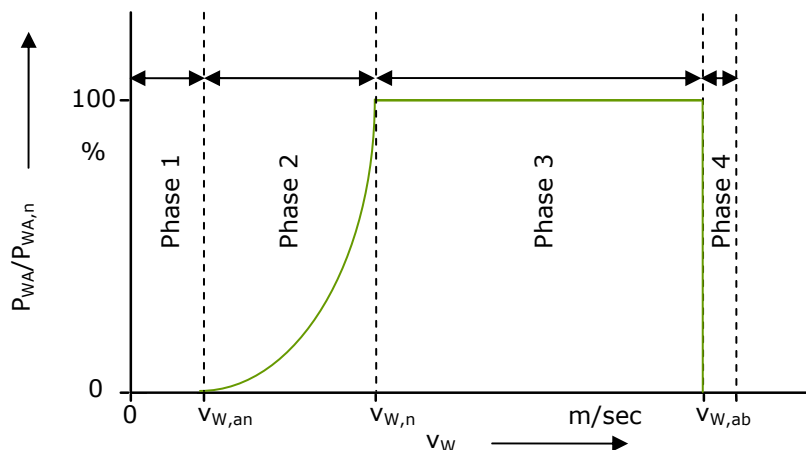


Bild 2.10: Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

2.4.6 Anschluss von Windenergieanlagen

Je nach Anschlussweise von Windenergieanlagen ans Netz sind sie in vier Typen eingeteilt:

- Windenergieanlage mit Asynchrongenerator und direkter Netzanbindung
- Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator
- Windenergieanlage mit Synchrongenerator und direkter Netzanbindung
- Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter

Moderne Windenergieanlagen sind entweder mit Doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren [WA (DAG)] oder mit Synchrongeneratoren und Vollumrichtern [WA (SGU)] ausgeführt [29, 30]. Daher werden die beiden anderen Typen in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Bilder 2.11 und 2.12 zeigen, wie diese beiden Windenergieanlagen-typen ans Netz angeschlossen sind. Die Leistung des Umrichters ist ca. 30 % der Nennleistung einer WA (DAG) und 100 % der Nennleistung einer WA (SGU) [31, 32]. Die Windenergieanlagen mit DAG werden immer mit Getriebe ausgeführt. Da eine WA (SGU) ihre Leistung ins Netz über den Umrichter einspeist, kann die Frequenz des ins Netz eingespeisten Stroms durch den Umrichter mit der Netzfrequenz angepasst werden. Daher kann dieser Anlagentyp auch ohne Getriebe betrieben werden.

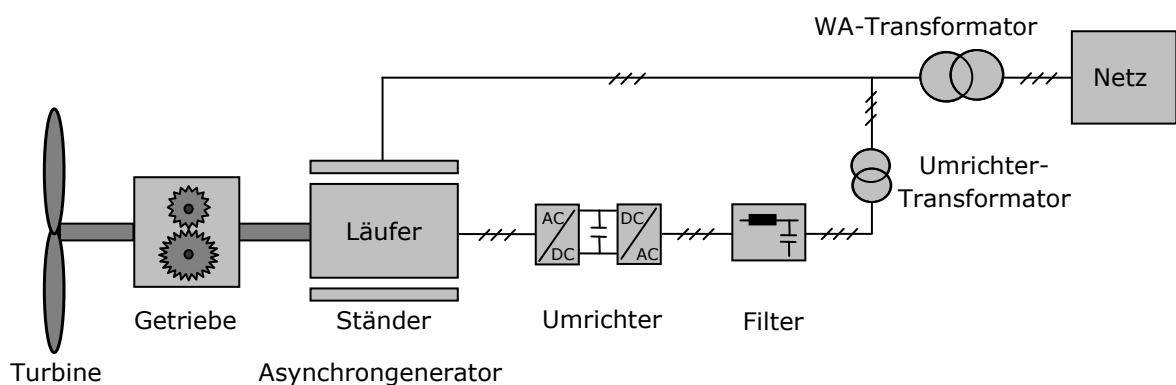


Bild 2.11: Modell einer WA (DAG)

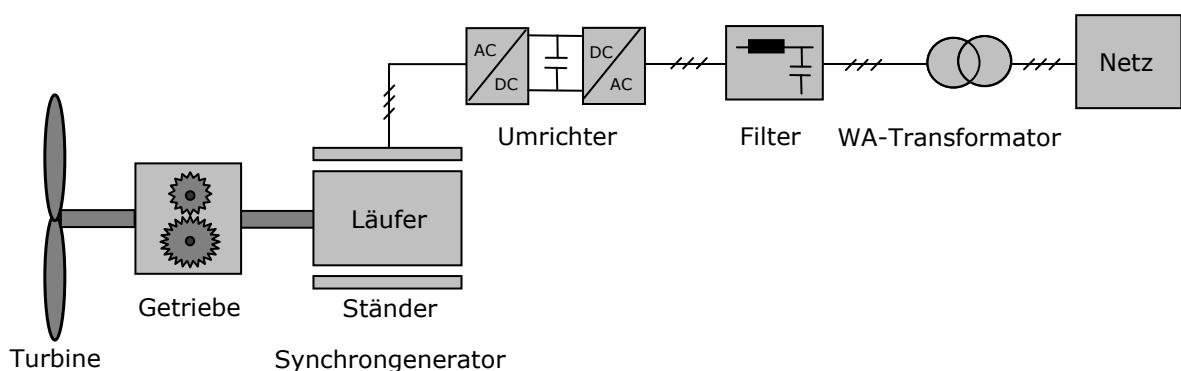


Bild 2.12: Modell einer WA (SGU)

2.5 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Zum Klimaschutz muss zunehmend Energie aus erneuerbaren Quellen benutzt werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energie wird in Deutschland mit dem „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG) gefördert und unterstützt [3]. Die Grundgedanken des EEG sind folgende: zum einen soll den erneuerbaren Energien insofern eine Vorrangstellung zukommen, in dem der Netzbetreiber Energie aus erneuerbaren Energiequellen in das Netz aufnehmen muss. Zum anderen soll die Attraktivität erneuerbarer Energien durch eine hohe Vergütung verbessert werden. Diese Vergütung ist auf lange Jahre im Voraus sicher und erhöht damit die Investitionssicherheit. Diese Vergütung bezahlt der Übertragungsnetzbetreiber an den Betreiber erneuerbaren Anlagen für die eingespeiste Energie. Die Kosten, die dem Übertragungsnetzbetreiber dadurch entstehen, werden von diesem an die Endverbraucher weitergeleitet, indem sie in den Strompreis einbezogen werden. Die Höhe der Vergütung ist abhängig von der Art des Energieträgers, dem Errichtungsjahr, dem Standort und der Effizienz der Anlage. So gelten für Energie aus Wasserkraft, Solarenergie, Onshore-Windenergieanlagen, Offshore-Windenergieanlagen, etc. verschiedene Vergütungssätze.

Die Vergütung für Energie aus Windenergieanlagen bezieht sich stets auf den Ertrag einer Referenzanlage, zu dem die Erzeugung der betrachteten Windenergieanlage verglichen wird. Für jeden Anlagentyp und Nabenhöhe wird eine andere Referenzanlage herangezogen. Damit eine Windenergieanlage Anspruch auf EEG-Vergütung hat, muss der Ertrag der Windenergieanlage mindestens 60 % des Referenzertrages betragen. Damit soll verhindert werden, dass Anlagen an dafür ungeeigneten Orten gebaut werden. Die EEG-Vergütung besteht aus Grundvergütung und Bonusvergütung. Die Grundvergütung der Energie aus Onshore-Windenergieanlagen ist für 20 Jahre vorgesehen und beträgt im ersten Jahr 5,5 ct/kWh. Diese Vergütung wird um 2 %/Jahr gesenkt. Zusätzlich bekommt der Windenergieanlagenbetreiber eine Bonusvergütung in Höhe von 3,2 ct/kWh. Die Zahlungsdauer der Bonusvergütung orientiert sich am Ertrag der Anlage und wird mindestens für fünf Jahre gezahlt. Damit ergibt sich eine Anfangsvergütung von 8,7 ct/kWh [3]. Liefert die Anlage weniger Energie, verlängert sich die Zahlungsdauer der Bonusvergütung um zwei Monate pro 0,75 % geringerem Ertrag. Bei einem Ertrag von 60 % des Referenzertrages bekommt der Windenergieanlagenbetreiber die Bonusvergütung für die ganze Lebensdauer der Windenergieanlagen (20 Jahre). Falls die Anlage über 150 % des Referenzertrages

liefert, d.h. die Anlage steht an einem windreichen Standort, wird die Bonusvergütung nur für die ersten fünf Jahre gezahlt (Bild 2.13).

Für Offshore-Windenergieanlagen, das heißt Anlagen, die mindestens drei Seemeilen vor der Küste stehen, liegt die Grundvergütung bei 6,19 ct/kWh und wird für 20 Jahre vorgesehen. Diese Vergütung wird um 2 %/Jahr gesenkt. Die Bonusvergütung beträgt 2,91 ct/kWh und wird für 12 Jahre gezahlt. Diese Frist wird mit zunehmender Wassertiefe und Entfernung von der Küste verlängert [3].

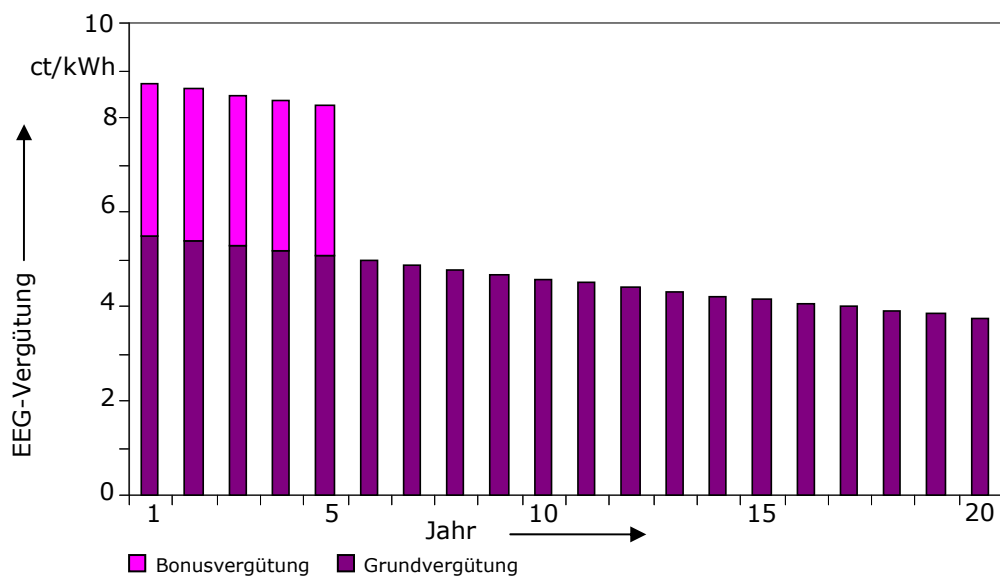


Bild 2.13: EEG-Vergütung für Onshore-Windenergieanlagen an einem windreichen Standort

2.6 Bereitstellung der Systemdienstleistungen nach dem Anschluss von Windenergieanlagen

Momentan leisten die Windenergieanlagen keinen Beitrag zu der Bereitstellung der Systemdienstleistungen. Die Windenergieanlagen unterstützen die Frequenzhaltung (Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve) nicht. Außerdem liefern sie keine Blindleistung zur Unterstützung der Spannungshaltung. Momentan werden diese Systemdienstleistungen zum größten Teil von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Gemäß EEG haben die erneuerbaren Energieanlagen den Vorrang, ihre Energie ins Netz einzuspeisen. Bei hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen insbesondere in Starkwind und Schwachlastfällen wird ein großes Teil von den konventionellen Kraftwerke zurückgesetzt und vom Netz genommen, so dass deren Beiträge für die

Frequenz- und Spannungshaltung entfallen. Dies kann die Versorgungszuverlässigkeit gefährden. Für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb müssen diese Systemdienstleistungen auch bei hoher Windeinspeisung unterstützt werden. Zu diesem Zweck sind verschiedene Vorschläge zu diskutieren:

- Zur Bereitstellung der Regelleistung kann ein Speicher eingesetzt werden, z.B. Pumpspeicherkraftwerke. Diese werden aber von Anlagenbetreibern wirtschaftlich betrieben. Z.B. Pumpspeicherkraftwerke fördern zu den Schwachlastzeiten Wasser in ein Oberbecken hinauf, damit sie günstig Energie beziehen. Wenn der Stromverbrauch Spitzenwerte erreicht, wird die potentielle Energie des Wassers ausgenutzt und in elektrische Energie umgewandelt, wenn hohe Erlöse erzielt werden können. Daher wird der Speicher in dieser Arbeit für die Bereitstellung der Regelleistung nicht eingesetzt und daher nicht weiter betrachtet. Somit muss eine andere Möglichkeit zur Bereitstellung der Regelleistung gesucht werden.
- Nach dem Zurücksetzen eines großen Teils von den konventionellen Kraftwerken und zur Unterstützung der Spannungshaltung kann das gewünschte Spannungsprofil durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz erreicht werden, zwischen:
 - Leitungen und Verbrauchern: der Blindleistungsverbrauch/Lieferung der Leiter (durch ihre Induktivitäten und Kapazitäten) ist nicht steuerbar. Außerdem hat der Übertragungsnetzbetreiber keinen Zugriff auf die Verbraucher.
 - Transformatoren können die Spannungen an Netzknoten und die Blindleistungsflüsse beeinflussen und natürlich dadurch den Blindleistungsverbrauch der Netzelemente beeinflussen. Sie können aber keine Blindleistung liefern. Außerdem verbrauchen die Transformatoren induktive Blindleistung.
 - Somit ist die Installation von Blindleistungskompensationselementen zum Erreichen der Blindleistungsbilanz notwendig. Ob es noch andere technische Möglichkeit gibt, die Spannungshaltung ohne den Anschluss von Blindleistungskompensationselementen zu unterstützen, wird im Rahmen dieser Arbeit untersucht.

Die ersten Diskussionen zur Unterstützung des sicheren Netzbetriebs mit vermehrtem Windenergieanlagenanschluss sind in [33-45] zu finden. Es wurde bis jetzt jedoch kein komplettes Konzept betrachtet. Daher wird in dieser Arbeit ein Gesamtkonzept entwickelt und untersucht, ob es noch andere technische Möglichkeiten gibt, die Frequenz- und Spannungshaltung auch bei vermehrtem Windenergieanlagenanschluss zu unterstützen.

2.7 Unterstützung des sicheren Netzbetriebs durch die Windenergieanlagen

Zur Unterstützung des sicheren Netzbetriebs sollen die Windenergieanlagen neue Aufgaben im Rahmen ihrer Möglichkeit übernehmen. Zu diesem Zweck beschäftigt sich diese Arbeit mit der Entwicklung eines neuen Konzeptes, mit dem die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen teilnehmen. Die Windenergieanlagen sollen sowohl die Frequenzhaltung als auch die Spannungshaltung unterstützen. Somit werden die großen Windparks, die ans Hochspannungsnetz angeschlossen sind, einen Beitrag zu dem sicheren und zuverlässigen Betrieb der Hoch- und Höchstspannungsnetze leisten. Somit antwortet das neue entwickelte Konzept auf mehrere Fragen.

- Die erste Frage ist, in wie weit die Windenergieanlagen technisch fähig sind, an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung) teilzunehmen.
 - Zur Unterstützung der Frequenzhaltung durch die Windenergieanlagen muss zuerst untersucht werden, ob die Windenergieanlagen technisch in der Lage sind, Regelleistung bereitzustellen. Zur Bereitstellung der Regelleistung muss die abgegebene Leistung der Windenergieanlagen steuerbar sein, wie bei konventionellen Kraftwerken. Zur Bereitstellung der positiven Regelleistung bzw. zur Lieferung der negativen Regelleistung müssen die Windenergieanlagen nicht immer ihre maximale aus dem Wind erzielbare Leistung ins Netz einspeisen, d.h. die Windenergieanlagen müssen gedrosselt betrieben werden können. Ob die Windenergieanlagen diese technischen Bedingungen erfüllen können, ist im Rahmen des neuen Konzeptes zu untersuchen.

- Wenn die Windenergieanlagen Regelleistung bereitstellen können, müssen sie auch, wie bei konventionellen Kraftwerken, zusätzlich die gleichen technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Bereitstellung der Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung erfüllen und sich auch dem gleichen Präqualifikationsverfahren unterziehen. Nach dem bestandenen Verfahren dürfen die Windenergieanlagen die Regelleistung bereitstellen.
 - 1) Somit müssen die Windenergieanlagen zur Teilnahme an der Bereitstellung der Primärregelleistung auf eine Frequenzabweichung bei einem Leistungsungleichgewicht automatisch reagieren und ihre ins Netz abgegebene Leistung ändern. Die von den Windenergieanlagen bereitgestellte Primärregelleistung muss innerhalb von 5 sec und spätestens bis 30 sec völlig aktiviert werden können und für 15 Minuten erhalten bleiben.
 - 2) Zur Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Sekundärregelleistung muss die von den Windenergieanlagen bereitgestellte Sekundärregelleistung automatisch innerhalb von 5 Minuten und spätestens bis 15 Minuten völlig aktiviert werden können.
 - 3) Zur Teilnahme an der Bereitstellung der Minutenreserveleistung muss die von den Windenergieanlagen bereitgestellte Minutenreserveleistung innerhalb von 15 Minuten manuell aktiviert werden können.

Ob die Windenergieanlagen diese technischen Bedingungen erfüllen können, ist im Rahmen des neuen Konzeptes zu untersuchen

- Zur Unterstützung der Spannungshaltung müssen die Windenergieanlagen, wie bei konventionellen Kraftwerken, Blindleistung liefern können. Zu diesem Zweck wird im Rahmen des neuen Konzeptes untersucht, in wie weit die Windenergieanlagen Blindleistung liefern können.
- Die zweite Frage, die im Rahmen des neuen entwickelten Konzeptes beantwortet wird, ist, welche ökonomischen Auswirkungen die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen hat. Betrachtet hier sind die Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers (WAB) und die Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB), die für diese Arbeit relevant sind.

- Ohne Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen sind die Einnahmen des WAB die Vergütung seiner eingespeisten Energie nach dem EEG.

Wenn die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen teilnehmen, setzen sich die Einnahmen des WAB aus mehreren Teil zusammen:

- 1) Die Einnahmen der eingespeisten Energie nach dem EEG
- 2) Die Einnahme durch die Bereitstellung und Lieferung der Regelleistung, wenn die Angebote der Windenergieanlagen zur Teilnahme an der Bereitstellung der Primärregel-, Sekundärregel- und/oder Minutenreserveleistung angenommen werden
- 3) Die Einnahmen der eingespeisten Blindleistung mit der Annahme eines Blindleistungsmarktes

Da durch die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung bzw. Lieferung der negativen Regelleistung der WAB die Vergütung nach dem EEG für die nicht eingespeiste Energie verliert, dürfen die Einnahmen des WAB mit Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen nach dem neuen Konzept nicht verringert werden.

- Die betrachteten Kosten aus Sicht des ÜNB sind:
 - 1) Kosten zur Deckung der Netzverluste
 - 2) Kosten des Blindleistungsbezuges mit der Annahme eines Blindleistungsmarktes
 - 3) Kosten der Kompensationselemente zur Unterstützung der Spannungshaltung
 - 4) Kosten zur Bereitstellung und Lieferung der Regelleistung

Da diese Kosten auf die Seite der Endverbraucher umgelegt werden, dürfen nach dem neuen Konzept diese Kosten durch die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen nicht steigen.

3 Unterstützung der Frequenzhaltung

Als erster Schritt in dem neu entwickelten Konzept wird untersucht, ob die Windenergieanlagen in der Lage sind, Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung bereitzustellen. Danach muss untersucht werden, ob die Windenergieanlagen die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Bereitstellung der Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung erfüllen und das Präqualifikationsverfahren bestehen können.

3.1 Bereitstellung der Regelleistung durch die Windenergieanlagen

Aus Gleichung (2.26) ist die abgegebene Leistung einer WA von dem Leistungsbeiwert (c_p) abhängig. c_p ist von dem Anstellwinkel oder Pitchwinkel der Turbinenblätter (β) und von der Schnelllaufzahl der Turbine (λ) abhängig. Die Schnelllaufzahl der Turbine einer WA ist die Umfangsgeschwindigkeit der Turbinenblätterspitze durch die Windgeschwindigkeit. Durch Messungen und Berechnungen lässt sich c_p durch eine nichtlineare Funktion berechnen [25, 46, 47]:

$$c_p = c_1 \cdot (c_2 - c_3 \cdot \beta - c_4 \cdot \beta^x - c_5) \cdot e^{-c_6(\lambda, \beta)} \quad (3.1)$$

Wobei c_1 bis c_6 und x Parameter sind, die jede Windturbine charakterisieren und verschiedene Werte für verschiedene Windturbinen annehmen können. Diese Parameter lassen sich durch Messungen und Berechnungen bestimmen [46]. Beispielhaft können diese Parameter folgende Werte annehmen (Tabelle 3.1) [25]:

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	x
0,5	116/ c_7	0,4	0	5	21/ c_7	1,5

Tabelle 3.1: Typische Werte für Parameter einer WA

c_7 ist ein zusätzlicher Parameter, der den Zusammenhang zwischen dem Pitchwinkel und der Schnelllaufzahl einer Windturbine erläutert und wird mit der Gleichung (3.2) berechnet [25]:

$$\frac{1}{c_7} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \cdot \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (3.2)$$

Aus Gleichungen (2.26), (3.1) und (3.2) ist es ersichtlich, dass der Leistungsbeiwert und die abgegebene Leistung einer WA durch die Änderung der Schnelllaufzahl und/oder des Pitchwinkels geändert werden.

3.1.1 Änderung der Schnelllaufzahl

Die Schnelllaufzahl der Turbine einer Windenergieanlage lässt sich mit folgender Gleichung berechnen [44, 47]:

$$\lambda = \frac{\omega_T \cdot r_T}{v_W} \quad (3.3)$$

Im Allgemeinen gilt: $\omega = 2 \cdot \pi \cdot n$ (3.4)

- **Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator**

Bild 3.1 zeigt, dass bei konstanter Windgeschwindigkeit jede WA bei einem bestimmten Wert von $\lambda = \lambda_{opt}$ ihre maximal entnommene mechanische Leistung aus der zugehörigen Windgeschwindigkeit erreichen kann (aber nicht mehr als die Nennleistung). Dazu passend ist $n_{G,opt}$ der Optimalwert der Generator-drehzahl, zu der der Doppelt-gespeiste Asynchrongenerator seine technisch mögliche Maximalleistung aus der zugehörigen Windgeschwindigkeit ins Netz einspeist. λ_{opt} lässt sich mit der Gleichung (3.5) berechnen:

$$\lambda_{opt} = \frac{\omega_{T,opt} \cdot r_T}{v_W} \quad (3.5)$$

Aus den Gleichungen (3.3) bis (3.5) und mit Berücksichtigung der Getriebe ergibt sich folgendes:

$$\frac{\lambda}{\lambda_{opt}} = \frac{n_G}{n_{G,opt}} \quad (3.6)$$

Aus Gleichungen (3.3) bis (3.6) ist ersichtlich, dass die jeweiligen λ_{opt} und $n_{G,opt}$ der WA für jede Windgeschwindigkeit verschieden sind. Für die Nennwindge-

schwindigkeit ergibt sich somit ein λ_n und $n_{G,n}$.

$$\frac{\lambda}{\lambda_n} = \frac{n_G}{n_{G,n}} \quad (3.7)$$

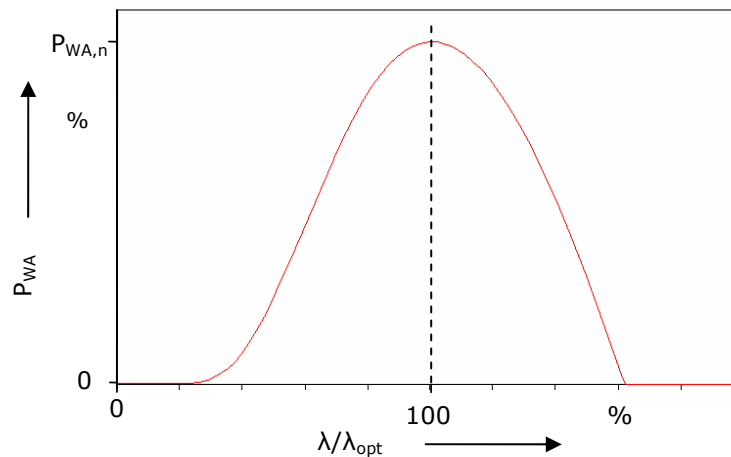


Bild 3.1: Abgegebene Leistung einer WA in Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl bei konstanter Windgeschwindigkeit

Durch Vernachlässigen der mechanischen und elektrischen Verluste einer WA ist die entnommene mechanische Leistung der Windturbine gleich der ins Netz abgegebenen elektrischen Leistung. Durch die Gleichung (3.6) kann man im Bild 3.1 statt λ/λ_{opt} bei konstanter Windgeschwindigkeit $n_G/n_{G,opt}$ schreiben. D.h. durch die Änderung der Generatordrehzahl n_G wird die abgegebene Leistung einer WA geändert. Die Änderung der Generatordrehzahl erfolgt durch die Änderung des Schlupfs.

Der Läufer eines Asynchrongenerators dreht nicht synchron mit der Netzfrequenz. Der proportionale Unterschied zwischen der Netzfrequenz und Läuferfrequenz (f_G) nennt man den Schlupf (κ):

$$\kappa = (f_n - f_G) / f_n \quad (3.8)$$

Ist die Generatordrehzahl größer als die Nenndrehzahl, wird der Generator im übersynchronen Bereich betrieben. In diesem Fall wird elektrische Leistung über den Läufer des DAG ins Netz eingespeist. Bild 3.2a zeigt die Wirkleistungsflüsse im Übersynchronbetrieb. Ist die Generatordrehzahl kleiner als die Nenndrehzahl, wird der Generator im untersynchronen Bereich betrieben und elektrische

Leistung wird in den Läufer des DAG eingespeist. Bild 3.2b zeigt die Wirkleistungsflüsse im Untersynchronbetrieb.

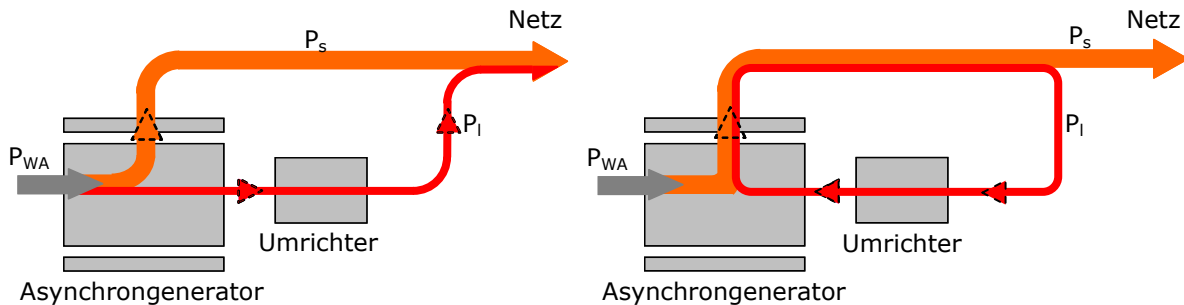


Bild 3.2a: Übersynchronbetrieb

Bild 3.2b: Untersynchronbetrieb

Bild 3.2: Mögliche Wirkleistungsflüsse eines DAG

Bild 3.3 zeigt, dass durch die Änderung des Schlupfs die abgegebene Generatorleistung variiert. Z.B. liefert die Anlage bei konstanter Windgeschwindigkeit $v_w = v_{w,n}$ und bei Nenndrehzahl die Nennleistung, was im Bild 3.3 dem Punkt 1 entspricht. Durch Änderung des Schlupfs wird diese Anlage nicht mehr ihre Nennleistung liefern, sondern geringerer Leistung, was z.B. Punkt 2 entspricht. Diese Strategie kann zur Bereitstellung der positiven Regelleistung bzw. zur Lieferung der negativen Regelleistung benutzt werden [48 – 50]. Zur Bereitstellung der positiven Regelleistung wird die Anlage z.B. mit dem Punkt 2 betrieben. Nur zur Lieferung der positiven Regelleistung wird die Anlage z.B. mit dem Punkt 1 betrieben, damit die Anlage mehr Leistung ins Netz liefern kann. Zur Bereitstellung der negativen Regelleistung wird die Anlage mit Punkt 1 betrieben. Nur bei Lieferung der negativen Regelleistung wird die Anlage z.B. mit dem Punkt 2 betrieben, damit die Anlage weniger Leistung ins Netz liefern kann.

Die Änderung des Schlupfs kann zur Erhöhung der Generatorwärmeverluste führen [51]. Dies kann den Generator beschädigen. Daher wird diese Strategie zur Bereitstellung der Regelleistung in dieser Arbeit nicht benutzt, sondern nur zur Steuerung einer WA. Näheres wird ausführlich im Kapitel 3.2.1 erläutert.

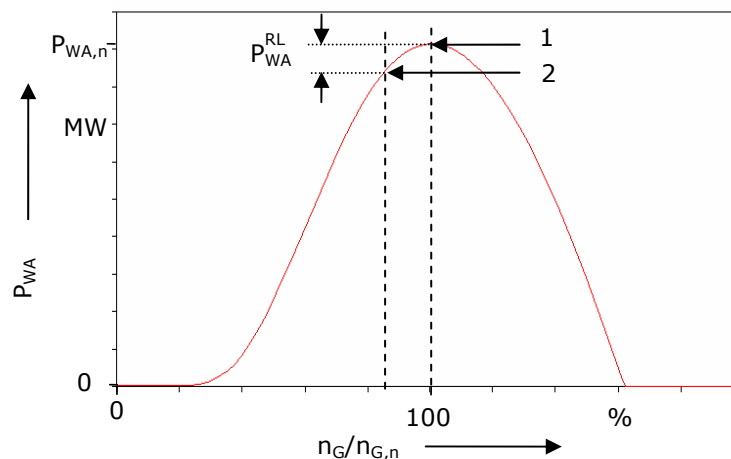


Bild 3.3: Bereitstellung der Regelleistung durch die Änderung der Generatorfrequenz bei Nennwindgeschwindigkeit

- **Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter**

Der Generator dieses Typs von Windenergieanlagen ist ein Synchrongenerator. Der Läufer dreht synchron zum Drehfeld. Die Generatorfrequenz kann bei Bedarf durch die Änderung der mechanischen Turbinenleistung geändert werden.

3.1.2 Änderung des Anstellwinkels der Turbinenblätter

Bis jetzt wird der Pitchwinkel einer WA nur zum mechanischen und thermischen Schutz gesteuert, damit sie nicht mehr als ihre Nennleistung abgibt. In dieser Arbeit wird der Pitchwinkel einer WA zum einen zum mechanischen und thermischen Schutz und zum anderen zur Bereitstellung der positiven Regelleistung bzw. zur Lieferung der negativen Regelleistung umgestellt.

Im Bild 3.4 wird die abgegebene Wirkleistung einer Windenergieanlage (P_{WA}) über die Generatorfrequenz (n_G) und dem Pitchwinkel (β) als Parameter dargestellt. Angenommen, dass die Windenergieanlage mit β_1 betrieben wird, wobei $\beta_1 < \beta_2 < \beta_3 < \beta_4 < \beta_5$ gilt. Bei konstanter Windgeschwindigkeit $v_w = v_{w,n}$ kann die Bereitstellung der positiven Regelleistung durch die Drosselung der WA erfolgen, d.h. durch die Umstellung von β_1 auf einen passenden Wert z.B. β_5 . In diesem Fall beträgt die bereitgestellte positive Regelleistung bei Generatornennfrequenz P_{WA}^{RL} . Zur Lieferung der positiven Regelleistung kann β_5 wieder bis auf einen passenden Wert z.B. bis auf β_4 umgestellt werden, wodurch die WA mehr Leistung ins Netz einspeisen kann.

Im Gegensatz zur Bereitstellung der positiven Regelleistung wird eine WA zur Bereitstellung der negativen Regelleistung nicht gedrosselt betrieben. D.h. die Windenergieanlage wird mit β_1 betrieben. Nur bei Lieferung der negativen Regelleistung wird β_1 auf einen passenden Wert umgestellt, z.B. β_3 . Dadurch liefert die Anlage weniger Wirkleistung ins Netz.

Im Gegensatz zur Bereitstellung der Regelleistung durch die Änderung des Schlupfs erfolgt die Bereitstellung der Regelleistung durch die Umstellung des Pitchwinkels bei konstanter Generatorzahl und kann in beiden Generatortypen DAG und SGU eingesetzt werden.

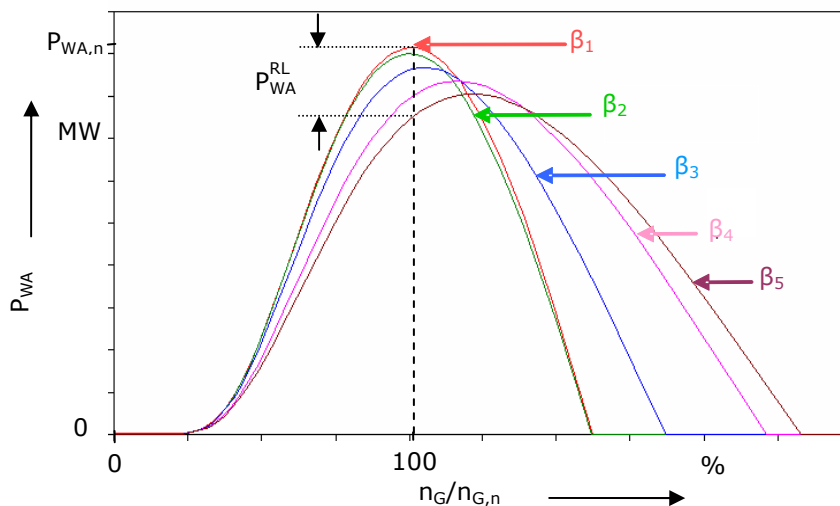


Bild 3.4: Bereitstellung der Regelleistung durch die Umstellung des Pitchwinkels bei Nennwindgeschwindigkeit

3.1.3 Leistungskennlinie einer an der Bereitstellung der Regelleistung beteiligten Windenergieanlage

Bild 3.5 zeigt die Leistungskennlinie einer WA, die an der Bereitstellung der Regelleistung teilnimmt. Normalerweise wird diese WA in Phase 2 auf der Kennlinie β_0 (grüne Linie) betrieben. Soll diese WA an der Bereitstellung der positiven Regelleistung teilnehmen, wird die WA gedrosselt und auf der Kennlinie β^{RL} (blaue Linie) betrieben. In Phase 3 wird β zum einen zum Schutz der WA umgestellt, damit die WA nicht mit der roten Linie betrieben wird. Zum andern wird β zur Bereitstellung der positiven Regelleistung umgestellt, damit die WA auf der blauen Linie betrieben wird. Nur zur

Lieferung der positiven Regelleistung wird die WA mehr Leistung ins Netz einspeisen und z.B. mit β_0 betrieben.

Zur Bereitstellung der negativen Regelleistung kann die WA mit β_0 betrieben werden. Somit liefert die WA ihre maximale aus dem Wind erzielbare Leistung ins Netz (aber nicht mehr als ihre Nennleistung). Nur zur Lieferung der negativen Regelleistung wird die WA gedrosselt und z.B. mit β^{RL} betrieben.

Somit können die Windenergieanlagen tatsächlich die notwendige Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung bereitstellen.

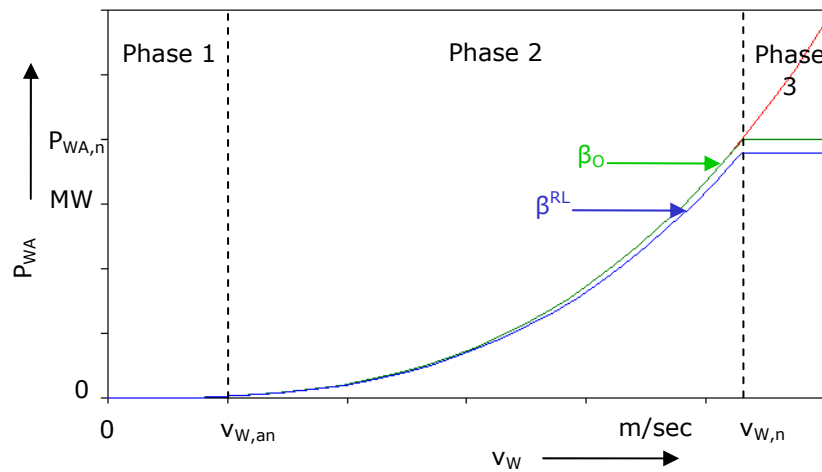


Bild 3.5: Leistungskennlinie einer an der Bereitstellung der Regelleistung beteiligten Windenergieanlage

Alle Simulationen im Kapitel 3.1 wurden in dieser Arbeit mit dem Programm ATP (Alternative Transient Program) gemacht. Im speziellen wurden die Modelle der Windenergieanlagen im integrierten Modul MODELS programmiert [52].

3.2 Realisierung der Primär- und Sekundärregelung mit Windenergieanlagen

Im Kapitel 3.1 konnte gezeigt werden, dass Windenergieanlagen prinzipiell Regelleistung bereitstellen können. Wie bei konventionellen Kraftwerken müssen die Windenergieanlagen zuerst das Präqualifikationsverfahren bestehen, damit sie an der Primär-, und Sekundärregelung teilnehmen dürfen. Zur Teilnahme an der Primärregelung müssen auch die Windenergieanlagen automatisch auf eine Frequenzabweichung reagieren und die Primärregelleistung innerhalb von 5 sec und spätestens bis 30 sec völlig aktivieren können. Zur Teilnahme an der Sekundärregelung müssen auch die Windenergieanlagen ihre Sekundärregelleistung innerhalb von 5 Minuten (300 sec) und spätestens bis 15 Minuten (900 sec) automatisch völlig aktivieren können. Um zu untersuchen, ob die Windenergieanlagen diese technischen Bedingungen erfüllen können, werden die zwei modernen Typen von Windenergieanlagen untersucht.

3.2.1 Eine Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator

3.2.1.1 Primärregelung

Um zu untersuchen, ob dieser Typ von Windenergieanlagen an der Primärregelung teilnehmen kann, wird das Modell einer WA (DAG) wie im Bild 2.11 eingesetzt. In einer Regelstrecke bei konventionellen Kraftwerken wird als Regelgröße die Drehzahl des Maschinensatzes benutzt. Die Stellgröße ist die Öffnung des Turbineneinlassventils zur Änderung der Turbinenleistung. Die Windgeschwindigkeit ist nicht für die ganze Ausschreibungsdauer der Primärregelleistung konstant. Die Schnelllaufzahl einer Windenergieanlage bzw. die Drehzahl des Generators einer Windenergieanlage ist von der Windgeschwindigkeit abhängig [Gleichungen (3.3) und (3.4)]. Daher kann die Drehzahl des Maschinensatzes nicht mehr als Regelgröße angenommen werden. In dieser Arbeit werden die Netzfrequenz am Anschlusspunkt der WA als Regelgröße und der Pitchwinkel bzw. Umstellung des Pitchwinkels zur Änderung der Turbinenleistung als Stellgröße benutzt (Bild 3.6).

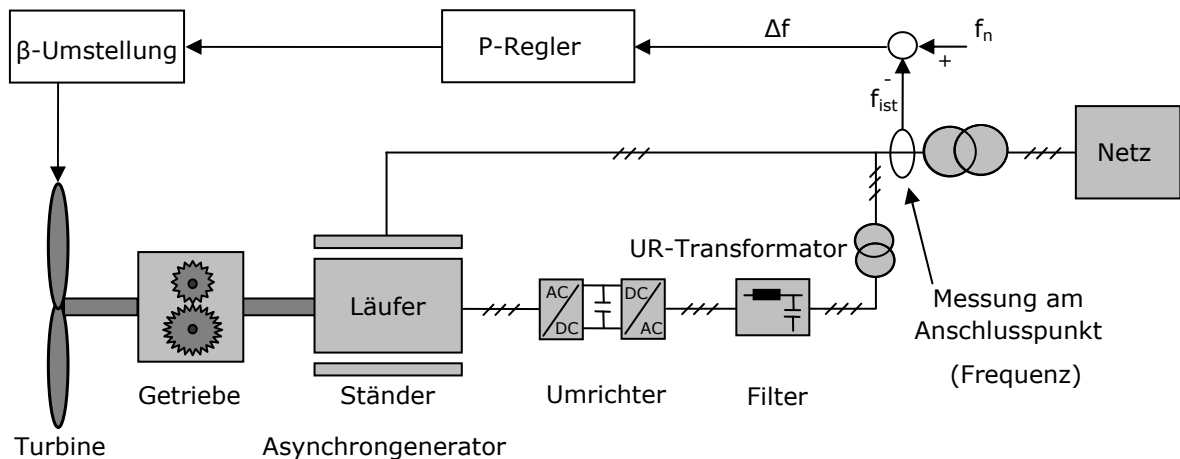


Bild 3.6: Prinzip der Primärregelung mit einer WA (DAG)

Bild 3.7 zeigt den Signalfluss zur Teilnahme einer WA (DAG) an der Primärregelung durch die β -Umstellung. Alle Signalflüsse in dieser Arbeit wurden mit dem Programm MATLAB entwickelt [53].

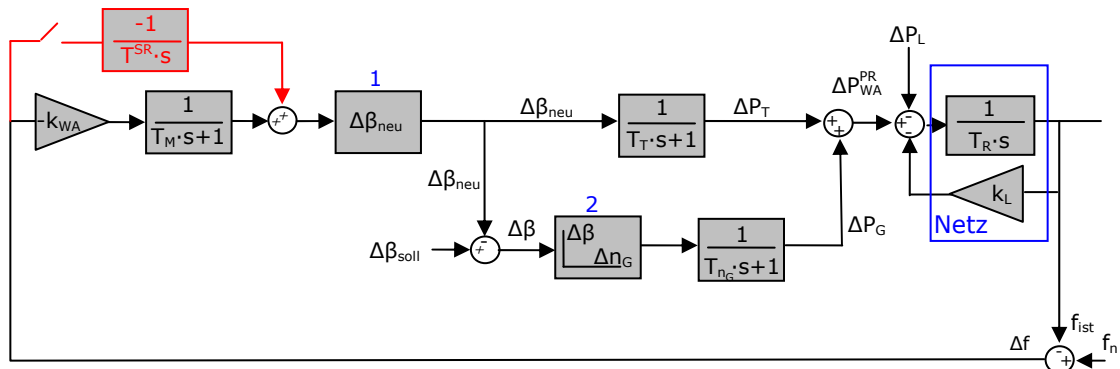


Bild 3.7: Signalflussbild zur Teilnahme einer WA (DAG) an der Primärregelung

Wenn der Lastsprung $\Delta P_L \neq 0$ ist, ist $\Delta f \neq 0$. Die abgegebene Leistung der Windenergieanlage muss gemäß ihrer Leistungszahl (k_{WA}) geändert werden. Der Primärregler ist ein Proportional-Regler. Daher ist seine Übertragungsfunktion durch einen Verstärkungsfaktor gegeben:

$$G_v(s) = -k_{WA} \quad (3.9)$$

Das Eingangssignal des Proportional-Reglers ist die Frequenzabweichung (Δf). Das Ausgangssignal ist die Primärregelleistung. Durch die Wahl des Verstärkungsfaktors des Primärreglers wird die bleibende Regelabweichung nach einer Störung festgelegt.

Das Stellglied zur β -Umstellung ist ein Motor. Die Übertragungsfunktion des Stellgliedes ist in Gleichung (3.10) gegeben:

$$G_M(s) = \frac{1}{1 + s \cdot T_M} \quad (3.10)$$

Das Eingangssignal für diese Übertragungsfunktion ist die Primärregelleistung. Das Ausgangssignal ist die notwendige Abweichung bzw. Umstellung von β von seinem aktuellen Wert. β ist nicht exakt bis zur letzten Nachkommastelle umstellbar. Der Kasten 1 ist eine Tabelle, die die möglichen Werte von β -Umstellungen enthält. Anhand der Tabelle wird ein passendes $\Delta\beta_{\text{neu}}$ generiert. Damit die Anlage die notwendige Primärregelleistung liefern kann, muss β auf $\beta + \Delta\beta_{\text{soll}}$ umgestellt werden.

Fall 1: $\Delta\beta_{\text{soll}} = \Delta\beta_{\text{neu}}$

Wenn $\Delta\beta_{\text{soll}}$ innerhalb der vorgegebenen Werte im Kasten 1 liegt, d.h. $\Delta\beta_{\text{soll}} = \Delta\beta_{\text{neu}}$ fängt das Stellglied (der Motor) an, β umzustellen. Die Anlaufzeitkonstante der Windturbine (T_T) lässt sich mit der Gleichung (3.11) berechnen [54]:

$$T_T = \frac{J \cdot \omega_T^2}{P_{\text{WA},n}} \quad (3.11)$$

Die Übertragungsfunktion der Turbine ist in (3.12) zu sehen:

$$G_T(s) = \frac{1}{1 + s \cdot T_T} \quad (3.12)$$

Das Eingangssignal ist die β -Umstellung. Das Ausgangssignal ist die Änderung der mechanischen Turbinenleistung (ΔP_T) und die Anlage liefert die notwendige Primärregelleistung.

Fall 2: $\Delta\beta_{\text{soll}} \neq \Delta\beta_{\text{neu}}$

Wenn $\Delta\beta_{\text{soll}}$ nicht innerhalb der vorgegebenen Werte im Kasten 1 liegt, wird β nicht auf $\beta + \Delta\beta_{\text{soll}}$ umgestellt sondern auf $\beta + \Delta\beta_{\text{neu}}$, wobei $\Delta\beta_{\text{neu}}$ am nächsten zu dem gesuchten $\Delta\beta_{\text{soll}}$ liegt. Die Übertragungsfunktion des Stellgliedes und der Turbine ist in Gleichungen (3.10) und (3.12) gegeben. Die Abweichung $\Delta\beta_{\text{soll}} - \Delta\beta_{\text{neu}}$ wird durch die Änderung des Schlupfs des DAG ausgeglichen. Dadurch wird die abgegebene Generatorleistung geändert. Somit ist die gesamte Änderung der abgegebenen Leistung der WA (DAG) mit der Gleichung (3.13) zu berechnen:

$$\Delta P_{WA}^{PR} = \Delta P_T + \Delta P_G \quad (3.13)$$

Der Kasten 2 ist eine Tabelle mit zwei Dimensionen. Die Tabelle enthält für jeden $\Delta\beta = \Delta\beta_{soll} - \Delta\beta_{neu}$ einen passenden Wert von Δn_G . Also der Eingangswert ist $\Delta\beta$ und der Ausgangswert ist Δn_G . Die Änderung des Schlupfs des DAG wird mit Hilfe des generatorseitigen Umrichters erfolgen. Die Übertragungsfunktion in diesem Falle ist:

$$G_{n_G}(s) = \frac{1}{1 + s \cdot T_{n_G}} \quad (3.14)$$

In diesem Falle ist das Eingangssignal die notwendige Änderung des Schlupfs (Δn_G). Das Ausgangssignal ist die notwendige Änderung der abgegebenen Leistung (ΔP_G) des DAG. Nach der Änderung des Schlupfs liefert jetzt die Anlage die notwendige Primärregelleistung.

Der Einsatz solcher Tabellen in Kasten 1 und 2 zur Beschreibung des Verhaltens einer WA ist üblich [55 - 57]. Zur Bildung dieser Tabellen musste das Modell einer WA wie im Kapitel 3.1 aufgebaut werden. Dabei ist die abgegebene Leistung einer WA in Abhängigkeit von β und n_G erläutert worden.

Wie im Bild 3.7 zu sehen, wird das Energieversorgungssystem durch die Leistungszahl der Lasten (k_L) und die Anlaufzeitkonstante rotierender Massen (T_R) im gesamten betrachteten System moduliert. T_R ist die Zeit, die die gesamten Turbosätze im betrachteten System brauchen, um vom Stillstand ohne Belastung und ohne Dämpfung auf die synchrone Drehzahl zu kommen, wenn sie mit dem Nennmoment angetrieben werden. Die Übertragungsfunktion ist in diesem Fall:

$$G_N(s) = \frac{k_L}{s \cdot T_R} \quad (3.15)$$

Zur Unterstützung der Frequenzhaltung muss diese WA gemäß ihrer Leistungszahl (k_{WA}) ihre ins Netz eingespeiste Leistung ändern können, natürlich im Gegensatz zu der Frequenzänderung:

$$\Delta P_{WA}^{PR} = -k_{WA} \cdot \Delta f_\infty \quad (3.16)$$

Da der Primärregler ein Proportional-Regler ist, ergibt sich eine stationäre Frequenzabweichung nach der Aktivierung der Primärregelung. Die stationäre Frequenzabweichung kann mit der Gleichung (3.17) berechnet werden.

$$\Delta f_{\infty} = - \frac{\Delta P_L}{k_{WA} + k_K + k_L} \quad (3.17)$$

Beispiel

Um das entwickelte Modell einer WA (DAG) zu testen, wird eine 2 MW-WA (DAG) mit den Daten in der Tabelle 3.2 untersucht. Daten des Testsystems sind in der Tabelle 3.3 zu sehen.

$v_W = v_{W,n}$	r_T	$\lambda = \lambda_n$	J	k_{WA}
10,6 m/sec	45 m	7,7 U/min	$9 \cdot 10^6 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$	2 MW/Hz

Tabelle 3.2: Daten einer 2 MW-WA (DAG)

P_L	ΔP_L	T_R	ρ	$k_L = k_K$
1,9 MW	0,05 MW	10 sec	$1,26 \text{ kg/m}^3$	0 MW/Hz

Tabelle 3.3: Daten des Testsystems

Die WA wird bei Nennwindgeschwindigkeit bis auf 1,9 MW gedrosselt $P_{WA} = 1,9 \text{ MW}$. Somit hat die Anlage 0,1 MW positive Regelleistung und die WA wird mit $\beta^{RL} = 0,6^\circ$ betrieben. Da $\Delta P_L = 0,05 \text{ MW} > 0$ ist, ist $\Delta f < 0$. Die WA muss mehr Leistung (0,05 MW) durch die Umstellung vom Pitchwinkel ins Netz einspeisen. Der Motor, der β umstellt, braucht $T_M = 0,2 \text{ sec}$ bis er sein Moment aufbaut [25]. Dann fängt dieser Motor an, β umzustellen. Aus der Gleichung (3.11) kann T_T berechnet werden, somit ergibt sich $T_T = 2,9 \text{ sec}$. Nur durch die β -Umstellung konnte die WA den gewünschten Wert (0,05 MW) nicht liefern. Daher wird der Generatorschlupf geändert. Änderung des Generatorschlupfs dauert $T_{n_g} = 0,2 \text{ sec}$ [54]. Durch die β -Umstellung (Bild 3.8a) und die Änderung des Generatorschlupfs (Bild 3.8b), kann die Änderung der abgegebenen Leistung der WA (ΔP_{WA}^{PR}) den gewünschten Wert (0,05 MW) erreichen (Bild 3.8c) und die Primärregelleistung dieser WA wird in fast 15 sec aktiviert. Somit hat diese WA die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Primärregelung erfüllt und das Präqualifikationsverfahren bestanden. Daher kann diese Windenergieanlage an der Primärregelung teilnehmen. Die stationäre Frequenzabweichung (Δf_{∞}) nach der Aktivierung der Primärregelung ist im Bild 3.8d zu sehen.

Bei negativem Lastsprung $\Delta P_L = -0,05$ MW wird die Anlage ähnliches Verhalten aufweisen und weniger Leistung ins Netz einspeisen.

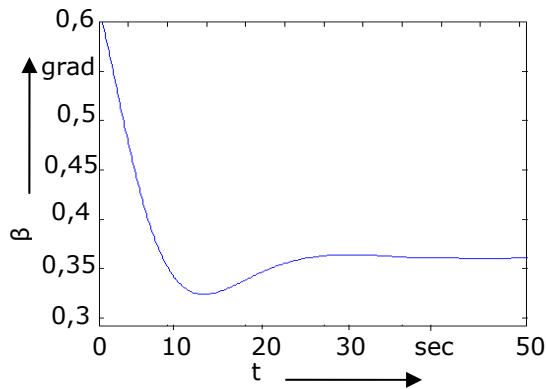


Bild 3.8a

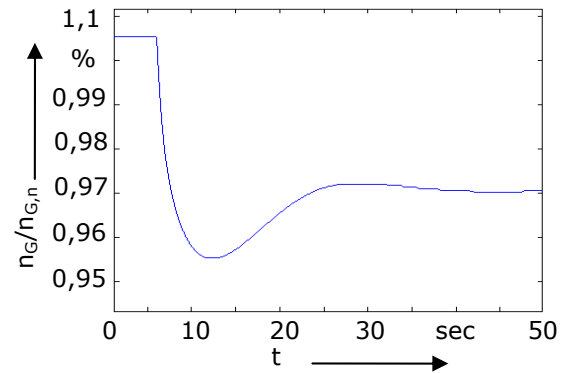


Bild 3.8b

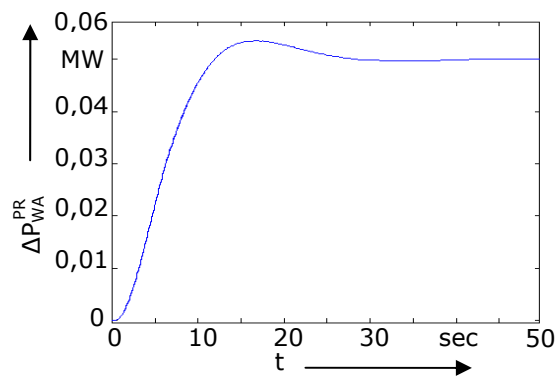


Bild 3.8c

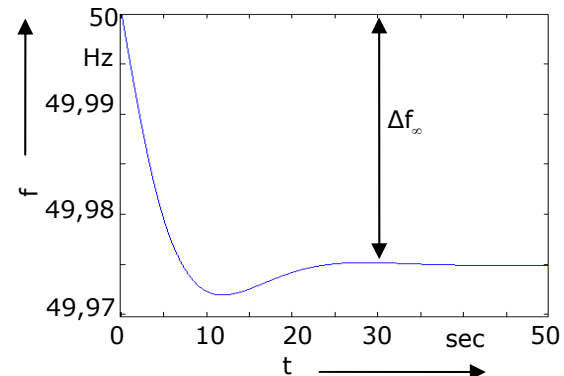


Bild 3.8d

Bild 3.8a-d: Test möglicher Teilnahme einer 2MW-WA (DAG) an der Primärregelung

3.2.1.2 Sekundärregelung

Um die stationäre Frequenzabweichung auszuregeln, muss die Sekundärregelung aktiviert werden. Die Regelgröße ist die Netzfrequenz und die ausgetauschte Leistung zwischen der betroffenen Regelzone und den anderen Regelzonen (hier werden beide durch einen Δf Wert dargestellt, Bild 3.9). Hier wird die Frequenz an der Netzleitstelle gemessen. Die Stellgröße ist die notwendige Änderung der Nennfrequenz ausgewählter Windenergieanlagen.

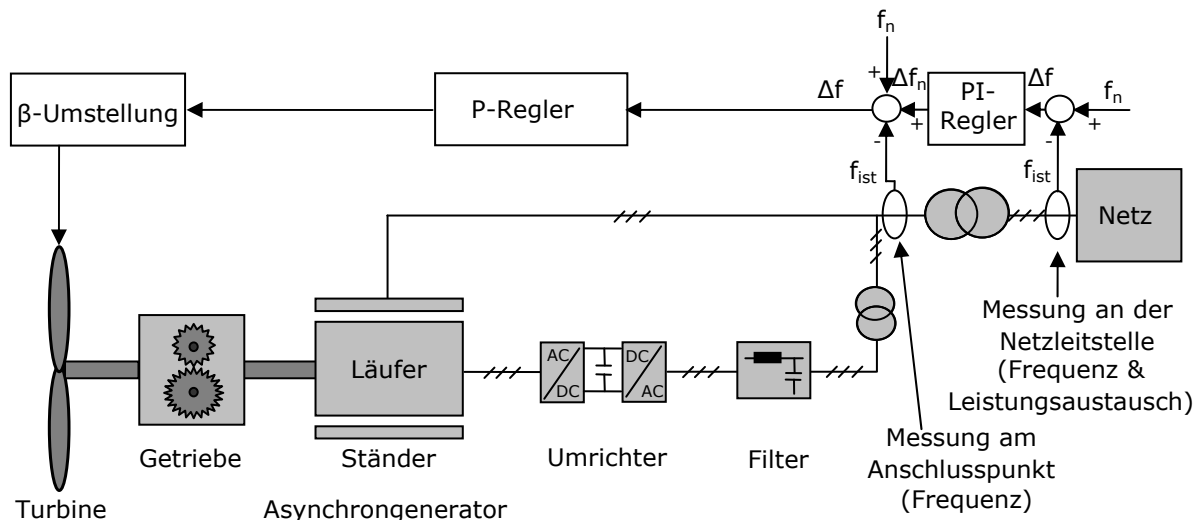


Bild 3.9: Prinzip der Primär- und Sekundärregelung mit einer WA (DAG)

Das Umlegen des Schalters im Bild 3.7 ermöglicht, die Windenergieanlage an der Sekundärregelung zu beteiligen. Dadurch muss die Frequenzabweichung ausgeregelt werden, weil der Sekundärregler ein Proportional-Integral-Regler ist. T^{SR} ist die Zeitkonstante für die Sekundärregelung und liegt bei 100 sec. Diese Zeitkonstante wird so groß gewählt, damit die Sekundärregelung langsam wirkt und die Lieferung der Sekundärregelleistung nicht zu Frequenzschwankungen führt. Damit die Windenergieanlagen mit DAG an der Sekundärregelung teilnehmen können, muss die Frequenz spätestens innerhalb von 900 sec auf ihren Nennwert zurückgeführt werden.

Beispiel

Um das entwickelte Modell aus Sicht der Teilnahme an der Sekundärregelung zu testen, wird die gleiche 2 MW-WA (DAG) mit den gleichen Daten in Tabellen 3.2 und 3.3 untersucht. Diese WA muss an der Primär- und Sekundärregelung teilnehmen. Bild 3.10 zeigt, dass nach der Störung des Gleichgewichtes zuerst die Primärregelung wirkt, so ergibt sich eine stationäre Frequenzabweichung (Δf_{∞}). Um Δf_{∞} auszuregeln, wird die Sekundärregelung aktiviert. Die Aktivierung der Sekundärregelung erfolgt mit Zeitverzögerung. Das Ziel dieser Zeitverzögerung ist die Vermeidung der Aktivierung der Sekundärregelung bei Frequenzabweichungen, die nur sehr kurze Zeit dauern. Nach dem Einsatz der Sekundärregelung wird die Frequenz auf ihren Nennwert innerhalb von 900 sec zurückgeführt. Somit hat diese Anlage die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Sekundärregelung erfüllt.

Bei negativem Lastsprung wird die Anlage ähnliches Verhalten aufweisen und weniger Leistung ins Netz einspeisen.

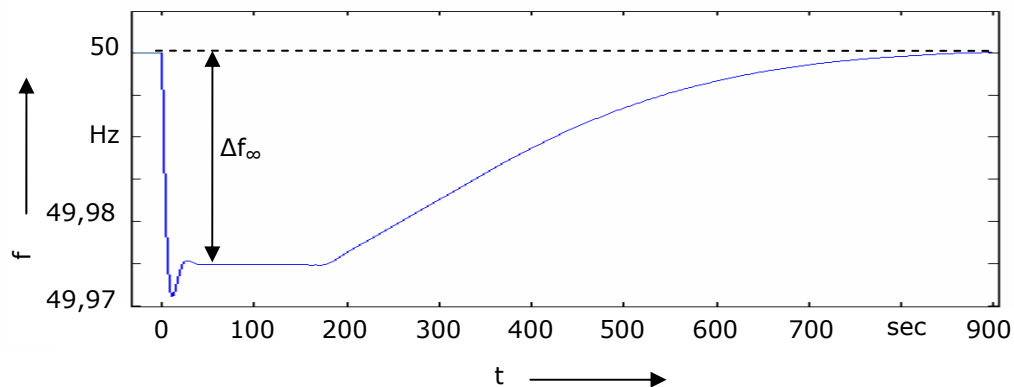


Bild 3.10: Frequenzverlauf bei Teilnahme einer 2 MW-WA (DAG) an der PR & SR

3.2.2 Eine Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter

3.2.2.1 Primärregelung

Die Änderung der Drehzahl des Synchrongenerators erfolgt durch die Änderung der in den Generator eingespeisten mechanischen Leistung. Die Änderung der mechanischen Leistung kann durch die Änderung der Schnelllaufzahl erfolgen. Hier ist auch die Schnelllaufzahl von der Windgeschwindigkeit abhängig [Gleichungen (3.3) und (3.4)]. Daher wird die Änderung der abgegebenen Leistung der WA durch β -Umstellung eingesetzt. Die Regel- und Stellgröße sind hier die gleichen, wie bei einer WA (DAG) (Bild 3.11). Um zu untersuchen, ob dieser Typ von Windenergieanlagen an der Primärregelung teilnehmen kann, wird das Modell einer WA (SGU) wie im Bild 2.12 eingesetzt.

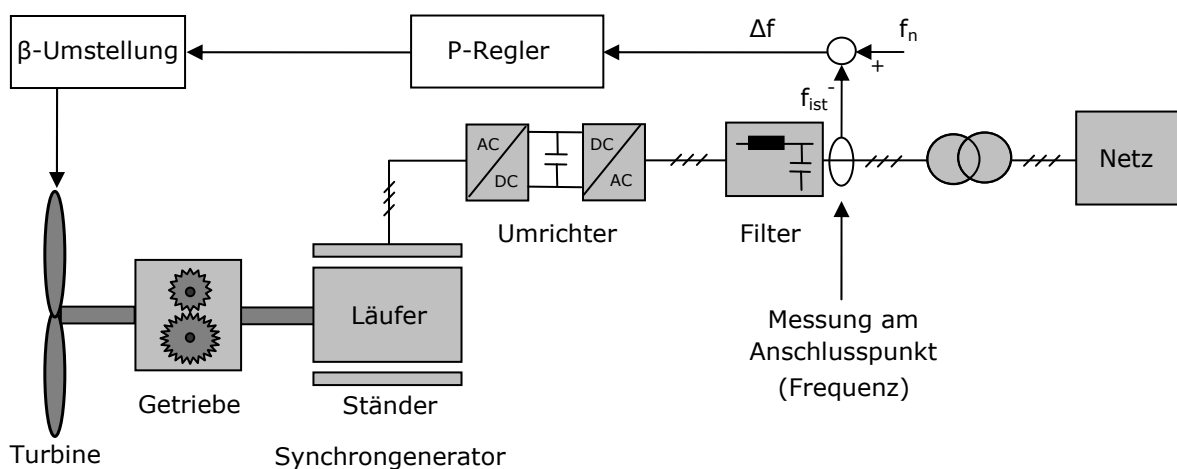


Bild 3.11: Prinzip der Primärregelung mit einer WA (SGU)

Auch muss hier geprüft werden, ob die Anlage ihre Primärregelleistung innerhalb von 5 sec und spätestens bis 30 sec liefern kann. Die Gleichungen (3.16) und (3.17) sind auch hier gültig. Da der Synchrongenerator keinen Schlupf hat, sieht der Regelkreis einer WA (SGU) einfacher aus, als der Regelkreis einer WA (DAG) (Bild 3.12). Die Beschreibung des Signalfusses für die β -Umstellung in Bildern 3.7 und 3.12 ist identisch.

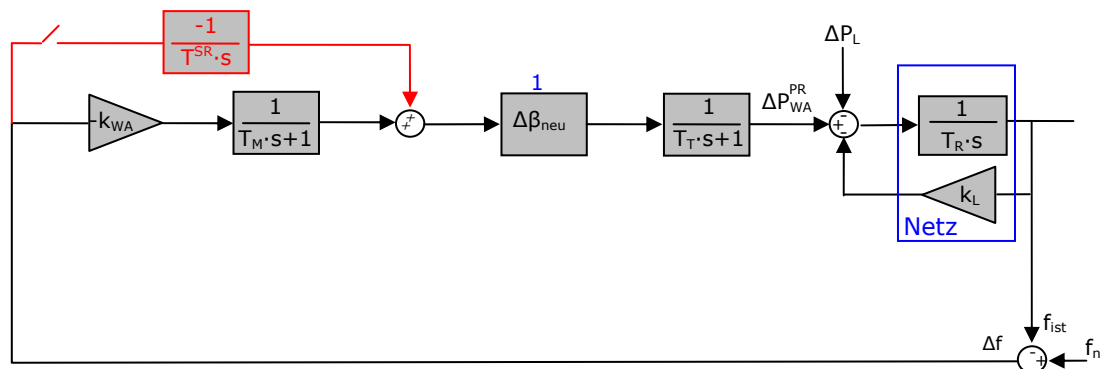


Bild 3.12: Signalfussbild zur Teilnahme einer WA (SGU) an der Primärregelung

Beispiel

Um das entwickelte Modell einer WA (SGU) zu testen, wird eine 2 MW-WA (SGU) mit den gleichen Daten wie in den Tabellen 3.2 und 3.3 untersucht. Die WA wird bei Nennwindgeschwindigkeit bis auf 1,9 MW gedrosselt. Die Last beträgt $P_L = 1,9$ MW. Somit hat die Anlage 0,1 MW positive Regelleistung und die WA wird mit $\beta^{RL} = 0,6^\circ$ betrieben. Nach der Störung des Gleichgewichtes durch ΔP_L weicht die Frequenz von ihrem Nennwert ab. Da $\Delta P_L > 0$ ist, ist $\Delta f < 0$. Durch die β -Umstellung (Bild 3.13a) kann die WA auf die Frequenzabweichung reagieren. Die Primärregelleistung dieser WA wird in fast 15 sec aktiviert (Bild 3.13b). Somit hat diese Windenergieanlage die technische Bedingungen zur Teilnahme an der Primärregelung erfüllt und das Präqualifikationsverfahren bestanden. Der Primärregler ist ein Proportional-Regler. Daher ergibt sich eine stationäre Frequenzabweichung (Δf_∞) nach der Aktivierung der Primärregelung (Bild 3.13c).

Bei negativem Lastsprung wird die Anlage ähnliches Verhalten aufweisen und weniger Leistung ins Netz einspeisen.

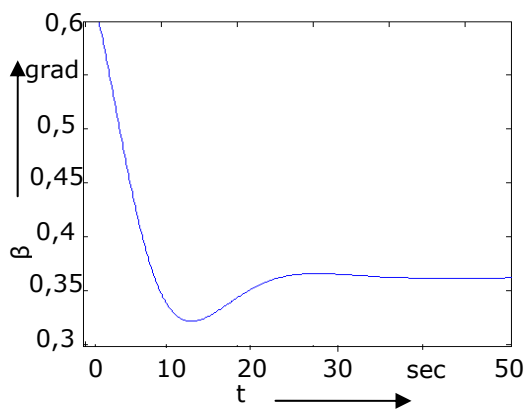


Bild 3.13a

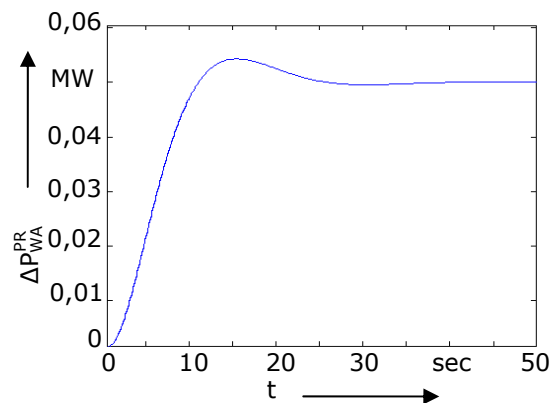


Bild 3.13b

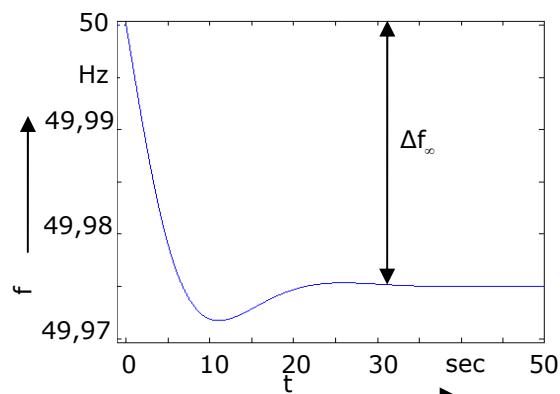


Bild 3.13c

Bild 3.13a-c: Test möglicher Teilnahme einer 2 MW-WA (SGU) an der Primärregelung

3.2.2.2 Sekundärregelung

Um die stationäre Frequenzabweichung auszuregeln, muss die Sekundärregelung aktiviert werden. Die Regel- und Stellgrößen sind die gleichen wie bei einer WA (DAG) (Bild 3.14). Das Umlegen des Schalters im Bild 3.12 ermöglicht der Windenergieanlage, an der Sekundärregelung teilzunehmen. Der Sekundärregler ist ein Proportional-Integral-Regler. Daher wird die Frequenzabweichung ausgeregelt. Auch hier muss die Frequenz innerhalb von 900 sec auf ihren Nennwert zurückgeführt werden.

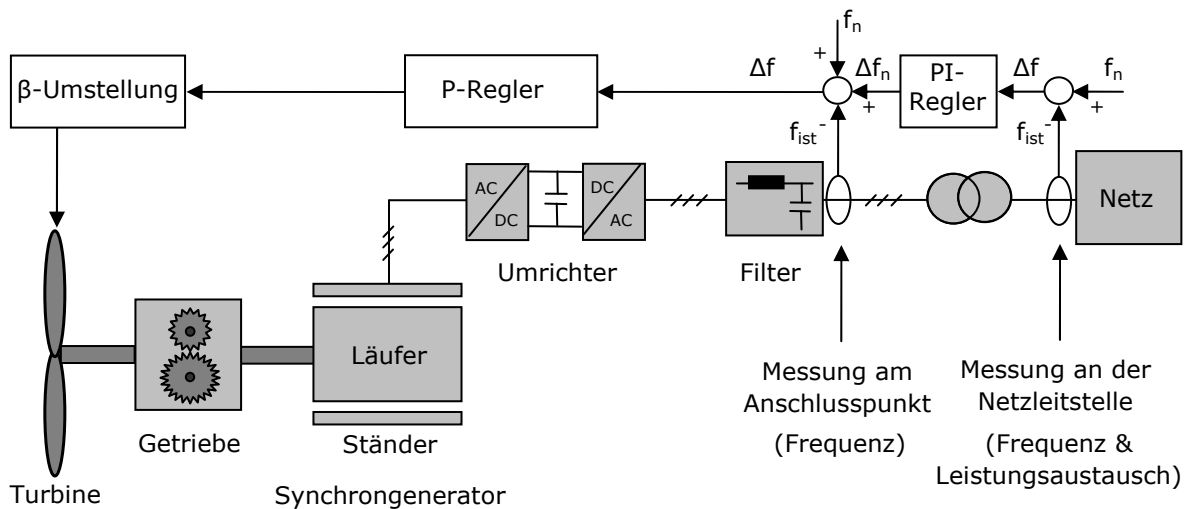


Bild 3.14: Prinzip der Primär- und Sekundärregelung mit einer WA (SGU)

Beispiel

Um das entwickelte Modell aus Sicht der Teilnahme an der Sekundärregelung zu testen, wird die gleiche 2 MW-WA (SGU) mit den gleichen Daten in Tabellen 3.2 und 3.3 untersucht. Diese WA muss an der Primär-, und Sekundärregelung teilnehmen. Bild 3.15 zeigt, dass nach der Störung des Gleichgewichtes zuerst die Primärregelung wirkt, so ergibt sich eine stationäre Frequenzabweichung (Δf_∞). Nach einiger Zeit wird die Sekundärregelung aktiviert. Da der ausgeführte Regler ein Proportional-Integral-Regler ist, wird die stationäre Frequenzabweichung ausgeregelt. Die Frequenz wird auf ihren Nennwert innerhalb von 900 sec zurückgesetzt. Somit hat die Anlage die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Sekundärregelung erfüllt.

Bei negativem Lastsprung weist die Anlage ähnliches Verhalten auf und speist weniger Leistung ins Netz ein.

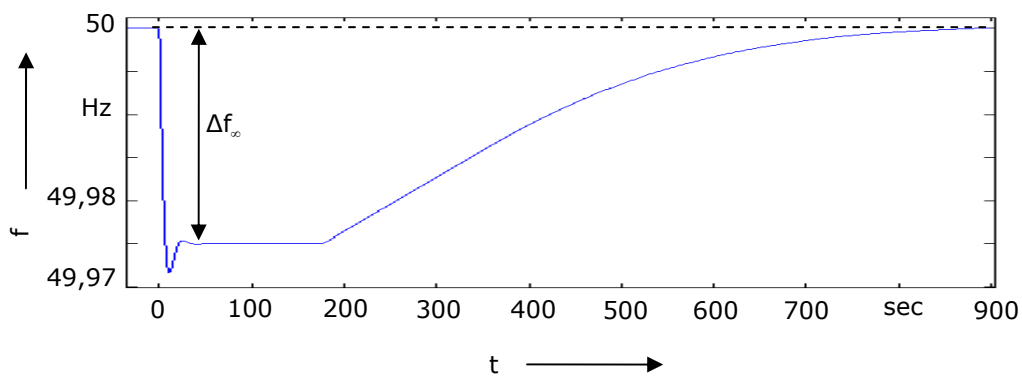


Bild 3.15: Frequenzverlauf bei Teilnahme einer 2MW-WA (SGU) an der Primär- und Sekundärregelung

3.3 Teilnahme eines Windparks an der Primär- und Sekundärregelung

Die Windenergieanlagen werden in Windparks ans Netz angeschlossen. Daher ist es notwendig zu untersuchen, ob die Windparks ähnliches Verhalten wie die konventionellen Kraftwerke aufweisen und die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Primär- und Sekundärregelung erfüllen können bzw. das Präqualifikationsverfahren bestehen können. Ein Windpark besteht aus μ_{WA} Windenergieanlagen. Dieser Windpark hat ein erfolgreiches Angebot zur Teilnahme an der Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelung auf dem Regelleistungsmarkt angeboten (Siehe Kapitel 2.3.1). Alle Windenergieanlagen in diesem Windpark nehmen an der Primärregelung teil ($\mu_{WA}^{PR} = \mu_{WA}$). Darunter nehmen μ_{WA}^{PR+SR} Windenergieanlagen auch an der Sekundärregelung teil, d.h. diese Windenergieanlagen nehmen sowohl an der Primärregelung als auch an der Sekundärregelung teil.

Mit dieser Annahme und wenn das Gleichgewicht gestört wird ($\Delta f \neq 0$), müssen alle Windenergieanlagen des Windparks an der Primärregelung teilnehmen und ihre abgegebenen Leistungen ändern. In diesem Fall gilt:

$$\Delta P_{WP}^{PR} = \sum_{i=1}^{\mu_{WA}^{PR}} \Delta P_{WAI}^{PR} = -\left(\sum_{i=1}^{\mu_{WA}^{PR}} k_{WAI}\right) \cdot \Delta f_{\infty} \quad (3.18)$$

$$\Delta f_{\infty} = -\frac{\Delta P_L}{\sum_{i=1}^{\mu_{WA}^{PR}} k_{WAI} + k_K + k_L} \quad (3.19)$$

Um die stationäre Frequenzabweichung in Gleichung (3.19) auszugleichen und die Frequenz auf ihren Nennwert zurückzusetzen, muss die Sekundärregelung eingesetzt werden. Um zu untersuchen, ob die Windparks dieses Verhalten aufweisen können und ihre abgegebene Leistung zur Teilnahme an der Primär- und Sekundärregelung innerhalb der zulässigen Zeiten ändern können, werden die Modelle in Bildern 2.11, 3.7 und 2.12, 3.12 auf zwei Windparks erweitert. Der erste Windpark wird mit Doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren und der zweite mit Synchrongeneratoren und Vollumrichtern ausgeführt.

Beispiel 1: ein Windpark mit Doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren

Ein Windpark, der drei Windenergieanlagen hat, wird simuliert. Alle drei Windenergieanlagen nehmen an der Primärregelung teil, d.h. $\mu_{WA}^{PR} = 3$. Nur eine von ihnen nimmt sowohl an der Primärregelung, als auch an der Sekundärregelung teil, d.h. $\mu_{WA}^{PR+SR} = 1$. Für diese Simulation sind die Daten in der Tabelle 3.4 benutzt.

P_L	ΔP_L	$P_{WP,n}$	P_{WP}	$k_L = k_K$	k_{WA}
5,7 MW	0,1 MW	6 MW	5,7 MW	0 MW/Hz	1 MW/Hz

Tabelle 3.4: Daten des getesteten System

r_T , λ , λ_n , J , ρ , T_R haben die gleichen Werte, wie in den Tabellen 3.2 und 3.3. Die Nennleistung jeder WA beträgt 2 MW. Bei Nennwindgeschwindigkeit und um positive Regelleistung bereitzustellen wird jede Windenergieanlage bis auf 1,9 MW gedrosselt. Für jede Anlage gilt: $\beta^{RL} = 0,6^\circ$. Nach der Störung des Gleichgewichtes wirkt zuerst die Primärregelung. Die drei Windenergieanlagen übernehmen die Primärregelung. Die Änderung der abgegebenen Leistung einer Windenergieanlage, die nur an der Primärregelung teilnimmt, ist im Bild 3.16a zu sehen. Jede Anlage hat ihre abgegebene Leistung und somit der ganze Windpark innerhalb von etwa 15 sec ändern können und bleibt für 900 sec erhalten (so lange der Wind weht). Nach dem Einsatz der Primärregelung ergibt sich eine stationäre Frequenzabweichung (Δf_∞) (Bild 3.16b). Um diese stationäre Frequenzabweichung auszuregulieren, wird die Sekundärregelung aktiviert. Wie geplant wird nur eine WA die Sekundärregelung übernehmen (Bild 3.16c) (diese Anlage hat auch Primärregelleistung geliefert). Im Bild 3.16c ist zu sehen, dass die Sekundärregelleistung innerhalb der geforderten 900 sec aktiviert wird. Nach der Aktivierung der Sekundärregelung wird die Änderung der abgegebenen Leistung der Windenergieanlagen, die nur an der Primärregelung teilnehmen, wieder auf null gestellt, d.h. die Sekundärregelung hat die Primärregelung abgelöst (Bild 3.16a). Nach der Aktivierung der Sekundärregelung wird die Frequenz auf ihren Nennwert zurückgesetzt (Bild 3.16d). Somit hat dieser Windpark die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Primär- und Sekundärregelung erfüllt und das Präqualifikationsverfahren bestanden.

Bei negativem Lastsprung weist der Windpark ähnliches Verhalten auf und speist weniger Leistung ins Netz ein.

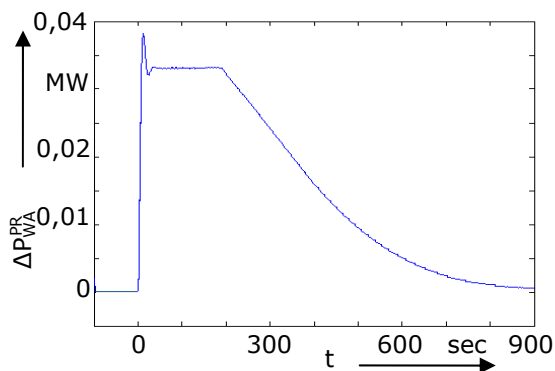


Bild 3.16a

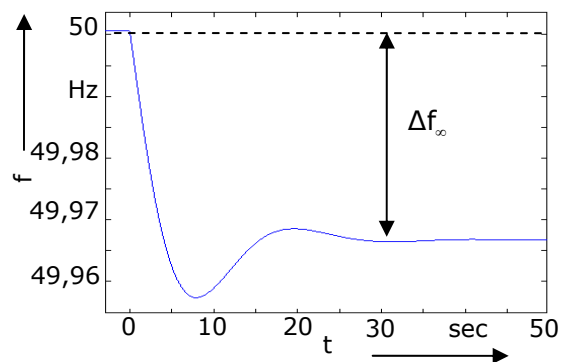


Bild 3.16b

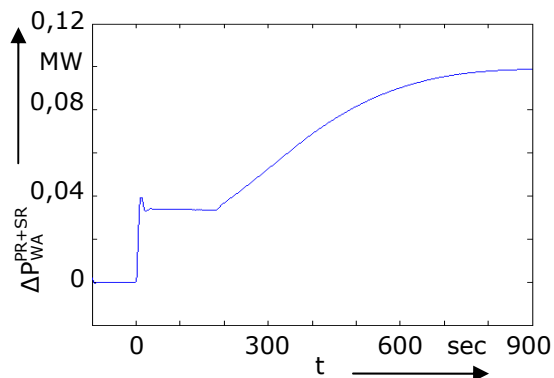


Bild 3.16c

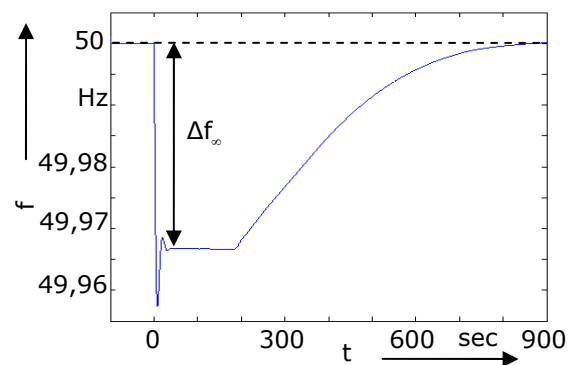


Bild 3.16d

Bild 3.16a-d: Test möglicher Teilnahme eines mit DAG ausgeführten Windparks an Primär- und Sekundärregelung

Beispiel 2: ein Windpark mit Synchrongeneratoren und Vollumrichter

Auf die gleichen Ergebnisse kommt man, wenn die drei Windenergieanlagen des Windparks nur mit SGU statt DAG ausgeführt sind. Die Änderung der abgegebenen Leistung einer Windenergieanlage, die nur an der Primärregelung teilnimmt, wird im Bild 3.17a dargestellt. Die Anlage schafft es, die Primärregelleistung innerhalb von etwa 15 sec abzugeben und für 900 sec erhalten zu bleiben. Bild 3.17b zeigt der Frequenzverlauf nach der Aktivierung der Primärregelung. Bild 3.17c zeigt die Änderung der abgegebenen Leistung einer Windenergieanlage, die an der Primärregelung teilnimmt und die Sekundärregelung danach alleine übernimmt. Diese Anlage hat es geschafft, ihre Primärregelleistung innerhalb von 15 sec und ihre Sekundärregelleistung innerhalb von 900 sec abzugeben. Dadurch hat die Sekundärregelung die Primärregelung ablösen können. Nach der Aktivierung der Sekundärregelung konnte die Frequenz auf ihren Nennwert zurückgesetzt werden (Bild 3.17d) und somit kann dieser Windpark an der Primär- und Sekundärregelung teilnehmen und das Präqualifikationsverfahren bestehen.

Bei negativem Lastsprung wird der Windpark ähnliches Verhalten aufweisen und weniger Leistung ins Netz einspeisen

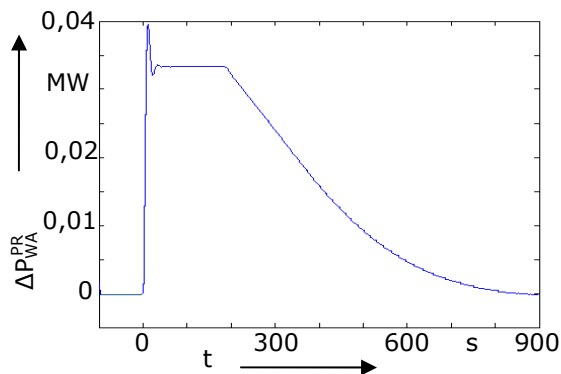


Bild 3.17a

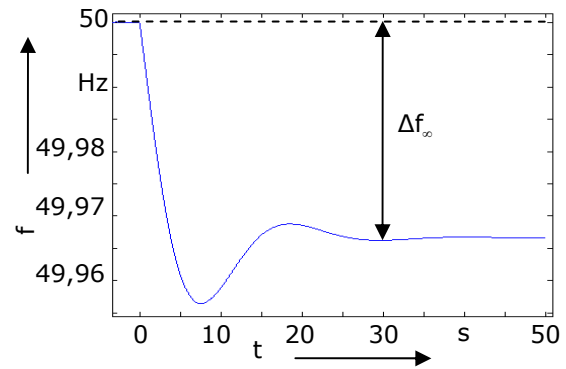


Bild 3.17b

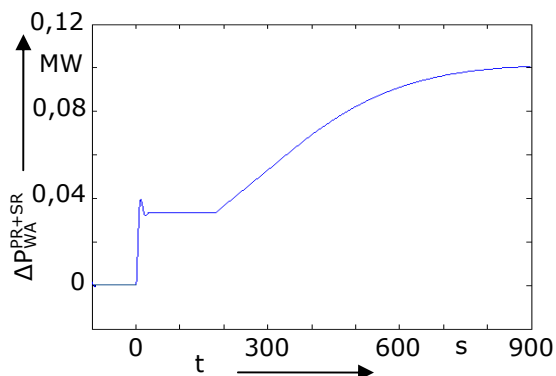


Bild 3.17c

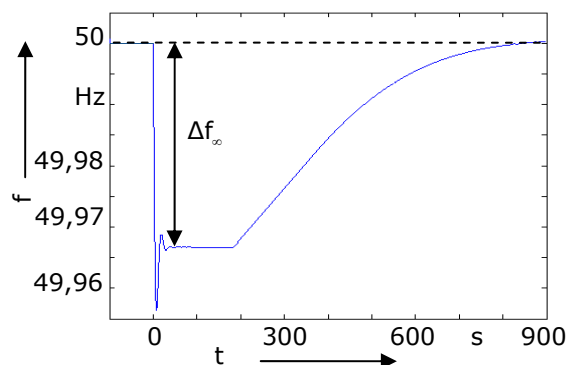


Bild 3.17d

Bild 3.17a-d: Test möglicher Teilnahme eines mit SGU ausgeführten Windparks an Primär- und Sekundärregelung

3.4 Teilnahme von Windenergieanlagen an der Minutenreserve

Die Änderung der abgegebenen Leistung einer Windenergieanlage zur Teilnahme an der Minutenreserve erfolgt manuell. Bild 3.18 zeigt verschiedene Leistungskennlinien einer WA für verschiedene β . Die WA wird zuerst mit β_1 betrieben (die rote Linie). Zur Bereitstellung der positiven Minutenreserveleistung kann diese WA durch β -Umstellung z.B. mit β_2 betrieben werden (grüne Linie). Somit wird die Anlage gedrosselt. Zur Lieferung der positiven Minutenreserveleistung wird die Anlage z.B. wieder mit β_1 betrieben. Zur Bereitstellung der negativen Minutenreserveleistung kann die Anlage mit β_1 betrieben werden. Nur zur Lieferung der negativen Minutenreserveleistung wird die Anlage gedrosselt und z.B. mit β_2 . oder β_3 betrieben. Im Gegensatz zu einem

konventionellen Kraftwerk kann eine WA nicht nur bis auf 40 % ihrer Nennleistung sondern bis sehr niedrigere Werte gedrosselt werden. Dadurch kann eine WA beliebige Regelleistung bereitstellen. Die Zeit, zu der eine WA ihre abgegebene Leistung ändern muss, um positive oder negative Minutenreserveleistung zu liefern, kann natürlich manuell eingestellt werden, so dass die Windenergieanlage innerhalb einer bestimmten Zeit z.B. 900 sec oder weniger ihre Minutenreserveleistung liefert.

Alle WA müssen über Signalleitungen mit einem Steuerraum des Windparks verbunden werden. Der Befehl zur Änderung der abgegebenen Leistung der Windenergieanlagen, um die Minutenreserveleistung zu liefern, erfolgt manuell. Als Ergebnis zeigen diese Untersuchungen, dass über die β -Umstellung sich die Windenergieanlagen an der Bereitstellung beliebiger positiver bzw. negativer Minutenreserveleistung beteiligen können.

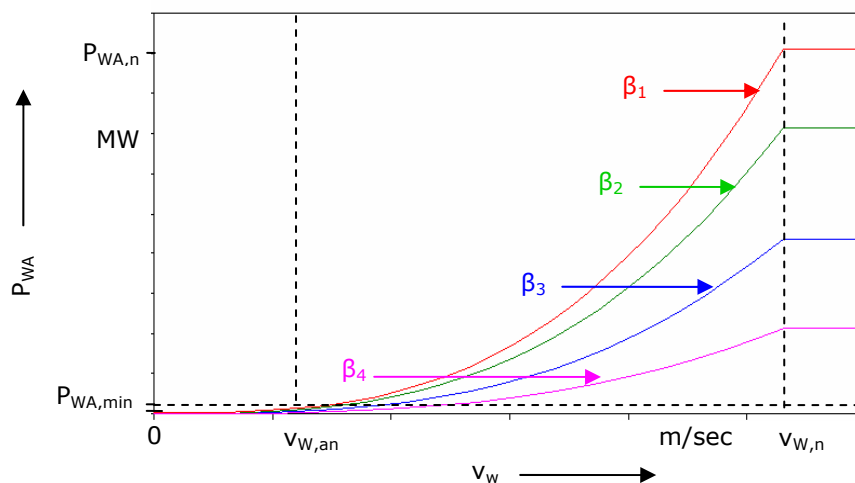


Bild 3.18: Bereitstellung der Minutenreserve durch eine Windenergieanlage

3.5 Mögliche angebotene Regelleistung aus Windenergieanlagen

Die Primär- und Sekundärregelleistung werden momentan für einen Monat ausgeschrieben. Da die Windgeschwindigkeit für einen Monat nicht prognostizierbar ist, kann der Windenergieanlagenbetreiber bis jetzt kein Angebot zur Teilnahme an der Primär- und Sekundärregelung machen. Daher wird in dieser Arbeit angenommen, dass die Ausschreibung der Primär- und Sekundärregelleistung für einen Tag erfolgt, wie bei der Minutenreserveleistung. Die Windgeschwindigkeit ist an einem Tag nicht

konstant. Um festzulegen, wie viel positive bzw. negative Primär- und Sekundärregelleistung die Windenergieanlagen an einem betrachteten Tag bereitstellen können, muss zuerst die Windganglinie prognostiziert werden (z.B. Bild 3.19). Danach müssen die darauf folgenden eingespeisten Leistungen aus den Windenergieanlagen für diese Windgeschwindigkeiten berechnet werden (Bild 3.20). Die minimale eingespeiste Leistung aus den Windenergieanlagen an dem betrachteten Tag ($P_{WA,min}^{Tag}$) minus der Mindestleistungsabgabe aus Windenergieanlagen ($P_{WA,min}$) (die Mindestleistungsabgabe ist die Leistung, zu der die Windenergieanlagen gedrosselt werden können) kann als positive bzw. negative Regelleistung betrachtet werden. Taucht bei dem betrachteten Tag Windstille für einen oder mehrere Zeitintervalle $P_{WA,min}^{Tag} = 0$ auf, dürfen die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelleistung nicht mehr teilnehmen, weil die Regelleistung für die ganze Ausschreibungsdauer (für einen Tag) verfügbar sein muss.

Die gleiche Annahme gilt zur Festlegung der Minutenreserveleistung, die die Windenergieanlagen bereitstellen können. Da die Minutenreserve für einen Tag mit Vier-Stundenraster ausgeschrieben wird, kann der Windenergieanlagenbetreiber schon ein Angebot zur Teilnahme an der Bereitstellung der Minutenreserveleistung machen, wenn es für mindestens vier Stunden keine Windstille gibt.

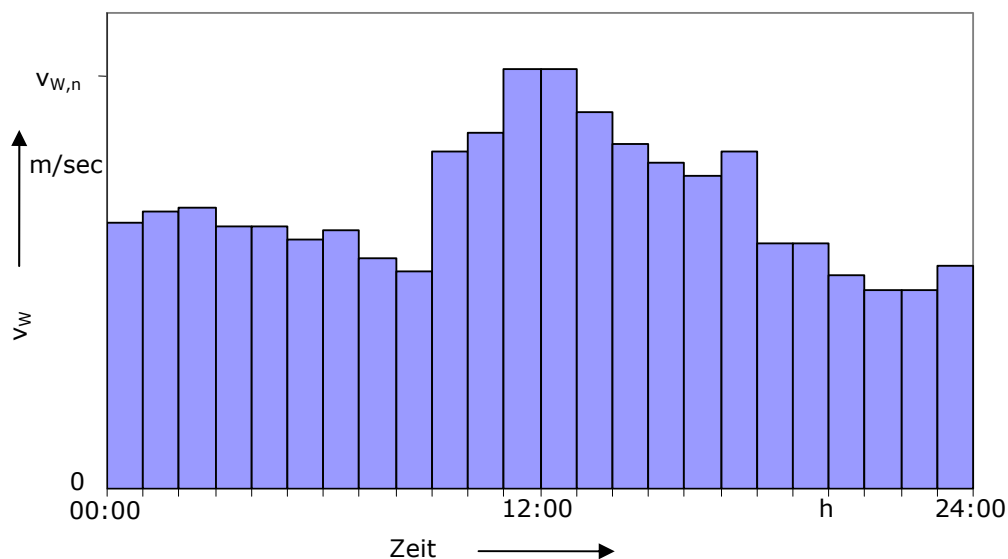


Bild 3.19: Beispiel-Windganglinie für einen Tag im Stundenraster

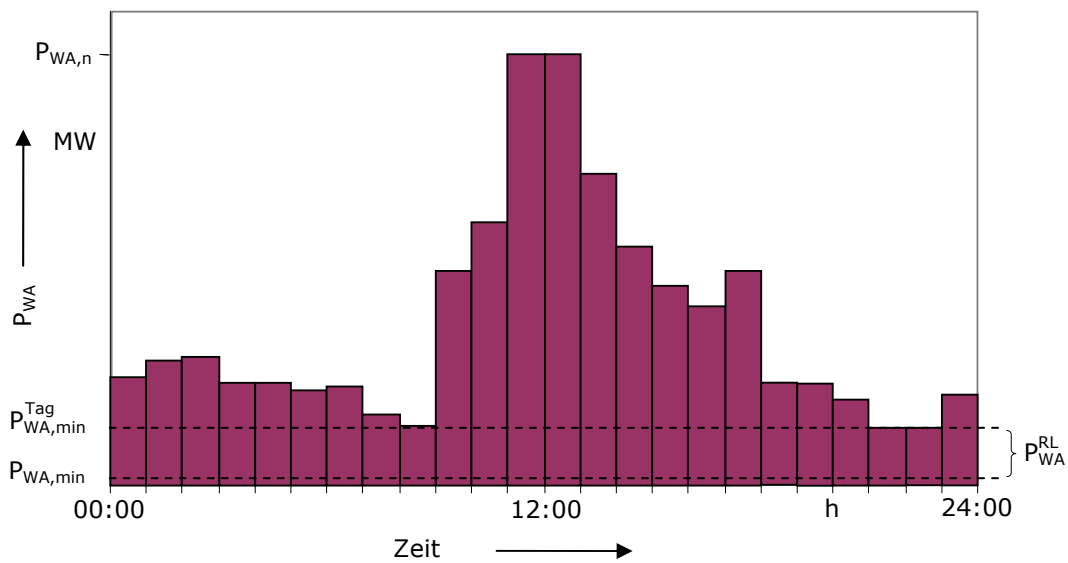


Bild 3.20: Festlegung der durch die Windenergieanlagen möglichen bereitgestellten Primär- und Sekundärregelleistung

3.6 Fazit

Die beiden Typen von Windenergieanlagen, Windenergieanlagen mit Doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren oder mit Synchrongeneratoren und Vollumrichtern, können in Einzelnen und in Windparks die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve erfüllen und das Präqualifikationsverfahren bestehen. Die Windenergieanlagen zeigen ähnliches Verhalten wie die konventionellen Kraftwerken. Daher können sie einen Beitrag zur Unterstützung der Frequenzhaltung leisten. Somit ist der Windenergieanlagenbetreiber in der Lage, ein Angebot zur Teilnahme an der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve zu machen. Außerdem dürfen auch die Windenergieanlagenbetreiber ein Gemeinschaftsangebot bilden, um die mindest vorhaltende Leistung zur Teilnahme an der Primärregelung (± 5 MW), Sekundärregelung (± 10 MW) und Minutenreserve (± 15 MW) zu erreichen. Welche wirtschaftlichen Vorteile die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Unterstützung der Frequenzhaltung bringen kann, ist noch im weiteren Verlauf dieser Arbeit zu diskutieren.

4 Unterstützung der Spannungshaltung

In dem neu entwickelten Konzept zur Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen wird nicht nur die Frequenzhaltung sondern auch die Spannungshaltung betrachtet. Zu diesem Zweck wird im nächsten Schritt untersucht, in wie weit die Windenergieanlagen fähig sind, Blindleistung zu liefern, um die Spannungshaltung zu unterstützen.

4.1 Eine Windenergieanlage mit Doppelt-gespeistem Asynchrongenerator

Im Allgemeinen benötigt ein Asynchrongenerator induktive Blindleistung zum Aufbau seines magnetischen Drehfeldes. Diese Blindleistung kann dem Netz oder passenden Kompensationselementen (Kondensatorbatterien) entnommen werden [58, 59]. Bild 4.1 zeigt das Ersatzschaltbild eines Asynchrongenerators.

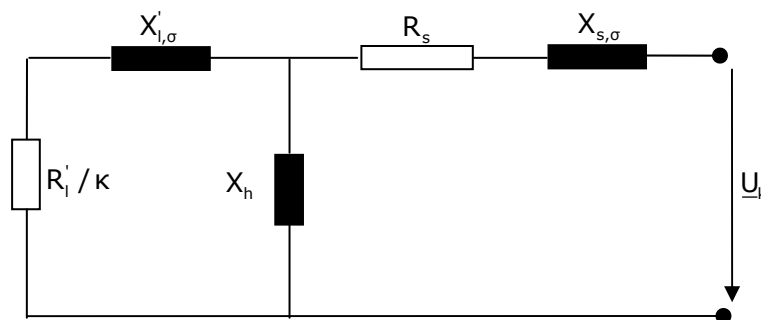


Bild 4.1: Einphasiges Ersatzschaltbild eines Asynchrongenerators

$$\text{Mit} \quad X_s = X_{s,\sigma} + X_h \quad (4.1)$$

$$X_l' = X_{l,\sigma} + X_h \quad (4.2)$$

Die an den Klemmen des Ersatzschaltbildes gemessenen Größen Wirkwiderstand (R_{AG}) und Reaktanz (X_{AG}) lassen sich mit folgenden Gleichungen berechnen:

$$R_{AG} = R_s + \frac{R_l'}{k} \cdot \frac{X_h^2}{(R_l' / k)^2 + X_l'^2} \quad (4.3)$$

$$X_{AG} = X_s - X_l' \cdot \frac{X_h^2}{(R_l' / k)^2 + X_l'^2} \quad (4.4)$$

$$Z_{AG} = \sqrt{R_{AG}^2 + X_{AG}^2} \quad (4.5)$$

Die ins Netz eingespeiste Wirk- und Blindleistung kann folgendermaßen berechnet werden:

$$P_G = U_k^2 \cdot R_{AG} / Z_{AG}^2 \quad (4.6)$$

$$Q_G = U_k^2 \cdot X_{AG} / Z_{AG}^2 \quad (4.7)$$

Bei einem DAG ist der Läufer des Asynchrongenerators über Umrichter ans Netz angeschlossen. Für Windenergieanlagen werden diese Umrichter (UR) mit Spannungswiderrand eingesetzt. Als Bauelemente werden meist isolierte Bipolartransistoren (IGBT) als selbstgeführte Umrichter benutzt. Bei Übersynchronbetrieb arbeitet der läuferseitige Umrichter im Gleichrichterbetrieb (GR) und der netzseitige Umrichter im Wechselrichterbetrieb (WR). Bei Untersynchronbetrieb ist ein umgekehrter Leistungsfluss möglich und die Umrichter wechseln ihre Betriebsarten. In den beiden Fällen ermöglicht die gesteuerte Taktung des Wechselrichters die Steuerung der Phasenverschiebung zwischen dem gelieferten Strom und der Ausgangsspannung des Wechselrichters [60 - 62]. Dadurch kann die aus dem Wechselrichter entnommene Blind- und Wirkleistung unabhängig voneinander gesteuert werden. Der Filter eines Umrichters besteht aus Kapazitäten und Induktivitäten. Der Filter wird momentan benutzt, um die unerwünschten Oberschwingungen zu unterdrücken und nicht um bestimmte bzw. gewünschte Blindleistung zu liefern. Die Kapazitäten und Induktivitäten des Filters können aber als Blindleistungskompensationselemente wirken, wenn sie auch gesteuert werden und die gewünschte Blindleistung im Rahmen ihrer Möglichkeiten liefern. Somit erfolgt eine zusätzliche Blindleistungslieferung aus dem Filter [63]. Auf Grund der möglichen Blindleistungslieferung aus dem Umrichter und Filter kann die Gleichung (4.7) bei einem DAG so modifiziert werden:

$$Q_G = U_k^2 \cdot X_{AG} / Z_{AG}^2 + Q_{UR} + Q_F \quad (4.8)$$

Induktive Blindleistungseinspeisung

Bild 4.2 zeigt mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines DAG im Untersynchronbetrieb. Der läuferseitige Umrichter wird im Wechselrichterbetrieb eingesetzt und liefert induktive Blindleistung. Ein Teil dieser induktiven Blindleistung deckt den eigenen Bedarf des DAG an induktiver Blindleistung und der Rest wird ins Netz über den Ständer eingespeist. Zusätzliche induktive Blindleistung kann aus dem Filter geliefert werden.

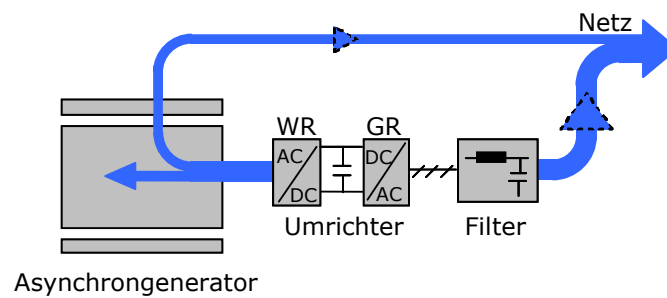


Bild 4.2: Mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines DAG im Untersynchronbetrieb

Bild 4.3 zeigt mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines DAG im Übersynchronbetrieb. Hier wird der netzseitige Umrichter im Wechselrichterbetrieb eingesetzt. Bei induktiver Blindleistungslieferung aus dem Wechselrichter und Filter muss die thermische Grenze des Umrichtertransformators (Bild 2.11) berücksichtigt werden und darf nicht überschritten werden. Ein Teil der gelieferten induktiven Blindleistung deckt auch den eigenen Bedarf des DAG an induktiver Blindleistung und der Rest wird ins Netz eingespeist.

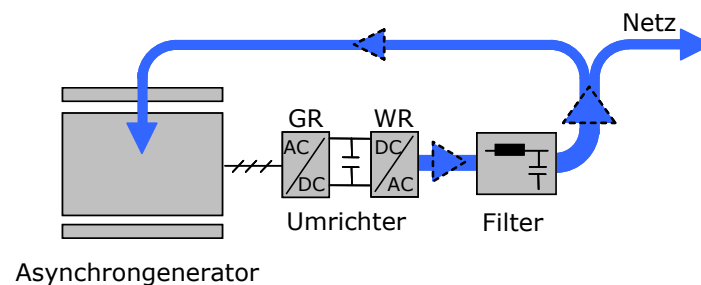


Bild 4.3: Mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines DAG im Übersynchronbetrieb

Kapazitive Blindleistungseinspeisung

Bild 4.4 zeigt mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines DAG im Untersynchronbetrieb. Der läuferseitige Umrichter wird im Wechselrichterbetrieb eingesetzt und liefert kapazitive Blindleistung. Um seinen eigenen Bedarf zu decken, wird der DAG induktive Blindleistung aus dem Netz beziehen bzw. kapazitive Blindleistung ins Netz liefern. Zusätzliche kapazitive Blindleistung kann aus dem Filter geliefert werden.

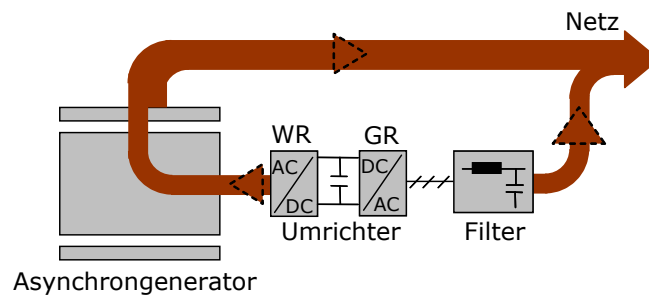


Bild 4.4: Mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines DAG im Untersynchronbetrieb

Bild 4.5 zeigt mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines DAG im Übersynchronbetrieb. Der netzseitige Umrichter wird im Wechselrichterbetrieb eingesetzt. Bei kapazitiver Blindleistungslieferung aus dem Wechselrichter und Filter darf die thermische Grenze des Umrichtertransformators (Bild 2.11) nicht überschritten werden. Hier wird auch der DAG induktive Blindleistung aus dem Netz beziehen bzw. kapazitive Blindleistung liefern, um seinen eigenen Bedarf an der induktiven Blindleistung zu decken.

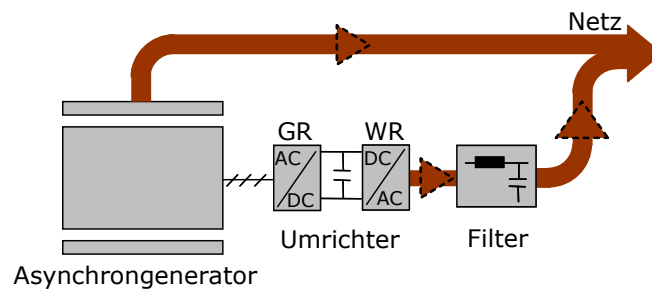


Bild 4.5: Mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines DAG im Übersynchronbetrieb

Bild 4.6 zeigt die PQ-Kurve eines DAG im Allgemeinen. Dieser Typ von Windenergieanlagen kann Blindleistung liefern und die Spannungshaltung unterstützen. Der Pfeil von $Q_G/Q_{G,n}$ zeigt die positive Richtung der gelieferten induktiven Blindleistung.

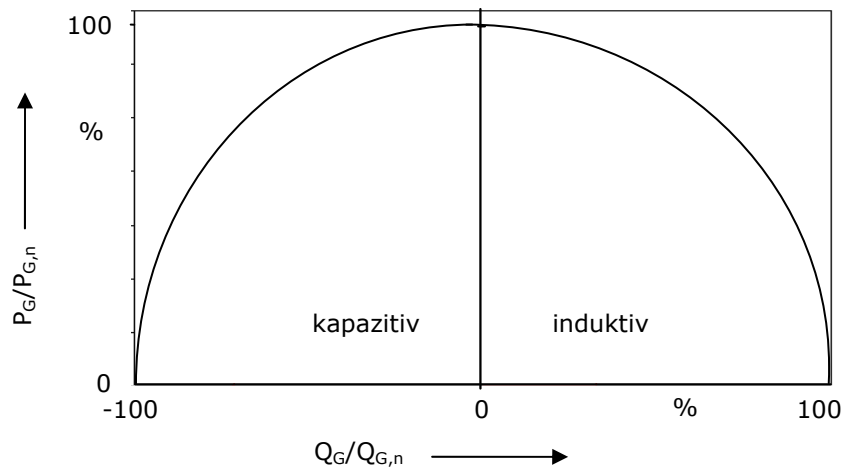


Bild 4.6: PQ-Kurve eines DAG

Beispiel

Eine 2 MW-WA (DAG) mit den Daten in der Tabelle 4.1 wird simuliert:

R_s	R_l'	$X_{s,\sigma}$	$X_{l,\sigma}'$	X_h	U_k
0,001164 Ω	0,004505 Ω	0,017 Ω	0,019164 Ω	0,940964 Ω	0,398 kV

Tabelle 4.1: Daten eines 2 MW-DAG

Die Leistung der ausgelegten Umrichter ist 30 % der Nennwirkleistung der Windenergieanlage. Die PQ-Kurve dieses DAG ist im Bild 4.7 zu sehen. Dieser Generator kann induktive sowie auch kapazitive Blindleistung liefern. Die gelieferte induktive bzw. kapazitive Blindleistung ist auf Grund der thermischen Grenze des Wechselrichters, Filters, Generators und Umrichtertransformators begrenzt. Daher ist die PQ-Kurve im Bild 4.7 kein Halbkreis, wie im Bild 4.6. Außerdem ist der ausgeführte Generator ein Asynchrongenerator. Dieser Generator nimmt einen Teil von der gelieferten induktiven Blindleistung aus dem Wechselrichter und Filter zur Deckung seines eigenen Bedarfs an induktiver Blindleistung. Daher kann dieser Generator weniger induktive als kapazitive Blindleistung ins Netz liefern.

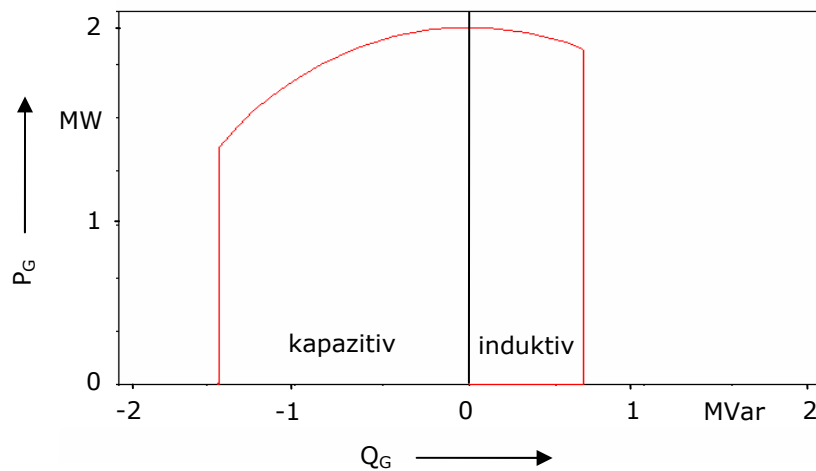


Bild 4.7: PQ-Kurve einer 2 MW-WA (DAG)

4.2 Eine Windenergieanlage mit Synchrongenerator und Vollumrichter

Bild 4.8 zeigt das Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators. Wobei die Synchronreaktanz (X_S) die Summe der Ständer- und Magnetisierungsreaktanz ist. Generell kann ein Synchrongenerator Wirk- und Blindleistung liefern. Zur Vereinfachung wird hier der Ständerwiderstand vernachlässigt. Daher kann man schreiben:

$$P_G = (U_k \cdot U_e \cdot \sin \theta) / X_S \quad (4.9)$$

$$Q_G = (U_k \cdot U_e \cdot \cos \theta - U_e^2) / X_S \quad (4.10)$$

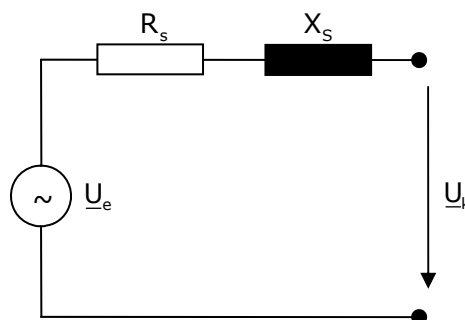


Bild 4.8: Einphasiges Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators

Bei einem SGU kann die erzeugte Blindleistung aus dem Synchrongenerator nicht ins Netz weitergegeben werden. Der Grund dafür ist, dass der Synchrongenerator vom Netz durch den Umrichter isoliert ist. Auch als Bauelemente für den Umrichter dieses

Typs von Windenergieanlagen werden meist selbstgeführte IGBT benutzt. Der ständerseitige Umrichter wird im Gleichrichterbetrieb eingesetzt, der netzseitige Umrichter wird aber im Wechselrichterbetrieb eingesetzt. Auch hier ermöglicht die gesteuerte Taktung des Wechselrichters die Blindleistungslieferung aus dem Umrichter. Zusätzliche Blindleistung kann aus dem Filter eingespeist werden. In diesem Falle gilt:

$$Q_G = Q_{UR} + Q_F \quad (4.11)$$

Somit kann ein SGU induktive sowie kapazitive Blindleistung ins Netz einspeisen. Bilder 4.9 und 4.10 zeigen mögliche Blindleistungsflüsse eines SGU. Die Blindleistungslieferung aus dem Umrichter und Filter darf nicht zur Überschreitung der thermischen Grenzen des WA-Transformators (Bild 2.12) führen. Im Allgemeinen sieht die PQ-Kurve eines SGU wie im Bild 4.6 aus.

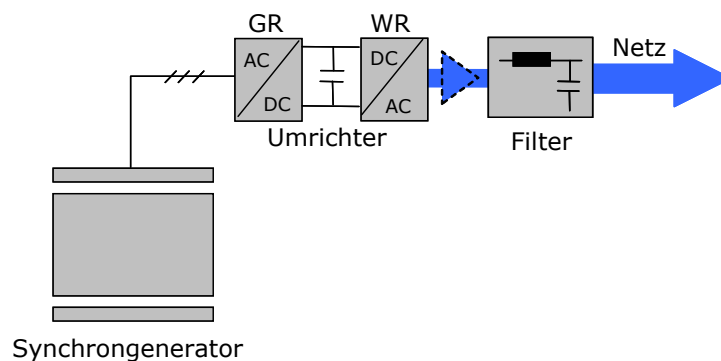


Bild 4.9: Mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines SGU

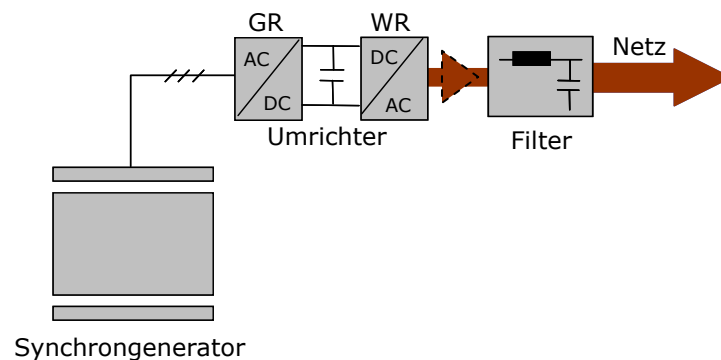


Bild 4.10: Mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines SGU

Beispiel

Eine 2 MW-WA (SGU) mit den Daten in der Tabelle 4.2 wird simuliert:

R_s	X_s	U_k
0 Ω	0,08 Ω	0,398 kV

Tabelle 4.2: Daten eines 2 MW-SGU

PQ-Kurve dieses Generators ist im Bild 4.11 zu sehen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass dieser Typ von Windenergieanlagen fähig ist, Blindleistung zu liefern. Im Vergleich zum DAG im Bild 4.7 kann ein SGU mehr Blindleistung ins Netz einspeisen, weil der Synchrongenerator keinen Bedarf an induktiver Blindleistung aufweist und die Leistung der ausgelegten Umrichter bei SGU 100 % der Nennleistung der Windenergieanlage beträgt, also höher als bei einem DAG (30 % der Nennleistung der Windenergieanlage im dargestellten Fall).

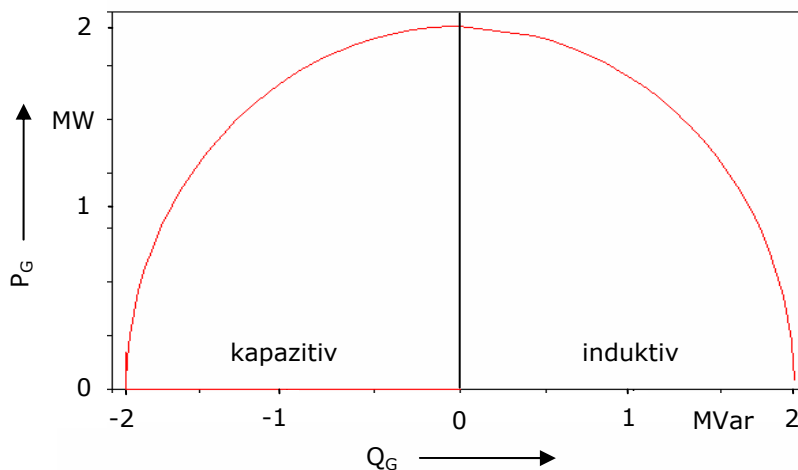


Bild 4.11: PQ-Kurve einer 2 MW-WA (SGU)

4.3 Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen im Stillstand

Die Steuerung des Umrichters in DAG oder SGU ermöglicht die Steuerung der durch die Windenergieanlage ins Netz gelieferten Blind- und Wirkleistung unabhängig voneinander. Somit können die Windenergieanlagen in beliebigen Arbeitspunkten innerhalb ihrer PQ-Kurven betrieben werden. Im Stillstand bleiben die Windenergieanlagen elektrisch mit dem Netz verbunden. Unter Berücksichtigung, dass die ausgeführten Umrichter den Leistungsfluss in beiden Richtungen ermöglichen und der Filter

Blindleistung liefern kann, sind die Windenergieanlagen in der Lage, auch im Betriebspunkt $P_{WA}=0$, also im Stillstand, Blindleistung zu liefern.

Induktive Blindleistungseinspeisung

Bilder 4.12 und 4.13 zeigen mögliche induktive Blindleistungsflüsse für einen DAG und einen SGU. In den beiden Typen liefert der Filter induktive Blindleistung ins Netz. Der netzseitige Umrichter wird so gesteuert, dass er den Strom nicht durchlässt, damit die aus dem Filter gelieferte induktive Blindleistung nicht von den Generatorwicklungen verbraucht wird. Da die Filterleistung bei einem SGU höher als bei einem DAG ist, kann ein SGU im Stillstand mehr induktive Blindleistung ins Netz einspeisen.

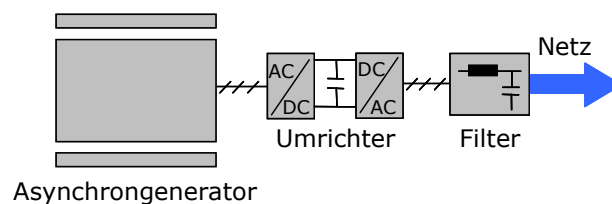


Bild 4.12: Mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines DAG im Stillstand

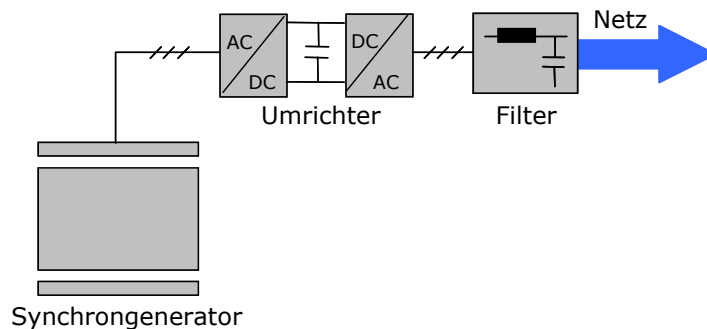


Bild 4.13: Mögliche induktive Blindleistungsflüsse eines SGU im Stillstand

Kapazitive Blindleistungseinspeisung

Da die Ständerwicklungen eines DAG direkt ans Netz angeschlossen sind, können sie natürlich induktive Blindleistung vom Netz beziehen bzw. kapazitive Blindleistung ins Netz einspeisen (Bild 4.14). Bei einem SGU und auch einem DAG kann kapazitive Blindleistung aus dem Filter und Umrichters geliefert werden. In diesem Fall wird der Umrichter so gesteuert, dass er den Strom durchlässt. Somit werden die Läuferwicklungen eines DAG und die Ständerwicklungen eines SGU induktive Blindleistung von Netz beziehen bzw. kapazitive Blindleistung ins Netz einspeisen (Bilder 4.14 und 4.15).

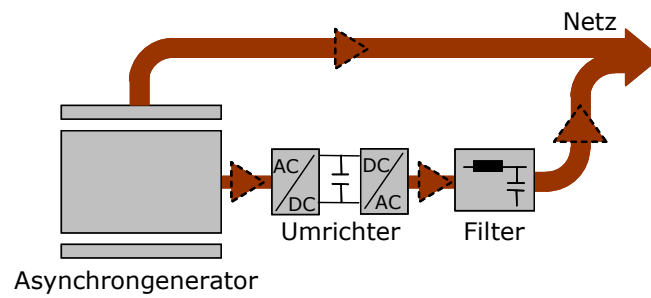


Bild 4.14: Mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines DAG im Stillstand

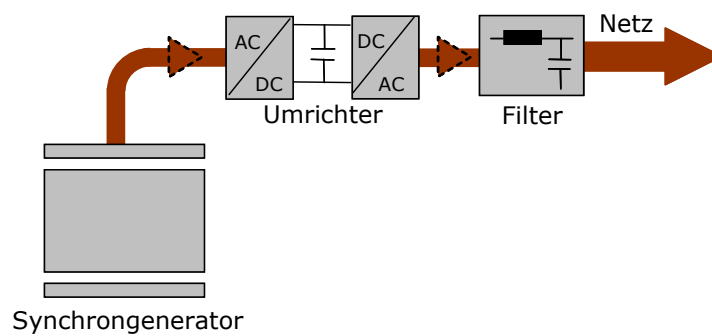


Bild 4.15: Mögliche kapazitive Blindleistungsflüsse eines SGU im Stillstand

4.4 Fazit

Die mit DAG oder SGU ausgeführten Windenergieanlagen können Blindleistung liefern. Somit können beide Typen von Windenergieanlagen einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten und an der Spannungs-Blindleistungs-Optimierung teilnehmen, wobei die abgegebene Blindleistung aus den Windenergieanlagen zu den Steuergrößen gezählt wird. Die Windenergieanlagen können auch im Stillstand Blindleistung liefern, falls die Umrichter ans Netz angeschlossen bleiben. Welche wirtschaftlichen Vorteile die Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen bringen kann, ist noch im Rahmen des neu entwickelten Konzepts zu diskutieren.

5 Ökonomische Bewertung der Teilnahme von Windenergieanlagen an den Systemdienstleistungen

Wie bereits im Kapitel 2.5 erläutert wurde, bekommt der Windenergieanlagenbetreiber (WAB) die EEG-Vergütung für die eingespeiste Energie. Die Windenergieanlagen nehmen an der Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung nur teil, wenn diese Teilnahme dem WAB mehr Einnahmen als die nach der EEG-Vergütung einbringt. Wobei durch die Bereitstellung der positiven Regelleistung bzw. Lieferung der negativen Regelleistung der WAB die EEG-Vergütung für die nicht ins Netz eingespeiste Energie verliert.

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bekommt Systemdienstleistungen (für die Frequenz- und Spannungshaltung) von den Kraftwerken bereitgestellt. Für die Bereitstellung und Lieferung dieser Systemdienstleistungen bekommen die Kraftwerksbetreiber Vergütungen vom ÜNB. Die dadurch entstehenden Kosten stellt der ÜNB den Endverbrauchern in Rechnung, indem sie ein Teil des Netznutzungspreises sind (siehe Kapitel 2.1.3). Daher muss der ÜNB diese Systemdienstleistungen wirtschaftlich beschaffen [7]. Nach dem neuen Konzept darf die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen dem ÜNB keine zusätzlichen Kosten einbringen.

Aus den oben genannten Gründen wird als nächster Schritt in dem neuen Konzept die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen aus Sicht des WAB und ÜNB ökonomisch bewertet.

5.1 Ökonomische Bewertung aus Sicht des Windenergieanlagenbetreibers

Die Einnahmen des WAB nach dem EEG und ohne Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen werden als Referenzfall betrachtet. Dann werden die Einnahmen des WAB unter Berücksichtigung von einer Bereitstellung der Systemdienstleistungen mit dem Referenzfall verglichen.

5.1.1 Frequenzhaltung

Zur Teilnahme an der Unterstützung der Frequenzhaltung muss der WAB dem ÜNB zuerst ein Angebot auf dem Regelleistungsmarkt (siehe Kapitel 2.3.1) machen. Dieses Angebot enthält, wie bei konventionellen Kraftwerken, den Leistungspreis zur Teilnahme an der Primärregelung und die Leistungs- und Arbeitspreise zur Teilnahme an der Sekundärregelung und Minutenreserve. Die gleichzeitige Teilnahme an der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve ist zulässig, wenn der Anbieter die technischen Bedingungen zur Teilnahme an jeder Regelungsart erfüllen kann [8]. Dies ist den Windenergieanlagen möglich, wie bereits in dieser Arbeit untersucht wurde. Hier ist die Teilnahme an der Bereitstellung der positiven und der negativen Regelleistung getrennt zu betrachten:

Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung

Die Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung) bedeutet, dass die Windenergieanlagen mehr Leistung bei Bedarf bzw. bei Abruf (ein Abruf bedeutet, dass die positive bzw. negative Regelleistung zum Einsatz kommt) ins Netz einspeisen müssen. Zu diesem Zweck müssen die Windenergieanlagen gedrosselt betrieben werden, wie im Kapitel 3 bereits veranschaulicht wurde. Daher wird der WAB durch die Bereitstellung der positiven Regelleistung die EEG-Vergütung für die nicht ins Netz eingespeiste Energie verlieren. Durch diese Überlegungen ergibt sich für die Einnahmen des WAB die Gleichung (5.1), wenn die Angebote des WAB auf dem Regelleistungsmarkt zur Bereitstellung der positiven Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung angenommen wurden. Der Betrachtungszeitraum beträgt hier nur einen Tag, weil nach dem neuen Konzept die Primär- und Sekundärregelleistung wie bei der Minutenreserveleistung für einen Tag auszuschreiben sind (siehe Kapitel 3.5).

$$e_{\text{Tag}}^{\text{RL}^+} = e_{\text{Tag}}^{\text{PR}^+} + e_{\text{Tag}}^{\text{SR}^+} + e_{\text{Tag}}^{\text{MR}^+} - e_{\text{Tag,EEG}}^{\text{RL}^+} \quad (5.1)$$

Wobei $-e_{\text{Tag,EEG}}^{\text{RL}^+}$ die nach dem EEG verlorene Vergütung bzw. verlorene Einnahmen durch die Bereitstellung der positiven Regelleistung ist. Die Windenergieanlagen nehmen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung nur teil, wenn es für WAB rentabel ist, d.h. wenn $e_{\text{Tag}}^{\text{RL}^+} > 0$ ist. Außerdem müssen Angebotspreise also Leistungs- und Arbeitspreise des WAB wirtschaftlicher als diese von konventionellen Kraftwerken sein, damit die Windenergieanlagen zur Bereitstellung der positiven Regelleistung ausgewählt

werden. Unterschiedliche Arbeitspreise bei Hoch- und Niedertarif bei Lieferung der positiven Sekundärregel- und Minutenreserveenergie sind zu berücksichtigen.

Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Regelleistung

Zur Bereitstellung der negativen Regelleistung müssen die Windenergieanlagen nicht gedrosselt betrieben werden. Somit bekommt der WAB die gelieferte Energie nach dem EEG vergütet. Nur bei Abruf bzw. bei Lieferung der negativen Regelleistung werden die Windenergieanlagen gedrosselt betrieben. Somit verliert der WAB seine EEG-Vergütung so lange die Windenergieanlagen negative Regelleistung liefern. Wenn die Angebote des WAB zur Bereitstellung der negativen Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung angenommen wurden, sind die Einnahmen des WAB mit der Gleichung (5.2) zu berechnen. Auch hier beträgt der Betrachtungszeitraum nur einen Tag.

$$e_{\text{Tag}}^{\text{RL}^-} = e_{\text{Tag}}^{\text{PR}^-} + e_{\text{Tag}}^{\text{SR}^-} + e_{\text{Tag}}^{\text{MR}^-} - e_{\text{Tag,EEG}}^{\text{RL}^-} \quad (5.2)$$

Wobei $-e_{\text{Tag,EEG}}^{\text{RL}^-}$ die nach dem EEG verlorene Vergütung bzw. verlorene Einnahmen durch die Lieferung der negativen Regelleistung ist. Auch muss hier $e_{\text{Tag}}^{\text{RL}^-} > 0$ sein, damit die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der negativen Regelleistung teilnehmen. Außerdem müssen auch die Angebotspreise also Leistungs- und Arbeitspreise des WAB wirtschaftlicher als diese von den konventionellen Kraftwerken sein, damit die Windenergieanlagen zur Bereitstellung der negativen Regelleistung gewählt werden. Unterschiedliche Arbeitspreise bei Hoch- und Niedertarif bei Lieferung der negativen Sekundärregel- und Minutenreserveenergie sind zu berücksichtigen.

Bezug der Berechnungen auf ein Jahr

Bis jetzt werden nur einzelne Tage betrachtet. Da die Last- und Windganglinien täglich unterschiedlich sind und um alle mögliche Fälle zu untersuchen, sollte die Berechnungen für ein Jahr durchgeführt werden. Zur Vereinfachung werden in dieser Arbeit die Lastganglinien an einem Wochentag, Samstag und Sonntag unterschieden. Zusätzlich sind die Lastganglinien an den genannten Tagen für den Sommer und Winter zu unterscheiden (z.B. Bild 5.1). Daher ergeben sich zuerst sechs Fälle für die Last, die zu untersuchen sind; ein Wochentag, Samstag und Sonntag im Winter und ein Wochentag, Samstag und Sonntag im Sommer.

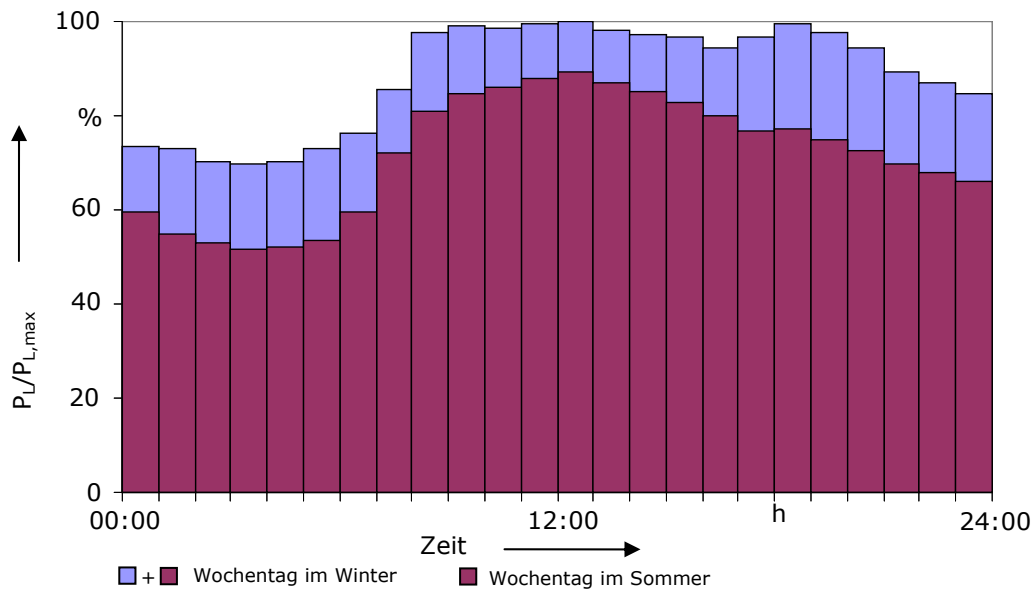


Bild 5.1: Typische Lastganglinien in Deutschland an einem Wochentag im Winter und Sommer

Da der Wind nicht konstant ist, wird in dieser Arbeit angenommen, dass das Verhältnis zwischen Stark- und Schwachwindtagen an einem Jahr etwa 1 zu 5 beträgt. Daher wird jeder von den oben genannten Tagen einerseits bei Starkwind und andererseits bei Schwachwind untersucht. Die Windganglinien an einem Stark- bzw. Schwachwindtag im Winter und Sommer sind natürlich unterschiedlich. Daher wird in dieser Arbeit vier Windganglinien betrachtet; Stark- und Schwachwindganglinien im Winter und Stark- und Schwachwindganglinien im Sommer. Daher muss jeder Tag von den oben genannten sechs Tagen zweimal untersucht werden, bei Schwach- und Starkwind. Somit werden zwölf Szenarien (z) in dieser Arbeit untersucht (Tabelle 5.1):

		Schwachwind	Starkwind
Winter	Wochentag	z ₁	z ₂
	Samstag	z ₃	z ₄
	Sonntag	z ₅	z ₆
Sommer	Wochentag	z ₇	z ₈
	Samstag	z ₉	z ₁₀
	Sonntag	z ₁₁	z ₁₂

□ Schwachwind im Winter □ Starkwind im Winter □ Schwachwind im Sommer □ Starkwind im Sommer

Tabelle 5.1: Die in dieser Arbeit untersuchten Szenarien

In dieser Arbeit werden zur Vereinfachung sowohl die Last- als auch die Windganglinien in Stundenraster dargestellt. D.h. wird angenommen, dass die Last und die Windgeschwindigkeit für eine Stunde konstant bleiben. Somit werden die fortführenden Berechnungen für die ökonomische Bewertung in Stundenraster durchgeführt. Allerdings sind auch die Berechnungen für beliebige Zeitraster durchführbar, z.B. im 15 Minutenraster.

Nach der Durchführung der Berechnungen für jedes Szenario ist das Ergebnis von jedem untersuchten Szenario mit der Anzahl der betroffenen Tage dieses Szenarios pro Jahr zu multiplizieren. Z.B. wird das erste Szenario z_1 , ein Wochentag im Winter bei Schwachwind, untersucht. Das Ergebnis ist mit μ_{Tag,z_1} zu multiplizieren. μ_{Tag,z_1} ist die Anzahl der Tage pro Jahr, in denen das Szenario 1 eingetreten ist.

$$\sum_{i=1}^{12} \mu_{\text{Tag},z_i} = 365 \text{ Tage} \tag{5.3}$$

Mit den oben genannten Annahmen ist die Aufteilung der Tage des Jahres für jedes Szenario in der Tabelle 5.2 zu sehen. Die Feiertage werden als Sonntage gezählt. Für Winter und Sommer werden jeweils sechs Monate berechnet.

		Schwachwind	Starkwind
Winter	Wochentag	$\mu_{\text{Tag},z_1} = 105$	$\mu_{\text{Tag},z_2} = 20$
	Samstag	$\mu_{\text{Tag},z_3} = 22$	$\mu_{\text{Tag},z_4} = 4$
	Sonntag	$\mu_{\text{Tag},z_5} = 26$	$\mu_{\text{Tag},z_6} = 6$
Sommer	Wochentag	$\mu_{\text{Tag},z_7} = 105$	$\mu_{\text{Tag},z_8} = 20$
	Samstag	$\mu_{\text{Tag},z_9} = 22$	$\mu_{\text{Tag},z_{10}} = 4$
	Sonntag	$\mu_{\text{Tag},z_{11}} = 26$	$\mu_{\text{Tag},z_{12}} = 5$

■ Schwachwind im Winter
 ■ Starkwind im Winter
 ■ Schwachwind im Sommer
 ■ Starkwind im Sommer

Tabelle 5.2: Aufteilung der Tage des Jahres auf die Szenarien

Nach der Durchführung der zwölf genannten Szenarien lassen sich die Einnahmen des WAB für ein Jahr durch die Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Regelleistung so beziehen.

$$e_a^{RL-} = \sum_{i=1}^{12} e_{\text{Tag},z_i}^{RL-} \cdot \mu_{\text{Tag},z_i} \tag{5.4}$$

Die Einnahmen des WAB für ein Jahr nach der Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung können auch mit der gleichen Methode berechnet werden.

5.1.2 Spannungshaltung

Die Windenergieanlagen können Blindleistung zur Unterstützung der Spannungshaltung liefern, wie im Kapitel 4 erläutert wurde. In dieser Arbeit wird angenommen, dass es einen Blindleistungsmarkt gibt. Daher wird jede Blindleistungseinspeisung vergütet. Die Spannungs-Blindleistungs-Optimierung (SBO) wird zur Einhaltung der Netzspannung innerhalb des zulässigen Spannungsprofils eingesetzt. Die SBO wird für jedes Szenario von den zwölf untersuchten Szenarien im Kapitel 5.1.1 in Stundenraster einmal mit und einmal ohne Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen durchgeführt. Die Einnahmen des WAB für das Szenario z_i durch die Blindleistungslieferung lassen sich mit der Gleichung (5.5) berechnen:

$$e_{\text{Tag},z_i}^Q = \sum_{j=0}^{23} Q_{\text{WA,ind},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{ind}} + \sum_{j=0}^{23} Q_{\text{WA,kap},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{kap}} \quad (5.5)$$

Unterschiedliche Arbeitspreise bei induktiver und kapazitiver Blindleistungslieferung sind zu berücksichtigen. Die jährlichen Einnahmen des WAB können in diesem Fall mit der Gleichung (5.6) berechnet werden:

$$e_a^Q = \sum_{i=1}^{12} e_{\text{Tag},z_i}^Q \cdot \mu_{\text{Tag},z_i} \quad (5.6)$$

Somit lassen sich die Einnahmen des WAB für ein Jahr durch die Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Regelleistung und Unterstützung der Spannungshaltung so berechnen:

$$e_a^{\text{RL}^- + Q} = e_a^{\text{RL}^-} + e_a^Q \quad (5.7)$$

Die Einnahmen des WAB für ein Jahr durch die Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung und Unterstützung der Spannungshaltung kann mit der Gleichung (5.8) berechnet werden:

$$e_a^{\text{RL}^+ + Q} = e_a^{\text{RL}^+} + e_a^Q \quad (5.8)$$

5.2 Ökonomische Bewertung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers

Die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen darf dem ÜNB nach dem neuen Konzept keine zusätzlichen Kosten bringen. Daher werden zunächst die Kosten aus Sicht des ÜNB betrachtet:

Kosten zur Bereitstellung und Lieferung der Regelleistung

Wie im Kapitel 5.1.1 erläutert wurde, müssen die Angebotspreise des WAB zur Teilnahme an der Bereitstellung der Regelleistung niedriger als die der anderen Marktteilnehmer sein, damit seine Angebote angenommen werden. Somit entstehen dem ÜNB keine höheren Kosten zur Bereitstellung der Regelleistung, wenn die Windenergieanlagen daran teilnehmen. Daher werden diese Kosten nicht weiter aufgeführt.

Investitionskosten der Blindleistungskompensationselemente

Der ÜNB ist verantwortlich, die Spannung seines Netzes innerhalb eines zulässigen Spannungsprofils einzuhalten. Dafür bezieht der ÜNB Blindleistung aus den konventionellen Kraftwerken. Bei Starkwind und auf Grund der vorrangigen Einspeisung aus erneuerbaren Energieanlagen (betrachtet hier sind die Windenergieanlagen) (siehe Kapitel 2.5) wird ein Teil der konventionellen Kraftwerke vom Netz abgetrennt. Die Windenergieanlagen liefern bis jetzt keine Blindleistung. Somit tritt der schlimmste Fall ein, wenn ein großer Teil von den konventionellen Kraftwerken abgetrennt werden muss. Das passiert bei Starkwind und Schwachlast. Dies entspricht dem Szenario z_{12} in der Tabelle 5.1. Reicht die aus den am Netz bleibenden Kraftwerken gelieferte Blindleistung nicht aus, die Spannung innerhalb des zulässigen Profils einzuhalten, muss der ÜNB zusätzlich Kompensationselemente im Netz installieren. In dieser Arbeit werden die Investitionskosten der notwendigen Blindleistungskompensationselemente (K_{KE}) einmal ohne und einmal mit Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen ermittelt.

Kosten zur Deckung der Netzverluste

Die Blindleistungslieferung von Windenergieanlagen wird die Blindleistungsflüsse im Netz ändern. Dies führt zur Änderung der auf den Leitern fließenden Ströme. Dadurch werden die Netzverluste geändert. Daher werden in dieser Arbeit die Netzverluste einmal ohne und einmal mit Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen betrachtet. Zu diesem Zweck wird die SBO mit dem Ziel Optimierung der Netzverluste eingesetzt (siehe Kapitel 2.2.3).

Die Netzverluste sind von den Leistungsflüssen im Netz abhängig. Diese sind von der Last und Windeinspeisung abhängig, d.h. bei Starklast und Schwachwind sind andere Leistungsflüsse im Netz als bei Starklast und Starkwind zu betrachten. Zur Untersuchung, welchen Einfluss die Blindleistungslieferung aus Windenergieanlagen auf die Netzverluste hat, müssen alle möglichen Szenarien untersucht werden. Daher werden auch hier die zwölf Szenarien untersucht, die im Kapitel 5.1.1 erläutert wurden.

Die Kosten zur Deckung der Netzverluste sind in der Hochtarifzeit höher als in der Niedertarifzeit. Diese Kosten können bei einem bestimmten Szenario (z_i) mit der Gleichung (5.9) berechnet werden:

$$K_{\text{Tag},z_i}^{\text{Pv}} = \sum_{j=0}^7 P_{\text{V},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{NT}}^{\text{Pv}} + \sum_{j=8}^{19} P_{\text{V},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{HT}}^{\text{Pv}} + \sum_{j=20}^{23} P_{\text{V},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{NT}}^{\text{Pv}} \quad (5.9)$$

Mit der gleichen Methode wie im Kapitel 5.1.1 werden die Kosten zur Deckung der Netzverluste auf ein Jahr bezogen:

$$K_a^{\text{Pv}} = \sum_{i=1}^{12} K_{\text{Tag},z_i}^{\text{Pv}} \cdot \mu_{\text{Tag},z_i} \quad (5.10)$$

Kosten des Blindleistungsbezugs

Der ÜNB ist für die Spannungshaltung verantwortlich. Daher bezieht er Blindleistung aus den Kraftwerken, die an sein Netz angeschlossen sind. Mit der Annahme eines Blindleistungsmarktes muss der ÜNB jeden Blindleistungsbezug vergüten. Wie sich die gesamten Blindleistungsbezugskosten durch die Blindleistungslieferung aus den Windenergieanlagen ändern, ist im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchen. Um alle möglichen Fälle zu treffen, werden hier die zwölf Szenarien auch untersucht:

$$K_{\text{Tag},z_i}^{\text{Q}} = \sum_{j=0}^{23} Q_{\text{ind},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{ind}} + \sum_{j=0}^{23} Q_{\text{kap},j} \cdot \tilde{T}_j \cdot a_{\text{kap}} \quad (5.11)$$

Anschließend werden mit der gleichen Methode wie im Kapitel 5.1.1 die Blindleistungsbezugskosten auf ein Jahr bezogen:

$$K_a^{\text{Q}} = \sum_{i=1}^{12} K_{\text{Tag},z_i}^{\text{Q}} \cdot \mu_{\text{Tag},z_i} \quad (5.12)$$

Somit sind die gesamten Kosten für ein Jahr aus Sicht des ÜNB die Kosten zur Deckung der Netzverluste [Gleichung (5.10)] und die Kosten des Blindleistungsbezugs [Gleichung (5.12)].

Die Investitionskosten der Blindleistungselemente werden nur einmal und nur in dem betrachteten Jahr dazu addiert, d.h. würden die jährlichen Kosten aus Sicht des ÜNB für einen bestimmten Zeitraum, der aus mehreren Jahren besteht, betrachtet, würden die Investitionskosten der Blindleistungselemente nur einmal und nur in dem Installationsjahr berücksichtigt, weil der ÜNB diese Investitionskosten nur einmal und nur in dem Installationsjahr bezahlt.

5.3 Ökonomische Bewertung für die ganze Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung

Die EEG-Vergütung ist für 20 Jahre vorgesehen. Daher wird hier die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen für 20 Jahre ökonomisch bewertet.

In dieser ökonomischen Bewertung wird die Degression der EEG-Vergütung betrachtet. Die Grundvergütung für Energie aus Onshore-Windenergieanlagen beträgt im ersten Jahr 5,5 ct/kWh und wird 2 %/Jahr gesenkt (siehe Kapitel 2.5).

Die erneuerbaren Energiequellen haben den Vorrang, ihre Energie ins Netz einzuspeisen. Daher wird bei Starkwindfällen ein Teil der konventionellen Kraftwerke vom Netz getrennt. Dies hat zur Folge, dass es weniger Anbieter zur Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen gibt. Dies kann zur Verteuerung der Angebots- und Marktpreise zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen führen. Diese Verteuerung wird auch bei dieser wirtschaftlichen Bewertung beachtet.

Betrachtet werden hier auch die jährlichen Einnahmen des WAB und Ausgaben bzw. Kosten aus Sicht des ÜNB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen. Zu diesem Zweck werden alle jährlichen Einnahmen des WAB bzw. jährlichen Kosten aus Sicht des ÜNB auf einen Zeitpunkt ($t = t_0$) bezogen und aufaddiert. Hier wird angenommen, dass alle Windenergieanlagen zu dem Zeitpunkt t_0 in Betrieb genommen sind, und sich die Last- und die Windsituationen (Ganglinien) für den ganzen betrachteten Zeitraum (20 Jahre) nicht ändern. Die Umrechnung auf diesen Zeitpunkt (t_0) erfolgt durch die Abzinsung der tatsächlichen jährlichen Geldmengen (Einnahmen oder Ausgaben). Die Einnahmen des WAB bzw. die Kosten aus Sicht des ÜNB in einem Jahr, das D Zeiteinheiten nach dem

t_0 liegt, lassen sich mit der Gleichung (5.13) auf das Jahr t_0 beziehen. Wobei jede Zeiteinheit ein Jahr beträgt.

$$B = H \cdot q^{-D} \quad (5.13)$$

B ist der Barwert der betrachteten Geldmenge H bezogen auf den Zeitpunkt t_0 . H kann positive oder negative Werte nehmen. Wobei $H > 0$ für Einnahmen des WAB und $H < 0$ für Ausgaben oder Kosten des ÜNB ist. q ist der Zinsfaktor und kann mit der Gleichung (5.14) berechnet werden:

$$q = 1 + i \quad (5.14)$$

Wobei i der Kalkulationszinssatz ist, der sich aus dem Zinssatz für die erwartete Eigenkapitalverzinsung und dem Zinssatz für die Fremdkapitalverzinsung ergibt. Der Barwert der gesamten jährlichen Einnahmen bzw. betrachteten Kosten für den ganzen betrachteten Zeitraum (20 Jahre) lässt sich mit der Gleichung (5.15) berechnen:

$$B = \sum_{D=1}^{20} H_D \cdot q^{-D} \quad (5.15)$$

Hier auch $H > 0$ für Einnahmen des WAB und $H < 0$ für Ausgaben des ÜNB. Diese Methode zur Berechnung des Barwerts von Einnahmen- bzw. Kostenreihen nennt man Barwertmethode.

Nach der Berechnung des Barwerts der Einnahmen- bzw. Kostenreihen für den ganzen betrachteten Zeitraum (20 Jahre) werden die finanzmathematischen durchschnittlichen jährlichen Einnahmen aus Sicht des WAB bzw. Kosten aus Sicht des ÜNB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen berechnet. Das Ziel dieser Bewertung ist darzustellen, welche jährlichen ökonomischen Vorteile die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen bringen kann. Für die Berechnung der finanzmathematischen durchschnittlichen jährlichen Einnahmen bzw. Kosten wird der Barwert B der Einnahmen- bzw. Kostenreihen aus Gleichung (5.15) mit dem Annuitätsfaktor (α) multipliziert. Wobei α für den betrachteten Zeitraum (20 Jahre) mit der Gleichung (5.16) berechnet werden kann:

$$\alpha = \frac{q^{20}(q-1)}{q^{20}-1} \quad (5.16)$$

Nach dem neuen Konzept gilt:

wenn die finanzmathematischen durchschnittlichen jährlichen Einnahmen aus Sicht des WAB mit Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen größer als diese ohne Teilnahme und, wenn die finanzmathematischen durchschnittlichen jährlichen Kosten aus Sicht des ÜNB mit Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen kleiner als diese ohne Teilnahme, dann ergibt sich durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen ökonomische Vorteile. Die daraus resultierenden ökonomischen Auswirkungen werden im Kapitel 6 erläutert.

6 Untersuchungsergebnisse der ökonomischen Bewertung

6.1 Aufbau des Testmodells

6.1.1 Daten des Testsystems

Das Testmodell besteht aus einem 380-kV-Netz (Bild 6.1) und zwei untergeordneten 110-kV-Netzen (Bilder 6.2 und 6.3). Wobei KK für Konventionelle Kraftwerke und WP für Windparks sind. Knoten 1 ist der Slackknoten. Ans 380-kV-Netz sind fünf konventionelle Kraftwerke angeschlossen. Ans 110-kV-Netz 1 sind vier Windparks, die mit Doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren ausgeführt sind, angeschlossen. Die gesamte Leistung dieser vier Windparks beträgt 200 MW. Ans 110-kV-Netz 2 sind acht Windparks, die mit Synchrongeneratoren und Vollumrichtern ausgeführt sind, angeschlossen. Die gesamte Leistung dieser acht Windparks beträgt 700 MW. Alle Windparks sind mit 2 MW Windenergieanlagen ausgeführt. Mindestleistungsabgabe einer Anlage beträgt 0,04 MW. Die Ausnutzungsdauer der installierten Windparks beträgt 1810 h/Jahr. Der Leistungsfaktor und die Ausnutzungsdauer der Last betragen 0,95 induktiv und 6600 h/Jahr. Weitere Informationen über das Testmodell sind in Tabellen 6.1, 6.2 und 6.3 zu sehen.

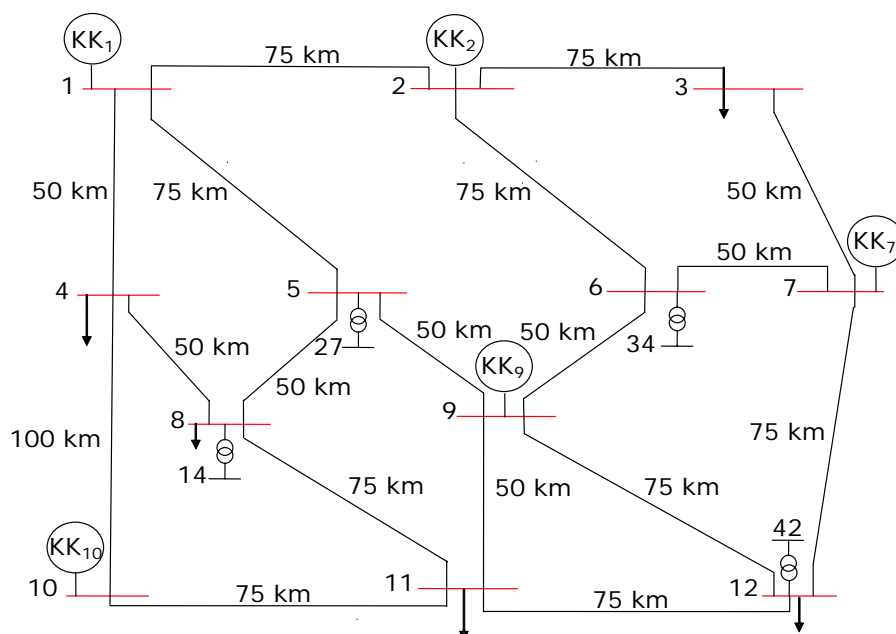


Bild 6.1: Das 380-kV-Netz

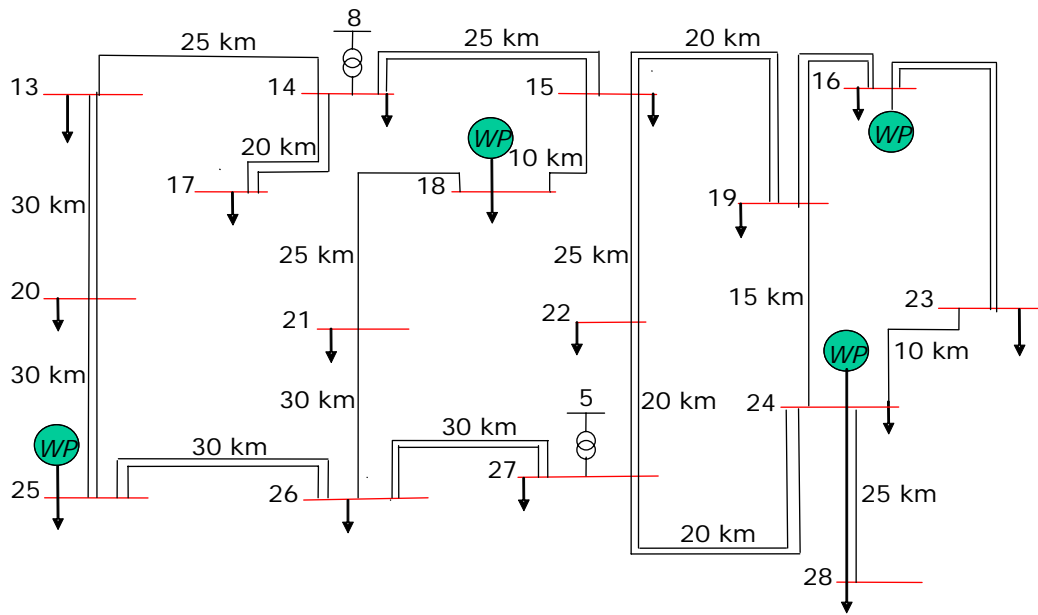


Bild 6.2: Das 110-kV-Netz 1

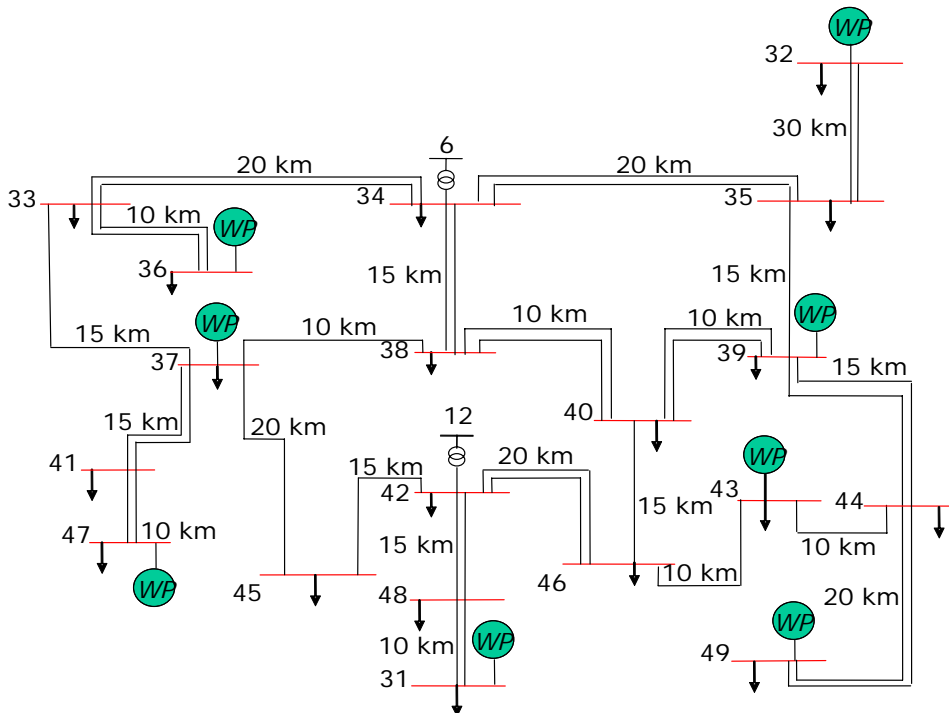


Bild 6.3: Das 110-kV-Netz 2

Konventionelle Einspeisung, Knoten Nr.	Aktuelle Einspeisung bei Starklast (MW)
1	1100
2	600
7	450
9	1000
10	1000

Tabelle 6.1: Daten der konventionellen Kraftwerke

Netz	Anschluss WA, Knoten Nr.	Nennleistung (MW)		Typ
		Windpark	Gesamt	
110-kV-Netz 1	16	60	200	DAG
	18	50		
	24	40		
	25	50		
110-kV-Netz 2	31	100	700	SGU
	32	100		
	36	100		
	37	100		
	39	100		
	43	100		
	47	50		
	49	50		

Tabelle 6.2: Daten der installierten Windparks

Starklast	Gesamtnetz	4150 MW
	110-kV-Netz 1	598 MW
	110-kV-Netz 2	587 MW

Tabelle 6.3: Lastdaten

6.1.2 Ganglinien

Lastganglinien

Die Untersuchungen werden zuerst für einen Wochentag, einen Samstag und einen Sonntag im Winter sowie im Sommer durchgeführt. Die Lastganglinien der untersuchten Tage sind in den Bildern 6.4 und 6.5 dargestellt.

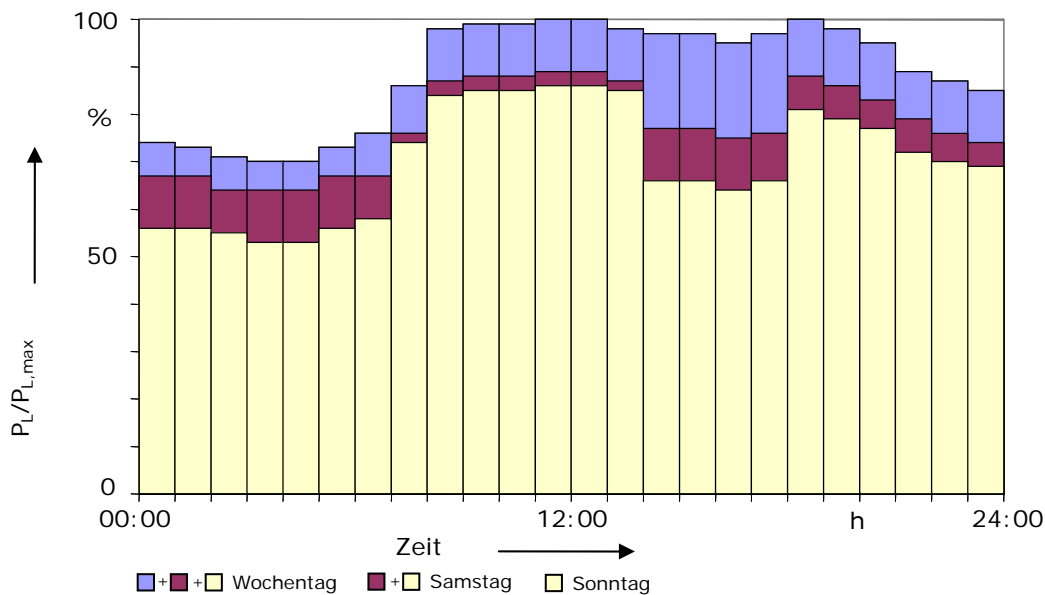


Bild 6.4: Angenommene Lastganglinien im Winter an einem Wochen-, Samstag und Sonntag

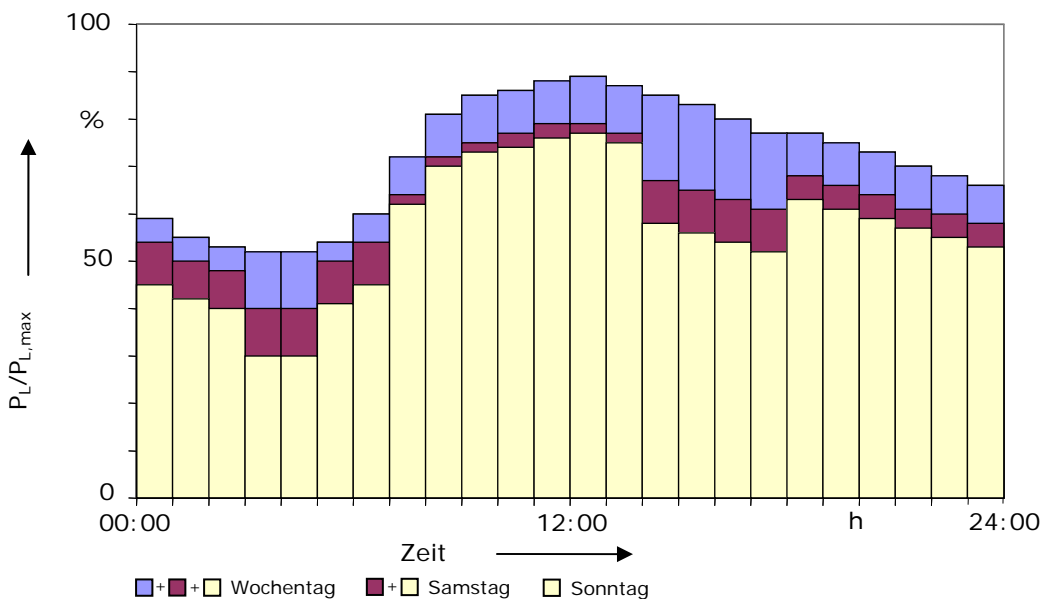


Bild 6.5: Angenommene Lastganglinien im Sommer an einem Wochen-, Samstag und Sonntag

Windganglinien

Die Bilder 6.6 und 6.7 stellen die Windganglinien der untersuchten Tage im Winter und Sommer bei Stark- und Schwachwind dar. Die Anlaufwindgeschwindigkeit der eingesetzten Windenergieanlagen beträgt 3 m/sec (Bild 6.7). Somit ist es ersichtlich, dass die Windenergieanlagen im Sommer bei Schwachwind zwischen 03:00 und 06:00 Uhr keine Leistung ins Netz einspeisen (Windstille).

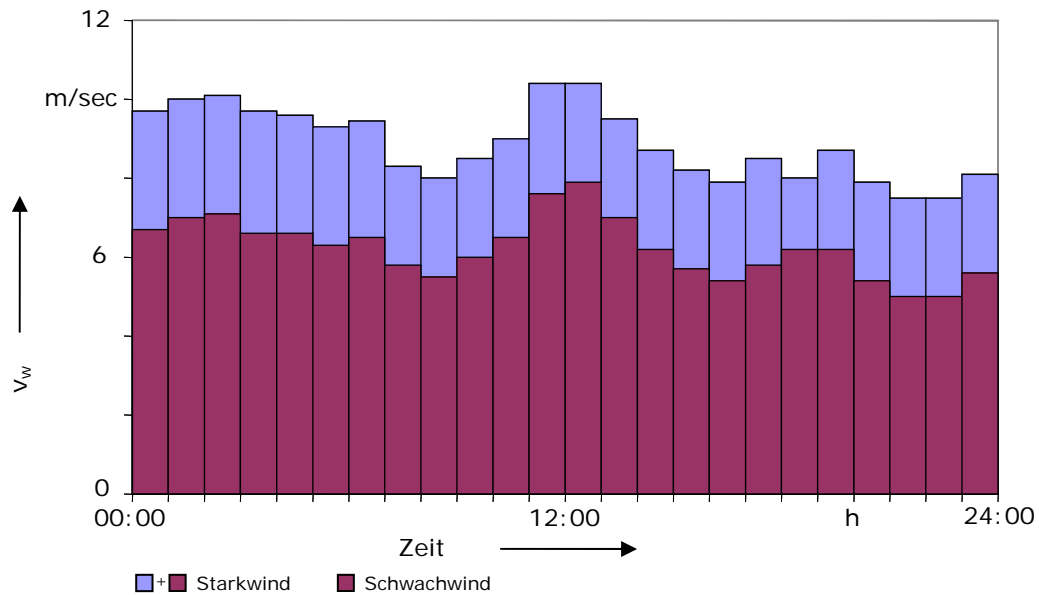


Bild 6.6: Angenommene Windganglinien im Winter bei Stark- und Schwachwind

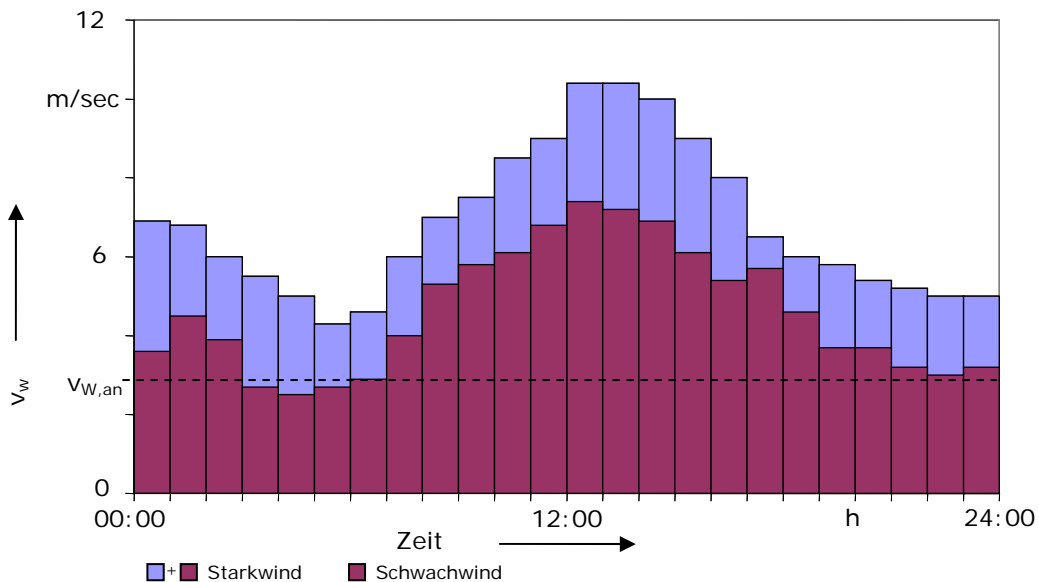


Bild 6.7: Angenommene Windganglinien im Sommer bei Stark- und Schwachwind

6.1.3 Untersuchungsvarianten

Alle Szenarien in der Tabelle 5.1 sind zu untersuchen. Für jedes Szenario werden die Einnahmen des WAB und die Kosten aus Sicht des ÜNB mit Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen zu den Einnahmen und Kosten ohne die Teilnahme verglichen. Für die Teilnahme der Windenergieanlagen werden weiterhin zwei Fälle betrachtet:

- **Fall 1:** die Windenergieanlagen nehmen an der Spannungshaltung und gleichzeitig an der Bereitstellung der negativen Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung) teil.
- **Fall 2:** die Windenergieanlagen nehmen an der Spannungshaltung und gleichzeitig an der Bereitstellung der positiven Regelleistung teil.

	Spannungshaltung	Frequenzhaltung	
		RL ⁻	RL ⁺
Fall 1	✓	✓	
Fall 2	✓		✓

Tabelle 6.4: Übersicht über die untersuchten Fälle

Auf Grund der zahlreichen Untersuchungsergebnisse werden als nächster Schritt in diesem Kapitel die Untersuchungsergebnisse nur für zwei Szenarien von allen zwölf Szenarien, die in der Tabelle 5.1 dargestellt sind, für die zwei Fälle in der Tabelle 6.4 ausführlich diskutiert. Diese zwei Szenarien präsentieren die Grenzfälle der untersuchten zwölf Szenarien:

- Starklast & Schwachwind: betrifft einen Wochentag im Winter & Schwachwind (z_1)
- Schwachlast & Starkwind: betrifft einen Sonntag im Sommer & Starkwind (z_{12})

Danach werden die Einnahmen des WAB und die Kosten aus Sicht des ÜNB für ein Jahr betrachtet, natürlich für beide Fälle 1 und 2. Anschließend werden die Einnahmen und die Kosten für die ganze Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung (20 Jahre) betrachtet.

6.2 Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung und an der Bereitstellung der negativen Regelleistung

6.2.1 Ein Wochentag im Winter bei Schwachwind

6.2.1.1 Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers

Kosten zur Deckung der Netzverluste

Die SBO wird im Winter an einem Wochentag bei Schwachwind einmal ohne und einmal mit Blindleistungslieferung aus den Windenergieanlagen durchgeführt. Die gesamten Netzverluste (Verluste in 380-kV- und 110-kV-Netzen) sind im Bild 6.8 zu sehen. Im Starklastfall hat die Last hohen Bedarf an der induktiven Blindleistung. Dieser Bedarf wird bis jetzt (ohne Blindleistungslieferung aus den Windenergieanlagen) im größten Teil durch konventionelle Kraftwerke abgedeckt. Die Windenergieanlagen sind in der Nähe der Last an 110-kV-Netzen angeschlossen. Sie können die Last mit der notwendigen Blindleistung lokal versorgen. Dadurch wird die fließende Blindleistung von dem 380-kV- zu den 110-kV-Netzen verringert. Daher werden die auf den Leitern fließenden Ströme vermindert. Demzufolge gibt es eine Verringerung der Netzverluste in den Leitern bis um 6 %, weil die Verluste proportional zur zweiten Potenz des Stroms sind. Z.B. Reduzierung der Netzverluste von 29,03 MW auf 27,38 MW im Zeitintervall von 11:00 bis 12:00 Uhr. Durch die Reduzierung der Netzverluste werden die Kosten zur Deckung der Netzverluste verringert.

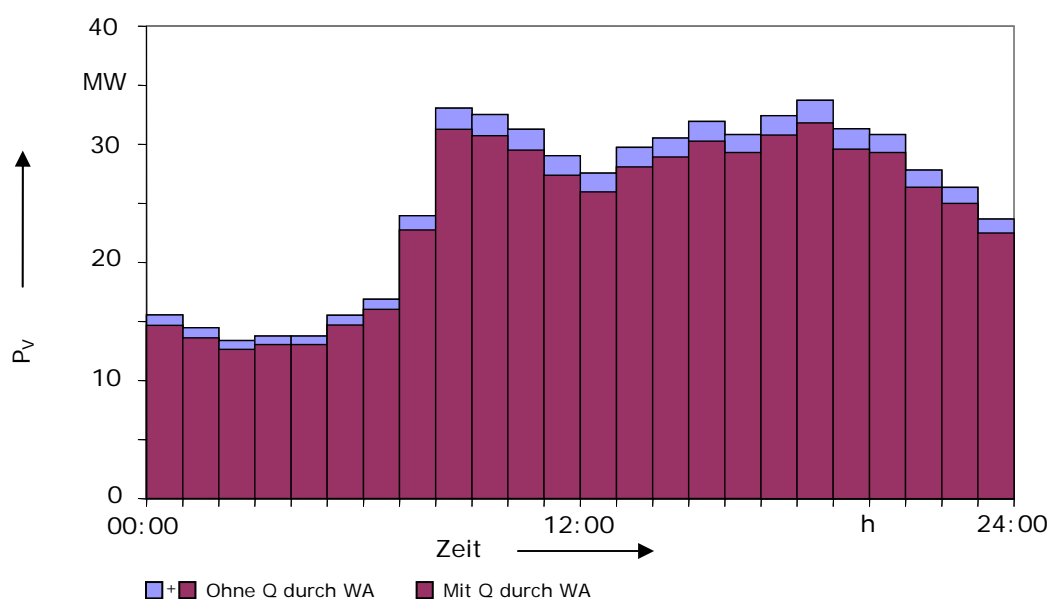


Bild 6.8: Gesamte Netzverluste im Winter an einem Wochentag & Schwachwind

Die Marktpreise zur Deckung der Netzverluste sind in Tabelle 6.5 zu sehen.

Spannungsebene	Marktpreise (€/MWh)	
	Hochtarif	Niedertarif
110 kV	80	60
380 kV	50	50

Tabelle 6.5: Marktpreise zur Deckung der Netzverluste

Blindleistungsbezugskosten

Die Erstellung eines zulässigen Spannungsprofils im Übertragungsnetz kann durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz zwischen Generatoren, Transformatoren, Leitern und Last erfolgen. Zum Erreichen der ausgeglichenen Blindleistungsbilanz hat der ÜNB die dafür notwendige Blindleistung bis jetzt zum größten Teil von den konventionellen Kraftwerken bezogen. Aber auch die Windenergieanlagen können zum Erreichen dieser Blindleistungsbilanz einen Beitrag leisten, weil sie Blindleistung liefern können. Der Blindleistungsbezug aus Windenergieanlagen wird zur Verringerung des gesamten Blindleistungsbezuges aus konventionellen Kraftwerken führen (Bild 6.9).

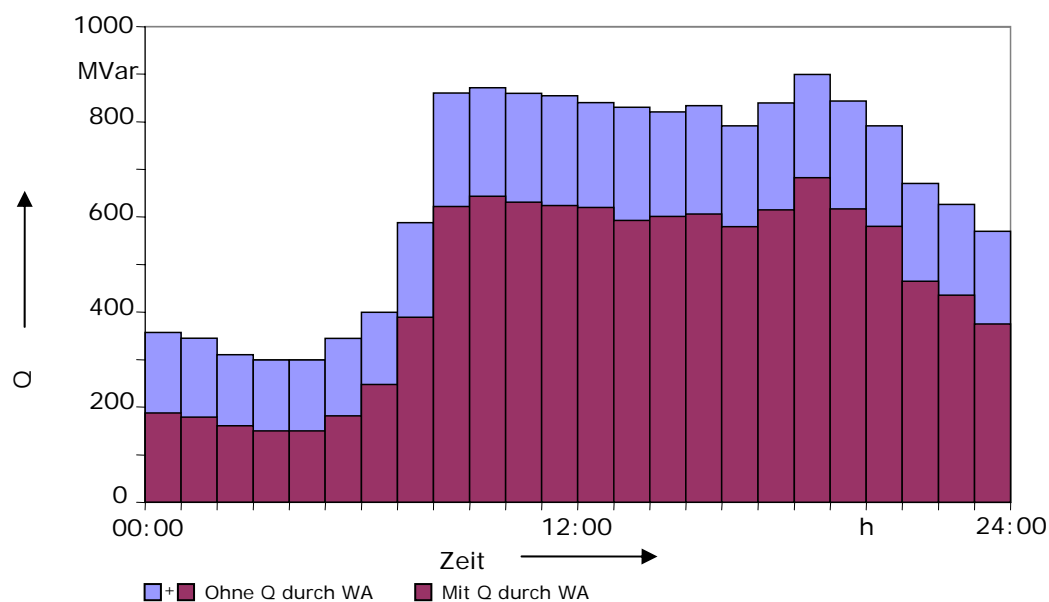


Bild 6.9: Gesamter Blindleistungsbezug aus konventionellen Kraftwerken

Der Blindleistungsbezug aus Windenergieanlagen führt auch zur Verringerung der Blindleistungsflüsse im Netz, weil sie an den 110-kV-Netzen angeschlossen sind. Dadurch werden die auf den Leitern fließenden Ströme verringert. Dadurch werden die induktiven Blindleistungsverluste der Leiter und Transformatoren verringert. Dies führt dazu, dass der Blindleistungsbezug aus Windenergieanlagen und konventionellen

Kraftwerken zusammen geringer als der Blindleistungsbezug aus konventionellen Kraftwerken alleine ist (Bild 6.10). Dadurch werden die Blindleistungsbezugskosten reduziert. Die Marktpreise des Blindleistungsbezugs sind in der Tabelle 6.6 zu sehen.

Marktpreise (€/MVarh)	
induktiv	kapazitiv
1	0,5

Tabelle 6.6: Marktpreise zur Blindleistungslieferung

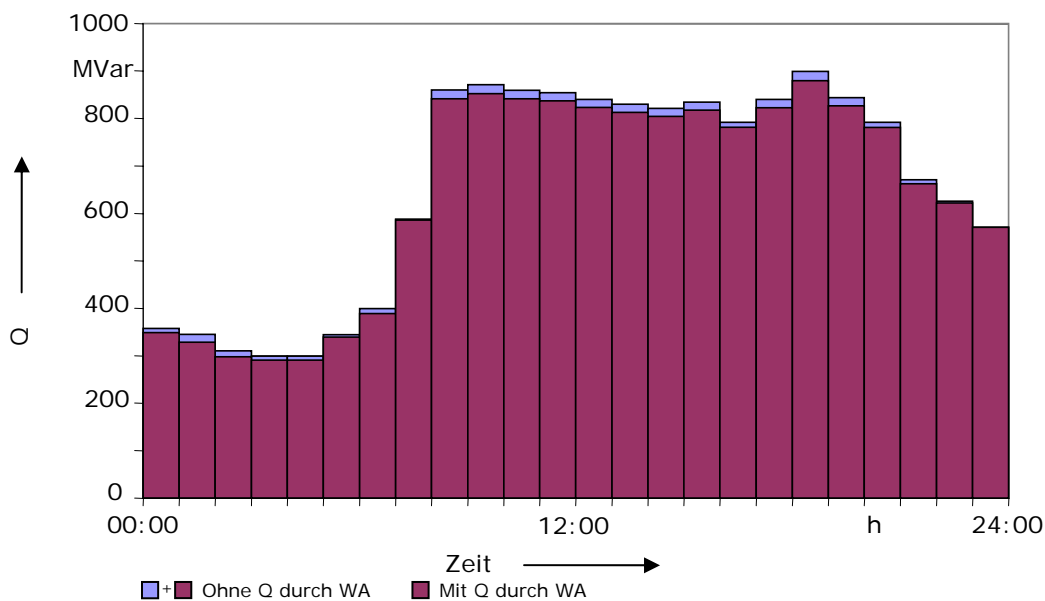


Bild 6.10: Gesamter Blindleistungsbezug aus WA & konventionellen Kraftwerken

6.2.1.2 Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers

Frequenzhaltung

Der WAB wird ein Angebot zur Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der negativen Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) machen. Tabelle 6.7 zeigt angebotene Leistungs- und Arbeitspreise der konventionellen Kraftwerke. Diese Angebotspreise entsprechen dem aktuellen Stand von April 2008 [64]. Die Leistungspreise sind dort in Monatsraster für die Teilnahme an der Bereitstellung der Primär- und Sekundärregelleistung zu sehen. Für die Teilnahme an der Bereitstellung der Minutenreserveleistung sind diese Preise in vier Stundenraster zu sehen. In dieser Arbeit werden diese Preise in 24 Stundenraster berechnet. Der Anbieter muss die Primärregel-, Sekundärregel- und/oder Minutenreserveleistung für diesen Zeitraum (1 Tag) anbieten bzw. bereitstellen können.

Tabelle 6.7 zeigt auch die Angebotspreise, die der WAB zur Teilnahme an der Unterstützung der Frequenzhaltung anbieten muss, damit die Windenergieanlagen zur Bereitstellung der negativen Regelleistung gewählt werden.

	I (€/MW/Tag)		a (€/MWh)			
	KK	WA	KK		WA	
			HT	NT	HT	NT
PR	450	449	-	-	-	-
SR	140	139	3	15	2	14
MR	90	89	0	0	0	0

Tabelle 6.7: Angebotspreise zur Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der negativen Regelleistung

Der WAB bekommt damit zwei Vergütungen. Eine für die Bereitstellung der negativen Regelleistung. Die zweite Vergütung bekommt er nach dem EEG für die ins Netz eingespeiste Energie. Der WAB verliert die EEG-Vergütung nur bei Lieferung bzw. Abruf der negativen Regelleistung, die selten abgerufen wird.

Die minimale Windgeschwindigkeit an dem betrachteten Tag wird ermittelt. Die darauf folgende abgegebene Leistung aus den Windenergieanlagen wird berechnet (100 MW). Diese berechnete Leistung (100 MW) minus der Mindestleistungsabgabe der Windenergieanlagen (18 MW) stellt die mögliche angebotene negative Regelleistung aus den Windenergieanlagen (82 MW) dar (siehe Kapitel 3.5).

Angenommen, dass die negative Regelleistung an dem betrachteten Tag nicht abgerufen wird, bestehen die Einnahmen des WAB in diesem Falle von seiner Einnahmen nach dem EEG und die Einnahmen durch die Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung), d.h. der WAB bekommt die Leistungspreise zur Bereitstellung der negativen Regelleistung als zusätzliche Einnahmen an diesem Tag. Diese zusätzlichen Einnahmen betragen an dem betrachteten Tag bei der Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung 55,5 T€.

Spannungshaltung

Zur Unterstützung der Spannungshaltung werden die Windenergieanlagen Blindleistung liefern. Diese Blindleistungslieferung wird von dem ÜNB unter Berücksichtigung eines Blindleistungsmarktes vergütet. Dies bedeutet zusätzliche Einnahmen für den WAB an dem betrachteten Tag. Bild 6.11 zeigt die an diesem Tag gelieferte Blindleistung aus den Windenergieanlagen.

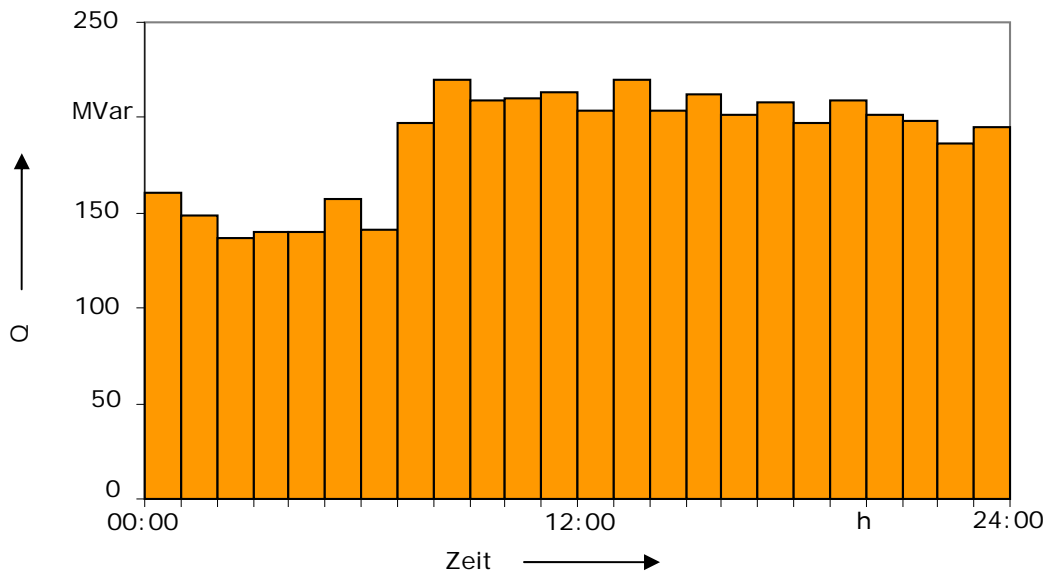


Bild 6.11: Gelieferte Blindleistung durch die Windenergieanlagen im Winter an einem Wochentag bei Schwachwind

6.2.2 Ein Sonntag im Sommer bei Starkwind

6.2.2.1 Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers

Kosten zur Deckung der Netzverluste

Die Spannungs-Blindleistungs-Optimierung wird für einen Sonntag im Sommer bei Starkwind einmal ohne und einmal mit Blindleistungslieferung durch die Windenergieanlagen durchgeführt. Die gesamten Netzverluste (Verluste im 380-kV- und den 110-kV- Netzen) sind im Bild 6.12 dargestellt.

Früh am Morgen und abends ist die Last schwach. Der Wind ist ziemlich stark. Die gesamte eingespeiste Wirkleistung aus den Windenergieanlagen und konventionellen Kraftwerken ist höher als der Verbrauch, d.h. es gibt einen Leistungsüberschuss im Netz. Das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch darf aber nicht gestört

werden. Deshalb muss die Erzeugung so hoch wie der Verbrauch sein, d.h. die Erzeugung muss reduziert werden. Windenergieanlagen haben den Vorrang, ihre Energie ins Netz einzuspeisen. Daher müssen die konventionellen Kraftwerke gedrosselt werden. Sie können bis auf 40 % ihrer Nennleistung heruntergefahren werden. Aber die Drosselung konventioneller Kraftwerke bis auf 40 % kann den Leistungsüberschuss nicht verhindern. Der Leistungsüberschuss lässt sich nur durch Abtrennung passender konventioneller Kraftwerke vom Netz vermeiden. Somit müssen mehrere konventionelle Kraftwerke von 00:00 bis 07:00 Uhr vom Netz abgetrennt werden. Zu dieser Zeit müssen die am Netz bleibenden Kraftwerke die benötigte Blindleistung liefern. Demzufolge entstehen hohe Blindleistungsflüsse und dadurch hohe Netzverluste. Die Blindleistungseinspeisung aus Windenergieanlagen entlastet das Netz von den hohen Blindleistungsflüssen und dadurch werden die Netzverluste bis um 1,8 % verringert, z.B. von 5,17 MW bis auf 5,08 MW im Zeitintervall von 02:00 bis 03:00 Uhr.

Ab 12:00 bis 15:00 Uhr ist der Wind stark. Die Last am 110-kV-Netz 2 ist kleiner als die Einspeisung aus Windenergieanlagen an diesem Netz. Der Leistungsüberschuss im 110-kV-Netz 2 wird ins 380-kV-Netz eingespeist. Lokale Einspeisung aus Windenergieanlagen der von der Last an 110-kV-Netzen benötigten Blindleistung führt zur Reduzierung der ausgetauschten Blindleistung zwischen 380-kV- und 110-kV-Netzen. Dies entlastet teilweise die Leiter und die Transformatoren von Blindleistungsübertragung. Demzufolge entsteht eine Reduzierung der Netzverluste bis um 3,85 %, z.B. von 13,8 MW bis auf 13,27 MW im Zeitintervall von 12:00 bis 13:00 Uhr.

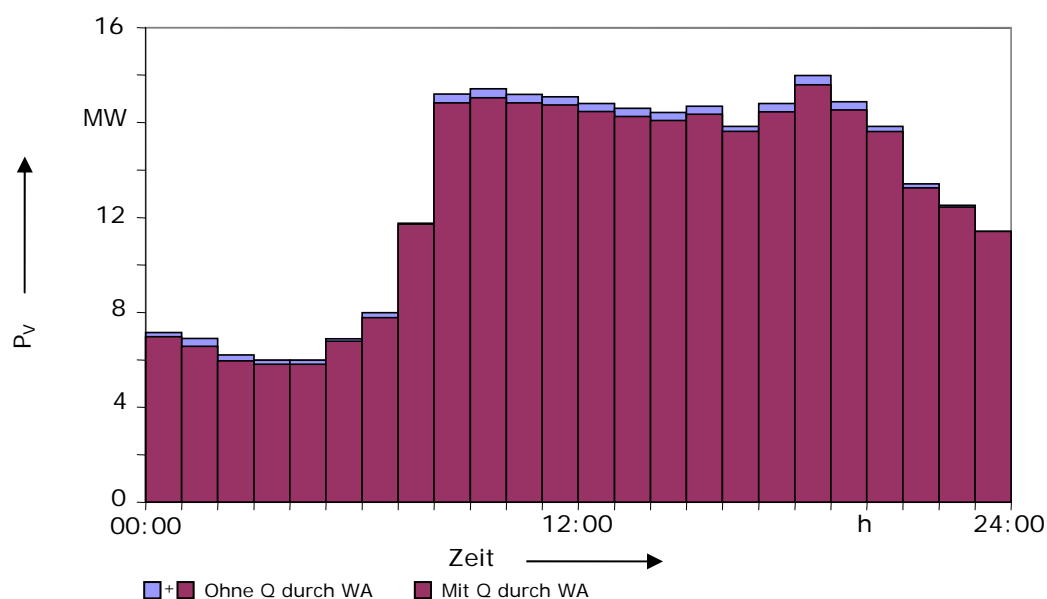


Bild 6.12: Gesamte Netzverluste im Sommer an einem Sonntag & Starkwind

Blindleistungsbezugskosten

Der Blindleistungsbezug aus Windenergieanlagen führt hier auch in Starklastfällen, z.B. von 07:00 bis 15:00 Uhr, zur Verringerung des Blindleistungsbezuges aus konventionellen Kraftwerken (Bild 6.13).

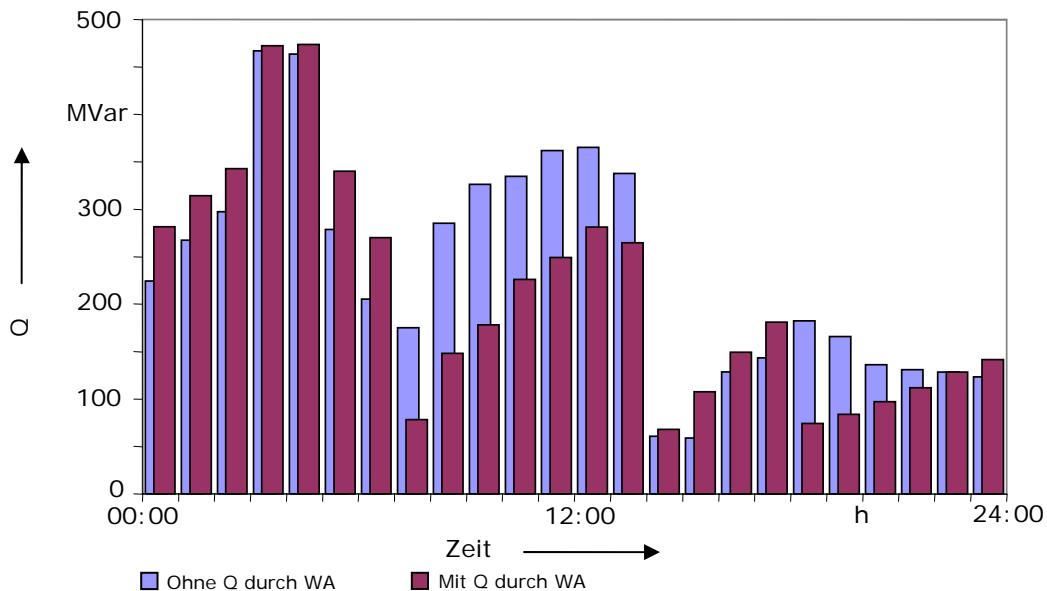


Bild 6.13: Gesamter Blindleistungsbezug aus konventionellen Kraftwerken

Aber in Schwachlastfällen, z.B. von 00:00 bis 07:00 Uhr, und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung braucht das 380-kV-Netz kapazitive Blindleistung zur Einhaltung der Spannung innerhalb des zulässigen Profils. Daher müssen die konventionellen Kraftwerke kapazitive Blindleistung liefern. Durch die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Spannungshaltung wird der Bedarf der Last an der induktiven Blindleistung (der niedrig ist) lokal durch die Windenergieanlagen versorgt. Dies führt zu weiteren Entlastungen des 380-kV-Netzes. Daher müssen die konventionellen Kraftwerke mehr kapazitive Blindleistung ins Netz einspeisen. Somit ist die gesamte bezogene Blindleistung aus Windenergieanlagen und konventionellen Kraftwerken mehr als diese von konventionellen Kraftwerken alleine (Bild 6.14). D.h. durch die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Spannungshaltung hat die Spannungs-Blindleistungs-Optimierung die Möglichkeit, mehr Variablen umzustellen (Blindleistungseinspeisung nicht nur aus konventionellen Kraftwerken sondern auch aus Windenergieanlagen), um ihr Optimierungsziel (Optimierung der Netzverluste) zu erreichen, ohne die Nebenbedingungen dieser Optimierung zu verletzen. In diesem Falle wird der ÜNB Blindleistung aus Windenergieanlagen beziehen, nur wenn die dadurch eingesparten Kosten zur Deckung der Netzverluste höher als die zusätzlichen Blindleistungsbezugskosten sind. Bild 6.14 zeigt, dass bei Starklast z.B. von 08:00 bis

14:00 Uhr, die Summe der eingespeisten Blindleistung aus Windenergieanlagen und konventionellen Kraftwerken kleiner als diese aus konventionellen Kraftwerken alleine ist.

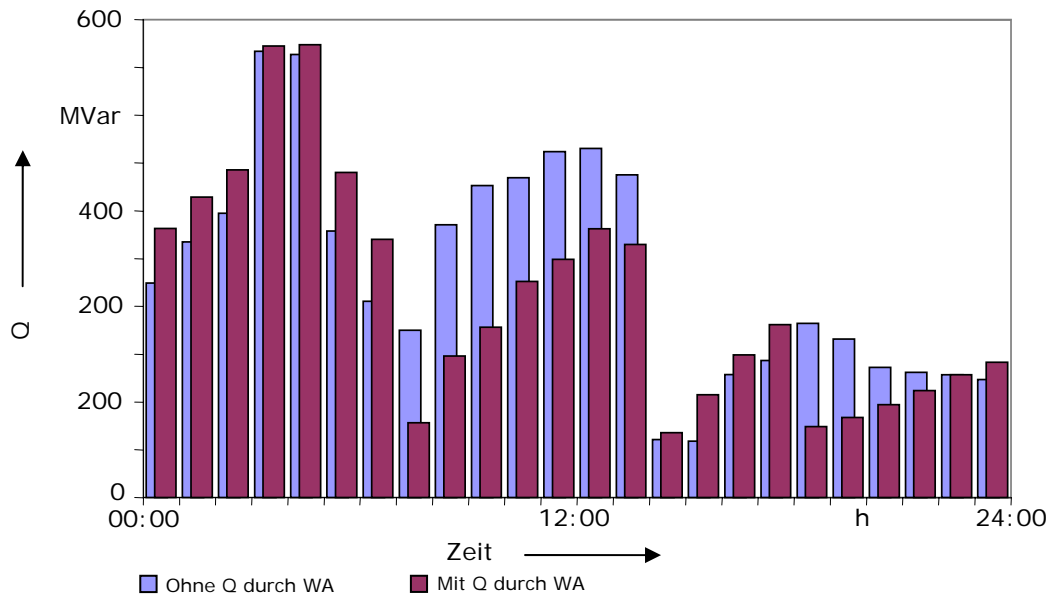


Bild 6.14: Gesamter Blindleistungsbezug aus konventionellen Kraftwerken & WA

Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes

Im Sommer am Sonntag zwischen 03:00 und 05:00 Uhr ist die Last sehr schwach (30 % der Höchstlast). Im Falle, dass der Wind stark ist, so dass die Windenergieanlagen bis zu 95 % ihrer Nennleistung ins Netz einspeisen, wird 68,5 % der Last in allen Netzen (380-kV- und 110-kV-Netzen) zu dieser Zeit aus Windenergieanlagen alleine eingespeist. Die konventionellen Kraftwerke 2, 7, 9 und 10 müssen vom Netz abgetrennt werden, andernfalls gibt es Leistungsüberschuss im Netz. Das 380-kV-Netz ist schwach belastet. Das am Netz bleibende konventionelle Kraftwerk 1 muss die notwendige kapazitive Blindleistung für die Spannungshaltung alleine liefern, wenn die Windenergieanlagen an der Spannungshaltung nicht teilnehmen. Die gelieferte Blindleistung aus dem Kraftwerk 1 reicht aber nicht aus, um die Spannung aller Knoten im 380-kV-Netz innerhalb der zulässigen Grenze einzuhalten. In anderen Worten, es gibt eine Spannungsanhebung im Netz. Die Spannungen werden an mehreren Knoten im 380-kV-Netz (6, 7, 9, 10, 11, 12) die maximale zulässige Spannungsgrenze (420 kV) überschreiten. Der ÜNB muss dafür sorgen, dass die Spannung in seinem Netz innerhalb des zulässigen Spannungsprofils bleibt. Daher muss der ÜNB zusätzlich ein Kompensationselement (Induktivität) an Knoten 11 anschließen. Die notwendige Leistung des Kompensationselementes beträgt in diesem

Fall 65 MVar. Die Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes sind aus [5] entnommen worden und in der Tabelle 6.8 zu sehen.

	Investitionskosten (T€/MVar)
Blindleistungskompensationselement	10

Tabelle 6.8: Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes

Durch die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Spannungshaltung wird die notwendige Blindleistung (65 MVar) aus den Windenergieanlagen geliefert. Dadurch wird der ÜNB die Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes (650 T€) einsparen.

6.2.2.2 Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers

Frequenzhaltung

Der WAB wird ein Angebot zur Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der negativen Regelleistung machen. Die Leistungs- und Arbeitspreise in diesem Falle sind auch in der Tabelle 6.7 zu sehen. Die mögliche angebotene negative Regelleistung von Windenergieanlagen beträgt 57 MW. Angenommen, dass die negative Regelleistung an dem betrachteten Tag nicht abgerufen wird, bestehen die Einnahmen des WAB in diesem Falle von seiner Einnahmen nach dem EEG und die Einnahmen durch die Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung), d.h. auch hier bekommt der WAB die Leistungspreise zur Bereitstellung der negativen Regelleistung als zusätzliche Einnahmen an diesem Tag (38,6 T€).

Spannungshaltung

Bild 6.15 zeigt die gelieferte Blindleistung von Windenergieanlagen in diesem Fall. Unter Berücksichtigung eines Blindleistungsmarktes wird der ÜNB diese Einspeisung vergüten. Dies bedeutet zusätzliche Einnahmen für den WAB.

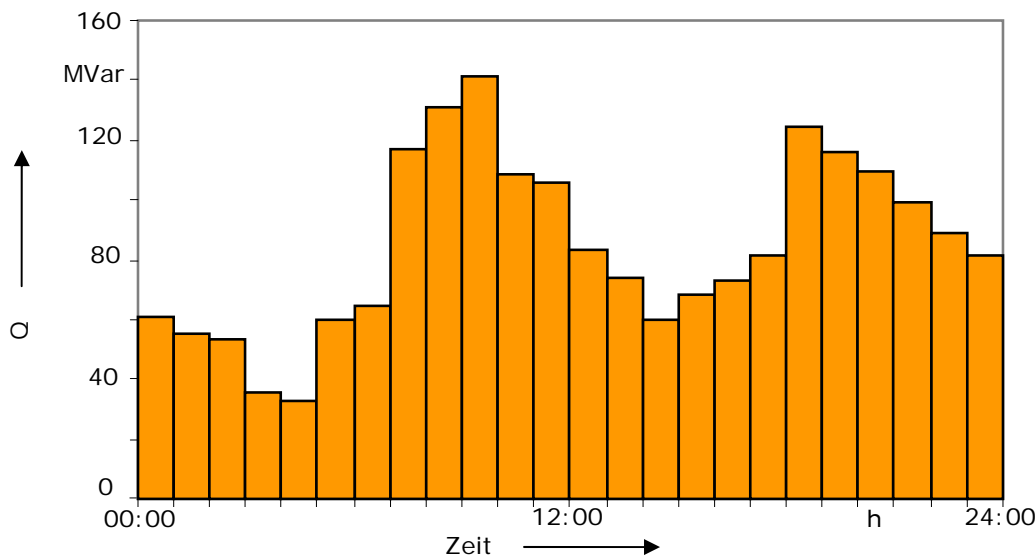


Bild 6.15: Gelieferte Blindleistung durch WA im Sommer an einem Sonntag bei Starkwind

6.2.3 Ökonomische Bewertung der Teilnahme für ein Jahr

Die Kosten aus Sicht des ÜNB und die Einnahmen des WAB werden für die zwölf Szenarien in den Bildern 6.4 bis 6.7 untersucht. Diese entsprechen den Szenarien in der Tabelle 5.1. Das Ergebnis jedes Szenario wird mit der passenden Anzahl der betroffenen Tage pro Jahr in der Tabelle 5.2 multipliziert.

Tabelle 6.9 zeigt die eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung für ein Jahr.

	Spannungshaltung	
	Netzverluste	Blindleistungsbezug
Eingesparte Kosten (Mio.€)	0,52	0,13

Tabelle 6.9: Eingesparte Kosten aus Sicht des ÜNB durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung für ein Jahr

Zusätzlich wird der ÜNB nur einmal und nur in dem betrachteten Jahr die Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes (0,65 Mio.€) einsparen, weil wie im Kapitel 5.2 erläutert wurde, diese Investitionskosten der ÜNB nur einmal und nur in dem Installationsjahr bezahlt.

Nach dem neuen Konzept dürfen die Windenergieanlagen nur im Sommer bei Schwachwind (153 Tage/Jahr, Tabelle 5.2) an der Bereitstellung der Regelleistung nicht teilnehmen, weil die Windgeschwindigkeit von 03:00 bis 06:00 Uhr kleiner als die Anlaufwindgeschwindigkeit ist (Windstille) (Bild 6.7), und die Windenergieanlagen die Regelleistung zu dieser Zeit nicht bereitstellen können.

Tabelle 6.10 zeigt die zusätzlichen Einnahmen des WAB durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung (Blindleistungslieferung) und an der Frequenzhaltung [Primärregelung (PR), Sekundärregelung (SR) und Minutenreserve (MR)] für ein Jahr. Unter Berücksichtigung, dass die Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung jeweils 40 Mal/Jahr abgerufen wurden.

	Systemdienstleistungen			
	Spannungshaltung	Frequenzhaltung		
		PR	SR	MR
Zusätzliche Einnahmen (Mio.€)	1	10,2	3,1	2

Tabelle 6.10: Zusätzliche Einnahmen des WAB durch die Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen für ein Jahr

Nach dem neuen Konzept werden durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen die Geldflüsse im Bild 2.3 beeinflusst. In diesem Falle bezahlt der ÜNB die Systemdienstleistungspreise nicht nur den Kraftwerksbetreibern sondern auch dem WAB. Die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen führt zur Reduzierung der Kosten aus Sicht des ÜNB (Tabelle 6.9). Außerdem bekommt der WAB nicht nur die EEG-Vergütung sondern auch zusätzliche Einnahmen durch die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen (Tabelle 6.10).

Das neue Konzept wird aber nicht zur Reduzierung der Kosten aus Sicht des ÜNB oder zur Erhöhung der Einnahmen des WAB entwickelt. Daher werden diese eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB und die zusätzlichen Einnahmen des WAB auf die Seite des WAB verlagert. Unter Berücksichtigung, dass nach dem neuen Konzept die Einnahmen des WAB ohne und mit Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen nicht geändert werden dürfen, wird diese Zuordnung der zusätzlichen Einnahmen und eingesparten Kosten zur Reduzierung der EEG-Vergütung führen. Wie das funktionieren wird, ist zunächst zu erläutern.

Tabelle 6.11 zeigt, dass die Einnahmen des WAB nach dem EEG und ohne Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen (SDL) in dem betrachteten Jahr 141,7 Mio.€ betragen, wobei die EEG-Vergütung 8,7 ct/kWh ist.

Die eingesparten Kosten und die zusätzlichen Einnahmen in diesem Jahr durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen erreichen zusammen 17,6 Mio.€.

Dieser Betrag wird auf die Seite des WAB unter SDL verlagert, so dass der WAB am Ende die gleichen Einnahmen (141,7 Mio.€) mit und ohne Teilnahme bekommt, wobei darin der EEG-Anteil um die zusätzlichen Einnahmen und die eingesparten Kosten reduziert werden konnte. Dadurch sind die Einnahmen des WAB nach dem EEG nicht mehr 141,7 Mio.€, sondern der Differenzbetrag, $141,7 - 17,6 = 124,1$ Mio.€. Dies entspricht der möglichen Reduzierung der EEG-Vergütung um 12,4 % in dem betrachteten Jahr.

	Ohne SDL von WA	Mit SDL von WA	
	EEG	EEG	SDL
Einnahmen des WAB (Mio.€)	141,7 -12,4 %	124,1	17,6

Tabelle 6.11: Aufteilung der Einnahmen des WAB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen für ein Jahr

Bild 6.16 zeigt, dass der größte Anteil der Reduzierung der EEG-Vergütung auf Grund der Teilnahme der Windenergieanlagen an der Frequenzhaltung (10,8 %), insbesondere an der Bereitstellung der negativen Primärregelleistung (7,2 %), zu Stande kommt. Das Bild zeigt auch die eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB durch Reduzierung der Netzverluste (P_V), Reduzierung des Blindleistungsbezuges (Q) und die eingesparten Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes (KE). Die in Klammern ausgeführten prozentuellen Zahlen stellen die mögliche Reduzierung der EEG-Vergütung durch die Teilnahme an diesen Systemdienstleistungen in einzelnen dar.

Die im Bild 6.16 dargestellten Ergebnisse sind von der Zahl der Abrufe der negativen Regelleistung pro Jahr (Kapital 5.1.1) und von der betrachteten EEG-Vergütung abhängig. Daher wird als nächster Schritt untersucht, wie sich die Ergebnisse für verschiedene Abrufzahlen und Vergütungsmodelle ändern.

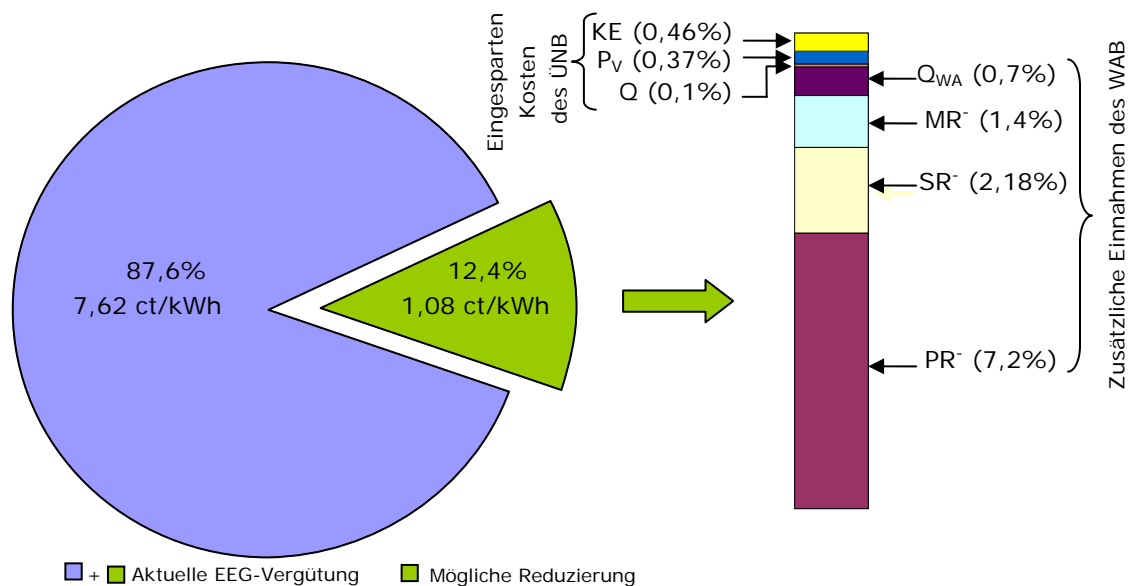


Bild 6.16: Mögliche Reduzierung der EEG-Vergütung für das betrachtete Jahr

Ökonomische Bewertung der Teilnahme für ein Jahr für verschiedene Abrufzahlen

Für verschiedene Abrufzahlen der negativen Regelleistung (Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung) ändern sich die Ergebnisse bzw. die möglichen Reduzierung der EEG-Vergütung kaum (Tabelle 6.12). Die Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung werden jeweils 0, 40 bzw. 80 Mal/Jahr abgerufen.

Abrufzahl (Abrufe/Jahr)	0	40	80
Reduzierung der EEG-Vergütung um	12,5 %	12,4 %	12,3 %

Tabelle 6.12: Mögliche Reduzierung der EEG-Vergütung für verschiedene Abrufzahl in dem betrachteten Jahr

Ökonomische Bewertung für ein Jahr für verschiedene EEG-Vergütungsmodelle

Wie in dieser Arbeit erläutert wurde, ist die EEG-Vergütung abhängig von dem Standort und Effizienz der Anlage. Stehen die Windenergieanlagen am windreichen Standort, bekommen sie die Bonusvergütung (3,2 ct/kWh) nur für die ersten fünf Jahre. Daher wurde ein Vergütungsmodell 5,5 ct/kWh gewählt, wobei 5,5 ct/kWh die Grundvergütung nach dem EEG ist.

Zur Unterstützung des Ausbaus der Offshore-Windenergieanlagen kann die EEG-Vergütung für diese erhöht werden, weil die Installationskosten bei Offshore-Windenergieanlagen höher als bei Onshore-Windenergieanlagen sind. Daher wurde ein

Vergütungsmodell 12 ct/kWh gewählt. Tabelle 6.13 zeigt je höher die EEG-Vergütung ist, desto geringer ist die mögliche Reduzierung der EEG-Vergütung. Diese Untersuchung wurde durchgeführt unter Berücksichtigung, dass die Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung jeweils 40 Mal/Jahr abgerufen werden.

EEG-Vergütung (ct/kWh)	5,5	8,7	12
Reduzierung der EEG-Vergütung um	19,6 %	12,4 %	8,9 %

Tabelle 6.13: Mögliche Reduzierung der EEG-Vergütung für verschiedene Vergütungsmodelle in dem betrachteten Jahr

6.2.4 20-Jahre-Betrachtung

Die folgende Untersuchung bezieht sich auf Windenergieanlagen, die an einem windreichen Standort installiert worden sind. Daher bekommt der WAB die Bonusvergütung (3,2 ct/kWh) nur für die ersten fünf Jahre. Die EEG-Vergütung im ersten Jahr beträgt 8,7 ct/kWh. Alle Windenergieanlagen sind im ersten Jahr ans Netz angeschlossen. Für den betrachteten Zeitraum (20 Jahre) wird angenommen, dass die Last- und Windsituationen gleich wie im ersten Jahr bleiben und die Blindleistungskompensationselemente im ersten Jahr ans Netz abgeschlossen werden. Am Ende des betrachteten Zeitraums gibt es keinen Restwert für die Blindleistungskompensationselemente.

Auf Grund der hohen installierten Windleistung wird ein Teil der konventionellen Kraftwerke vom Netz getrennt, insbesondere bei Starkwind und Schwachlast. Ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen müssen die am Netz bleibenden konventionellen Kraftwerke die Bereitstellung der Systemdienstleistungen übernehmen. Dies führt dazu, dass es weniger Anbieter zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen gibt. Daher können die Angebotspreise zur Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der Regelleistung und die Kosten zur Deckung der Netzverluste steigen. Die betrachtete Steigerungsrate in dieser Arbeit beträgt 2 %/Jahr. Untersucht wird hier, welche ökonomischen Vorteile die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen in diesem Falle bringen kann.

Bild 6.17 zeigt die mögliche Aufteilung der Einnahmen des WAB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen. Unter Berücksichtigung der Einnahmen des WAB durch die Teilnahme an der Bereit-

stellung der Systemdienstleistungen zeigt das Bild 6.18 die aktuelle und die mögliche reduzierte EEG-Vergütung für die ganze Auszahlungsdauer. Bild 6.18 zeigt auch, dass die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen die EEG-Vergütung im ersten Jahr um 12,4 % reduzieren kann. Trotz der Verteuerung der Angebotspreise zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen und die Degression der EEG-Vergütung führt die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen im zweiten Jahr zur Reduzierung der EEG-Vergütung nur um 12,3 %, also geringer als im ersten Jahr. Der Grund dafür ist, dass die Einsparung der Investitionskosten des Blindleistungskompensationselementes nur im ersten Jahr auftaucht. Auf Grund der Degression der EEG-Vergütung und der Verteuerung der Angebotspreise zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen kann die EEG-Vergütung um bis zu 39,7 % im letzten betrachteten Jahr reduziert werden.

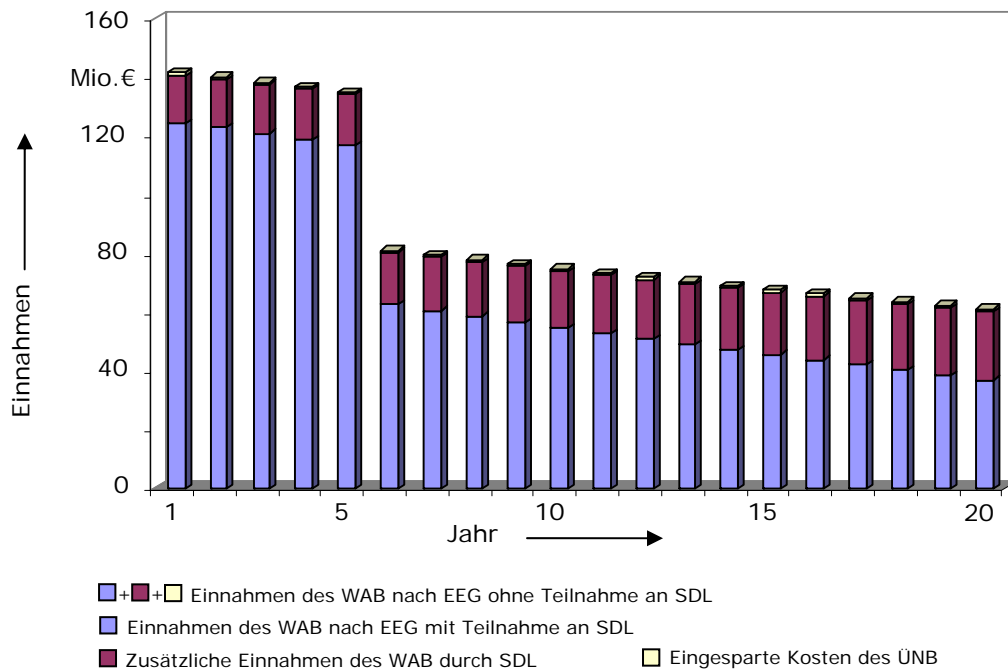


Bild 6.17: Aufteilung der Einnahmen des WAB durch die Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen

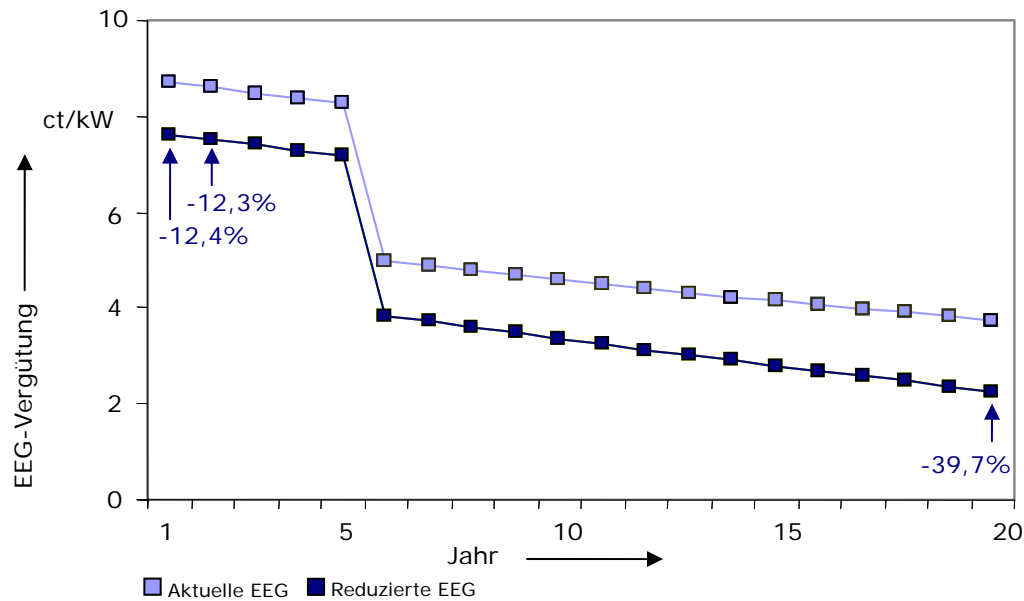


Bild 6.18: Aktuelle und mögliche reduzierte EEG-Vergütung für die ganze Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung

Wie im Kapitel 5.3 erläutert wurde, wird der Barwert der Einnahmenreihe des WAB nach der aktuellen und reduzierten EEG-Vergütung berechnet. Alle Einnahmen werden in den beiden Fällen auf das erste Jahr bezogen. Der Kalkulationszinssatz beträgt $i = 8 \%/Jahr$. Dann wird jeder Barwert von den beiden ermittelten Barwerte mit dem Annuitätsfaktor (α) [Gleichung (5.16)] multipliziert. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in der Tabelle 6.14 zu sehen. Diese Tabelle zeigt sowohl die durchschnittlichen finanzmathematischen jährlichen Einnahmen des WAB nach der aktuellen und reduzierten EEG-Vergütung, als auch die durchschnittlichen finanzmathematischen jährlichen zusätzlichen Einnahmen des WAB und die eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB, die auf die Seite des WAB unter SDL verlagert werden. Mit diesen Berechnungen kann man erkennen, dass die durchschnittliche finanzmathematische jährliche Reduzierung der aktuellen EEG-Vergütung etwa 20 % beträgt.

	Ohne SDL von WA	Mit SDL von WA	
	aktuelle EEG-Vergütung	reduzierte EEG-Vergütung	SDL
Einnahmen des WAB (Mio.€)	99,4	79,9	19,5

Tabelle 6.14: Aufteilung der durchschnittlichen finanzmathematischen jährlichen Einnahmen des WAB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen für 20 Jahre

6.3 Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung und an der Bereitstellung der positiven Regelleistung

6.3.1 Ökonomische Bewertung für einen Tag

6.3.1.1 Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers

Die ökonomischen Vorteile des ÜNB durch die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung an einem Wochentag im Winter bei Schwachwind oder an einem Sonntag im Sommer bei Starkwind bleiben unverändert. Die eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB setzen sich zusammen aus den eingesparten Kosten zur Deckung der Netzverluste, den eingesparten Blindleistungsbezugskosten und den eingesparten Investitionskosten der Blindleistungskompensationselemente.

6.3.1.2 Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers

Frequenzhaltung

Tabelle 6.15 zeigt die Angebotspreise der konventionellen Kraftwerke zur Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der positiven Regelleistung. Diese Preise sind aus [64] entnommen worden und für einen Tag dargestellt. Hier muss auch der Anbieter in der Lage sein, Primärregel-, Sekundärregel und/oder Minutenreserveleistung für die ganze Ausschreibungsdauer (1 Tag) bereitzustellen. Tabelle 6.15 zeigt auch die Angebotspreise, die der WAB zur Teilnahme an der Unterstützung der Frequenzhaltung anbieten muss, damit die Windenergieanlagen zur Bereitstellung der positiven Regelleistung gewählt werden. Die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung bedeutet, dass sie für die ganze Ausschreibungsdauer (1 Tag) gedrosselt betrieben werden. Daher wird der WAB die EEG-Vergütung für die nicht ins Netz eingespeiste Energie für den ganzen Tag verlieren. Die verlorene Vergütung des WAB (2088 €/MW/Tag, bei 8,7ct/kWh) ist höher als die zusätzlichen Einnahmen in diesem Falle. Z.B. wird der WAB bei der Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung 1196 €/MW/Tag verlieren, wenn die positive Regelleistung an dem betrachteten Tag nicht abgerufen wird. Daher wird der WAB derzeit nicht an der Bereitstellung der positiven Regelleistung teilnehmen. Diese Ergebnisse sind natürlich gültig an einem Wochentag im Winter bei Schwachwind und an einem Sonntag im Sommer bei Starkwind.

	I (€/MW/Tag)		a (€/MWh)			
	KK	WA	KK		WA	
			HT	NT	HT	NT
PR	450	449	-	-	-	-
SR	270	269	140	70	139	69
MR	175	174	100	50	99	49

Tabelle 6.15: Angebotspreise zur Teilnahme an der Bereitstellung und Lieferung der positiven Regelleistung


Spannungshaltung

Die ökonomischen Vorteile des WAB durch die Teilnahme an der Spannungshaltung bleiben wie in den Kapiteln 6.2.1.2 und 6.2.2.2. unverändert. Mit der Annahme eines Blindleistungsmarktes bekommt der WAB für die Blindleistungslieferung zusätzliche Einnahmen.

6.3.2 Ökonomische Bewertung der Teilnahme für ein Jahr

Da die Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung nicht wirtschaftlich aus Sicht des WAB ist, nehmen die Windenergieanlagen in dem betrachteten Jahr nur an der Unterstützung der Spannungshaltung teil. Die Kosten aus Sicht des ÜNB und die Einnahmen des WAB sind für die zwölf Szenarien in den Bildern 6.4 bis 6.7 untersucht. Wie im Kapitel 5 beziehen sich die Ergebnisse dieser Untersuchungen auf ein Jahr. Die eingesparten Kosten des ÜNB und die zusätzlichen Einnahmen des WAB werden auch auf die Seite des WAB unter SDL verlagert. Dadurch kann die EEG-Vergütung um 1,63 % reduziert werden (Tabelle 6.16).

	Ohne SDL von WA	Mit SDL von WA	
	EEG	EEG	SDL
Einnahmen des WAB (Mio.€)	141,7	139,77	1,93



 -1,63 %

Tabelle 6.16: Aufteilung der Einnahmen des WAB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung für ein Jahr

6.3.3 20-Jahre-Betrachtung

Für diese Untersuchung gelten die gleichen Annahmen, wie im Kapitel 6.2.4. Es wird untersucht, wann die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung teilnehmen sollen und welche ökonomischen Vorteile diese Teilnahme bringen kann.

Auf Grund der hohen EEG-Vergütung sind die nach dem EEG verlorene Vergütung des WAB mehr als die zusätzlichen Einnahmen des WAB und die eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB in den ersten zehn Jahren (Bild 6.19). Zu dieser Zeit sollen die WAB nur an der Unterstützung der Spannungshaltung teilnehmen. Auf Grund der Degression der EEG-Vergütung und die Verteuerung der Angebotspreise zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen sollen die Windenergieanlagen ab dem elften Jahr auch an der Bereitstellung der positiven Regelleistung teilnehmen.

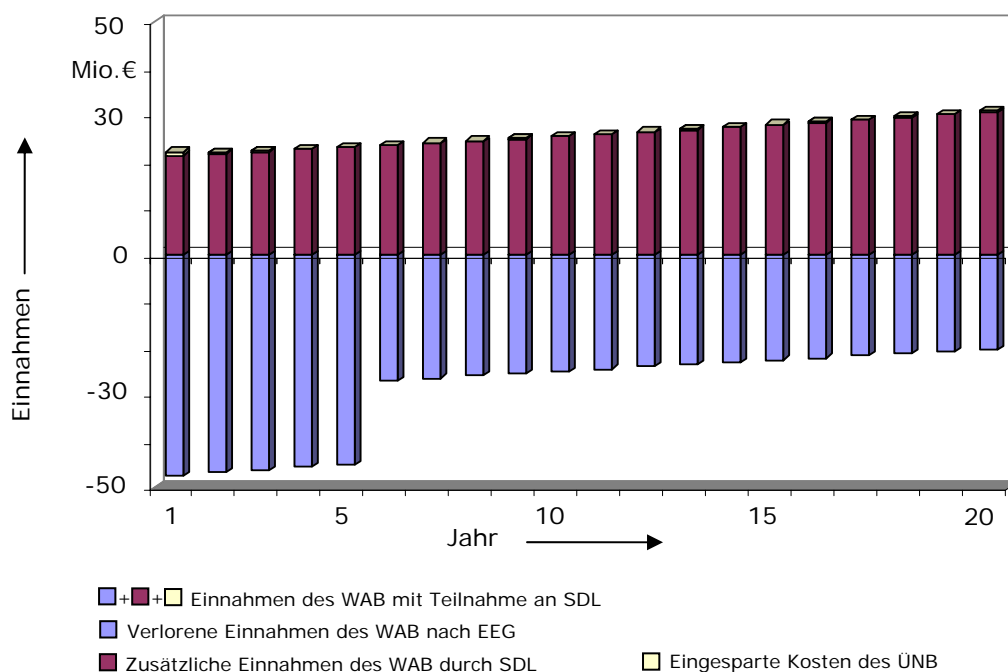


Bild 6.19: Aufteilung der Einnahmen des WAB durch die Teilnahme an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen

Bild 6.20 zeigt die aktuelle und die mögliche reduzierte EEG-Vergütung für die ganze Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung (20 Jahre) durch die Teilnahme von den Windenergieanlagen an der Unterstützung der Spannungshaltung und an der Bereitstellung und Lieferung der positiven Regelleistung.

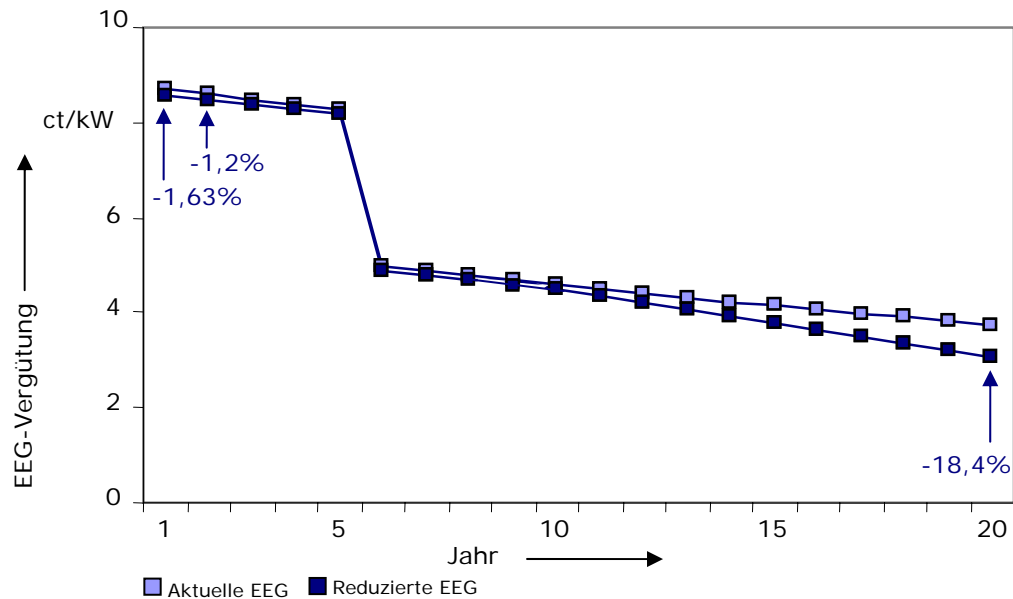


Bild 6.20: Aktuelle und mögliche reduzierte EEG-Vergütung für das ganze Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung

Wie im Kapitel 5.3 erläutert wurde, wird der Barwert der Einnahmenreihe des WAB nach der aktuellen und reduzierten EEG-Vergütung berechnet. Alle Einnahmen werden in den beiden Fällen auf das erste Jahr bezogen. Der Kalkulationszinssatz beträgt $i = 8 \%$ /Jahr. Dann wird jeder Barwert von den beiden ermittelten Barwerte mit dem Annuitätsfaktor (α) [Gleichung (5.16)] multipliziert. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in der Tabelle 6.17 zu sehen. Diese Tabelle zeigt sowohl die durchschnittlichen finanzmathematischen jährlichen Einnahmen des WAB nach der aktuellen und reduzierten EEG-Vergütung, als auch die durchschnittlichen finanzmathematischen jährlichen zusätzlichen Einnahmen des WAB und die eingesparten Kosten aus Sicht des ÜNB, die auf die Seite des WAB unter SDL verlagert werden. Mit diesen Berechnungen kann man erkennen, dass die durchschnittliche finanzmathematische jährliche Reduzierung der aktuellen EEG-Vergütung etwa 3,2 % beträgt.

	Ohne SDL von WA	Mit SDL von WA	
	aktuelle EEG-Vergütung	reduzierte EEG-Vergütung	SDL
Einnahmen des WAB (Mio.€)	99,4	96,2	3,2

Tabelle 6.17: Aufteilung der durchschnittlichen finanzmathematischen jährlichen Einnahmen des WAB mit und ohne Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen für 20 Jahre

6.4 Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung trotz der hohen EEG-Vergütung

Im Falle, dass der ÜNB wenige Angebote zur Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Minutenreserveleistung bekommt, steigen die Preise der Bereitstellung der positiven Minutenreserveleistung sehr stark. In der Vergangenheit stiegen diese Preise bis auf 1500 % des durchschnittlichen täglichen Preises [64]. Ähnlich wie bei der Minutenreserve können auch die wenigen Angebote zur deutlichen Erhöhung der Preise zur Bereitstellung der positiven Primär- und Sekundärregelleistung führen. Auf Grund dieser Tatsache kann die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung auch innerhalb der ersten 10 Jahre der Auszahlungsdauer der EEG-Vergütung ökonomisch aus Sicht des WAB sein.

Tabelle 6.18 zeigt die Untergrenze der notwendigen Erhöhung der Angebotspreise (Leistungspreise), zu denen der WAB mehr Einnahmen bekommt, wenn die Windenergieanlagen gedrosselt betrieben werden, um positive Regelleistung bereitzustellen. D.h. in diesem Falle sollten die WAB die Energie nicht mehr nach dem EEG vergüten lassen. Wobei die Windenergieanlagen in diesem Szenario entweder an der Bereitstellung der Primärregelleistung oder Sekundärregelleistung oder Minutenreserveleistung teilnehmen. Betrachtet hier sind zwei Modelle der EEG-Vergütung. Z.B. bei einer EEG-Vergütung in Höhe von 5,5 ct/kWh und im Falle, dass die Angebotspreise zur Bereitstellung der positiven Primärregelleistung bis auf 300 % gestiegen sind, sollen die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Primärregelleistung teilnehmen und die Energie nicht mehr nach dem EEG vergüten lassen.

		Erhöhung der Angebotspreise (Leistungspreise)		
		PR	SR	MR
EEG-Vergütung	5,5 (ct/kWh)	300 (%)	500 (%)	750 (%)
	8,7 (ct/kWh)	470 (%)	770 (%)	1200 (%)

Tabelle 6.18: Grenze der Erhöhung der Angebotspreise zur Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung

7 Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wächst ständig und wird von der Bundesregierung durch ein Gesetz, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), gefördert und unterstützt. Durch das EEG haben die erneuerbaren Energieanlagen die Priorität, ihre Energie vorrangig ins Netz einzuspeisen. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Energieübernahme garantieren. Außerdem muss die eingespeiste Energie mit einem festen Betrag (EEG-Vergütung) vergütet werden. Die Windenergieanlagen liefern in Deutschland den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die EEG-Vergütung für Windenergieanlagen besteht aus einer Grundvergütung und einer Bonusvergütung. Die Grundvergütung wird für 20 Jahre vorgesehen und hat eine Degression von 2 %/Jahr. Die Zahlungsdauer der Bonusvergütung orientiert sich am Ertrag der Anlage und wird für mindestens fünf Jahre bezahlt. Die EEG-Vergütung bezahlen die Übertragungsnetzbetreiber an die Betreiber erneuerbarer Anlagen für die eingespeiste Energie. Die Kosten, die dem Übertragungsnetzbetreiber dadurch entstehen, werden von diesem an die Endverbraucher weitergeleitet, indem sie in den Strompreis einbezogen sind.

Des Weiteren ist der Übertragungsnetzbetreiber für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich. Um diese Aufgaben zu erfüllen, benötigt er Systemdienstleistungen. Diese Systemdienstleistungen (z.B. für die Frequenz- und Spannungshaltung) bekommt der Übertragungsnetzbetreiber von den Kraftwerken auf vertraglicher Basis bereitgestellt. Dadurch entstehen dem Übertragungsnetzbetreiber Kosten. Diese Kosten legt er auf die Seite der Endverbraucher um, in dem sie ein Teil des Netznutzungspreises sind, der wiederum ein Teil des Strompreises ist.

Die Windenergieanlagen werden in Windparks konzentriert. Die Leistung eines geplanten Windparks ist geeignet, diesen ans Hochspannungsnetz anzuschließen. Die Windenergieanlagen speisen bis jetzt die zur anliegenden Windgeschwindigkeit maximale erzielbare Leistung ins Netz ein. Momentan leisten die Windenergieanlagen keinen Beitrag zum sicheren Netzbetrieb. Sie nehmen an der Bereitstellung der Regelleistung zur Unterstützung der Frequenzhaltung nicht teil. Die Windenergieanlagen liefern keine Blindleistung zur Unterstützung der Spannungshaltung. Bis zum Jahre 2020 soll die installierte Windleistung etwa 48 GW erreichen, also fast 60 % der Höchstlast Deutschlands [5]. Auf Grund dieser hohen installierten Windleistung und

des Vorrangs der erneuerbaren Anlagen wird in Starkwindfällen ein großer Teil der konventionellen Kraftwerke vom Netz genommen. Dadurch gehen ihre Beiträge zur Frequenz- und Spannungshaltung verloren. Solche Szenarien können die Versorgungszuverlässigkeit gefährden.

In dieser Arbeit wurde ein neues Konzept entwickelt, in dem die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen zur Unterstützung der Frequenz- und Spannungshaltung teilnehmen.

In dem neuen Konzept wurde gezeigt, dass die abgegebene Leistung einer Windenergieanlage steuerbar ist und die Windenergieanlagen durch die Steuerung des Pitchstellwinkels der Turbinenblätter Regelleistung zur Teilnahme an der Unterstützung der Frequenzhaltung bereitstellen können.

Um an der Primärregelung, Sekundärregelung und/oder Minutenreserve teilzunehmen, muss sich jede Anlage einem Präqualifikationsverfahren unterziehen bzw. technische Bedingungen erfüllen. Für die Untersuchung dieser technischen Bedingungen wurden die beiden modernen Typen von Windenergieanlagen, Windenergieanlagen mit Doppelt-gespeisten Asynchrongeneratoren oder mit Synchrongeneratoren und Vollumrichtern, modelliert. Dabei wurde nachgewiesen, dass diese beiden Typen von Windenergieanlagen im Einzelnen und in Windparks die technischen Bedingungen zur Teilnahme an der Primärregelung, Sekundärregelung und/oder Minutenreserve erfüllen können.

Es wurde auch nachgewiesen, dass die modernen Windenergieanlagen in der Lage sind, neben der Wirkleistung auch Blindleistung zu liefern. Deshalb können die Windenergieanlagen die Spannungshaltung unterstützen. Des weitern hat sich gezeigt, dass Windenergieanlagen auch im Stillstand Blindleistung einspeisen können.

Damit haben die Untersuchungen dieser Arbeit aufgezeigt, dass die Windenergieanlagen den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes unterstützen können.

Des weitern wurde in dem neuen Konzept untersucht, welche ökonomischen Vorteile die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen für ein Jahr bringen kann. Die Ergebnisse der Untersuchungen ergaben ökonomische Vorteile, die sich durch Kosteneinsparungen aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers und durch zusätzliche Einnahmen aus Sicht des Windenergieanlagenbetreibers folgendermaßen präsentierten:

Kosteneinsparungen aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers

- Die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Spannungshaltung führt zur Reduzierung der Netzverluste in Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Dadurch werden die Kosten zur Deckung der Netzverluste reduziert.
- Die bezogene Blindleistung aus konventionellen Kraftwerken und Windenergieanlagen in Starklastfällen ist im Vergleich zu der bezogenen Blindleistung aus konventionellen Kraftwerken alleine geringer. Dies führt zur Reduzierung der Blindleistungsbezugskosten unter Berücksichtigung eines Blindleistungsmarktes.
In Schwachlastfällen sind jedoch die Blindleistungsbezugskosten bei Blindleistungslieferung durch die konventionellen Kraftwerke und Windenergieanlagen höher als diese bei Blindleistungslieferung durch die konventionellen Kraftwerke alleine. In diesem Falle bezieht der Übertragungsnetzbetreiber allerdings die Blindleistung aus Windenergieanlagen, nur wenn die dadurch eingesparten Kosten zur Deckung der Netzverluste höher als die zusätzlichen verursachten Blindleistungsbezugskosten sind.
- Reduzierung der Notwendigkeit von zusätzlichen Blindleistungskompensationselementen.

Zusätzliche Einnahmen aus Sicht des Windenergieanlagenbetreibers

- Die eingespeiste Blindleistung durch die Windenergieanlagen zur Unterstützung der Spannungshaltung wird unter Berücksichtigung eines Blindleistungsmarktes vergütet. Dies bedeutet zusätzliche Einnahmen für den Windenergieanlagenbetreiber.
- Durch die Teilnahme an der Bereitstellung der negativen Regelleistung bekommt der Windenergieanlagenbetreiber einerseits die Energie für die ganze Ausschreibungsdauer nach dem EEG vergütet. Nur bei Abruf der negativen Regelleistung, die selten abgerufen wird, verliert der ÜNB diese EEG-Vergütung. Andererseits bekommt der Windenergieanlagenbetreiber zusätzliche Vergütung für die Bereitstellung der negativen Regelleistung.
- Für die Bereitstellung der positiven Regelleistung werden die Windenergieanlagen für die ganze Ausschreibungsdauer gedrosselt betrieben, d.h. sie verlieren die EEG-Vergütung. Diese verlorene Vergütung ist momentan höher als die zusätzlichen Einnahmen durch die Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung.

tung. Folglich nehmen die Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung nicht teil.

Allerdings führen die wenigen Angebote zur Teilnahme an der Unterstützung der Frequenzhaltung zur deutlichen Erhöhung der Preise zur Bereitstellung der positiven Regelleistung. In diesem Falle kann die Teilnahme von Windenergieanlagen an der Bereitstellung der positiven Regelleistung dem Windenergieanlagenbetreiber zusätzliche Einnahmen bringen.

Die Untersuchung dieser ökonomischen Vorteile wurde anschließend auf die ganze Zahlungsdauer der EEG-Vergütung (20 Jahre) für Windenergieanlagen, die an einem Windreichen Standort installiert sind, erweitert. Die Ergebnisse waren die selben, mit der Ausnahme, dass ab einem bestimmten Jahr (situationsabhängig) die Teilnahme an der Bereitstellung der positiven Regelleistung für die Windenergieanlagenbetreiber rentabel ist, auf Grund der Degression der Grundvergütung nach dem EEG und der möglichen Verteuerung der Angebotspreise zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen.

Das ökonomische Ziel des neuen Konzeptes ist nicht die Einnahmen des Windenergieanlagenbetreibers zu erhöhen oder die Kosten aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers zu reduzieren, sondern die Reduzierung der EEG-Vergütung. Der Windenergieanlagenbetreiber bekommt am Ende die gleichen Einnahmen, wobei darin der EEG-Anteil um die zusätzlichen Einnahmen und die eingesparten Kosten durch die Teilnahme der Windenergieanlagen an der Bereitstellung der Systemdienstleistungen reduziert werden konnten. Dadurch kann die wirtschaftliche Belastung der Verbraucher durch die EEG-Vergütung verringert werden.

8 Literaturverzeichnis

- [1] United Nations
Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change
Kyoto, 1998
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007
Referat KI III 1 (Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten der Erneuerbaren Energien), Berlin, 2008
- [3] Deutscher Bundestag
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) Bundesgesetzblatt, Jg. 2004, Teil 1, Nr. 40, Bonn, 2004
- [4] Deutscher Bundestag
Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften
Bundesgesetzblatt, Jg. 2008, Teil 1, Nr. 49, Bonn, 2008
- [5] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.)
Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020
DENA, Berlin, 2005
- [6] Deutscher Bundestag
Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts
Bundesgesetzblatt, Jg. 2005, Teil 1, Nr. 42, Bonn, 2005
- [7] Deutsche Bundesregierung
Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzes (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)
Bundesgesetzblatt, Jg. 2005, Teil 1, Nr. 46, Bonn, 2005
- [8] Verband der Netzbetreiber e.V. (Hrsg.)
TransmissionCode 2007
Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
VDN, Berlin, 2007
- [9] Hosemann, G.
Elektrische Energietechnik
Springer-Verlag, 29. Auflage, Berlin, 1988
- [10] Verstege, J.
Energieübertragung
Unterlagen zur Vorlesung an der Bergischen Universität Wuppertal, 2008
- [11] Lange, B.; Rohrig, K.; Ernst, B.; Schlögl, F.; Cali, Ü.; Jursa, R.; Moradi, J.
Wind power forecasting in Germany – Recent advances and future challenges
Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 30, Heft 2, 2006, S. 115-120

- [12] Schlecht, D.
Regelenergiebedarf der Windenergieeinspeisung
FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, 2005
- [13] Dany, G.
Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil
Dissertation, RWTH Aachen, 2002
- [14] Wulff, T.
Integration der Regelenergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2006
- [15] Schmitt, A.
Multikriterielle Optimierung von Systemdienstleistungen für Energieübertragungssysteme
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2003
- [16] Handschin, E.
Elektrische Energieübertragungssysteme
Dr. Alfred Hüthig-Verlag, 2. Auflage, Heidelberg, 1987
- [17] Bundesnetzagentur
Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelleistung
Beschlusskammer 6, Az: BK6-06-065, Bonn, 2007
- [18] Bundesnetzagentur
Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelleistung
Beschlusskammer 6, Az: BK6-06-066, Bonn, 2007
- [19] Bundesnetzagentur
Festlegung Minutenreserve Ausschreibung
Beschlusskammer 6, Az: BK6-06-012, Bonn, 2006
- [20] Lemmer, S.
Rechnergestützte Spannungs-Blindleistungssteuerung in Hochspannungsnetzen
Dissertation, RWTH Aachen, 1982
- [21] Verstege, J.
Netzleittechnik
Unterlagen zur Vorlesung an der Bergischen Universität Wuppertal, 2008
- [22] van Dyk, H. U.
Spannungs-Blindleistungs-Optimierung in Verbundnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 1989
- [23] Rosenthal, R. E.
GAMS, GAMS-A User's Guide, Washington, 2006

- [24] Betz, A.
Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen
Vandenhoeck und Ruprecht-Verlag, Göttingen, 1926
- [25] Heier, S.
Windkraftanlagen - Systemauslegung, Integration und Regelung
Teubner-Verlag, 3. Auflage, Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden, 2003
- [26] Gasch, R.; Twele, J.
Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb
Teubner-Verlag, 4. Auflage, Wiesbaden, 2005
- [27] Lappe, R.; Conrad, H.; Kronberg, M.;
Leistungselektronik
Verlag Technik Berlin, 2. Auflage, Berlin, 1991
- [28] Lappe, R.
Leistungselektronik – Grundlagen, Stromversorgung und Antriebe
Verlag Technik Berlin München, 5. Auflage, Berlin, München, 1994
- [29] Hähnel, O.
Windenergieumwandlung mit doppelt-gespeisten Asynchronmaschinen
FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, 2005
- [30] Hartge, S.
Windenergieumwandlung mit Synchrongeneratoren und Vollumrichter
FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, 2005
- [31] Al-Awaad, A.-R.; Verstege, J.
Contribution of Wind Energy Plants to the Voltage Control in High and very High Voltage Networks
First Electrical Engineering Conference, Aleppo University, Aleppo, Syria, 2007, Paper PS04
- [32] Al-Awaad, A.-R.; Verstege, J.
PQ-Curve of Wind Power Plants with ATP
EEUG Meeting, León University, León, Spanien, 2007, Paper A1
- [33] Berger, F.
Netzintegration von Windparks in Hoch- und Höchstspannungsnetze
FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, 2005
- [34] Kühn, H.; Roth, H.
Anschlussrichtlinien
FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, 2005
- [35] Bartsch, M.; Ehlert, D.
Weiterentwicklung der Anlagenkonzepte im Hinblick auf die neuen Anschlussrichtlinien
FGH-Fachtagung „Windenergie und Netzintegration“, Hannover, 2005
- [36] Luther, M.; Santjer, F.; Neumann, T.
Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen
DEWI Magazin, Nr. 19, 2001, S. 14-22

- [37] Brauner, G.; Laier, A.; Haidvogel, H.
Netzintegration von großen Windparks
Elektrotechnik und Informationstechnik, Jg. 120, Heft 12, 2003, S. 433-437
- [38] Gjengedal, T.; Henriksen, M.
Large Scale Integration of Wind Power and the Impact on Power Systems
CIGRE-Conference, Paris, 2004, Paper C1-206
- [39] Burges, K.; Ramsel, K.; Kuhnhenne-Krausmann, K.; Krietzsch, B.; Leske, T.
Pilotprojekt: Steuerung von Windparks durch den ÜNB
VDE-Kongress „Innovationen für Menschen“, Fachtagungsberichte ETG
Band 1, Berlin, 2004, S. 321-326
- [40] Schulz, D.; Wendt, O.; Hanitsch, R.
Verbessertes Leistungsfaktor-Management für Windparks
DEWI Magazin, Nr. 27, 2005, S. 49-58
- [41] Erlich, I.; Winter, W.; Löwen, J.
Verbesserung des Systemverhaltens dezentraler Energieerzeugungsanlagen
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 104, Heft 24, 2005, S. 40-43
- [42] Verband der Netzbetreiber e.V. (Hrsg.)
EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz
VDN, Berlin, 2004
- [43] Hartge, S.; Fischer, F.
Kraftwerkseigenschaften von Windenergieanlagen hinsichtlich Kurzschlussverhalten, Engpass- und Blindleistungsmanagement sowie Spannungsregelung
Elektrotechnik und Informationstechnik, Jg. 121, Heft 4, 2004, S. 121-127
- [44] Holst, A.; Prillwitz, F.; Weber, H.; Schmidt, C.
Netzregelverhalten von Windkraftanlagen
ETG-Fachtagung „Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung“, München, 2003
- [45] Welfonder, E.; Kurth, M.; Tillmann, H.-B.; Hodurek, C.; Radtke, H.; Nielsen, J.
Dual Electric Power Supply with Increasing Wind Power Generation, Requirement for an Advanced Secondary Control Concept
CIGRE-Conference, Paris, 2004, Paper C2-105
- [46] Lebioda, A.; Rudion, K.; Orths, A.; Styczynski, Z.
Investigation of Disposable Reserve Power in a Large-Scale Wind Farm
IEEE Power Tech Conference, St. Petersburg, 2005, Paper 724
- [47] Rudion, K.
Aggregated Modelling of Wind Farms
Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2008
- [48] de Almeida, R. G.; Lopes, J. A. P.
Primary Frequency Control Participation Provided by Doubly Fed Induction Wind Generators
Power System Computation Conference, Liège, Belgium, 2005, Paper 1

- [49] Hughes, F. M.; Anaya-Lara, O.; Jenkins, N.; Strbac, G.
Control of DFIG-Based Wind Generation for Power Network Support
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, 2005, pp. 1958-1966
- [50] Anaya-Lara, O.; Hughes, F. M.; Jenkins, N.; Strbac, G.
Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation
IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 153, No. 2, 2006, pp. 164-170
- [51] Sinelnikova, E.
Design und optimale Betriebsführung doppelt gespeister Asynchrongeneratoren für die regenerative Energieerzeugung
Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2005
- [52] Rifaldi, A.; Bianchi Lastra, R.
ATP, Rulebook, Buenos Aires, 2001
- [53] The MathWorks, Inc.
MATLAB, Using Simulink, Natick, 2005
- [54] Osika, O.
Stability of Micro-Grids and Inverter Dominated Grids with High Share of Decentralised Sources
Dissertation, Universität Kassel, 2005
- [55] G. de Almeida, R.; D. Castronuovo, E.; Pecas Lopes, J. A.
Optimum Generation Control in Wind Parks When Carrying Out System Operator Requests
IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, 2006, pp. 718-725
- [56] Morren, J.; de Haan, S. W. H.; Ferreira, J. A.
Contribution of DG units to primary frequency control
European Transactions on Electrical Power, Vol. 16, No. 5, 2006, pp. 507-521
- [57] Senjyu, T.; Sakamoto, R.; Urasaki, N.; Funabashi, T.; Fujita, H.; Sekine, H.
Output Power Leveling of Wind Turbine Generator for All Operating Regions by Pitch Angle Control
IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21, No. 2, 2006, pp. 467-475
- [58] Fischer, R.
Elektrische Maschinen
Carl Hanser-Verlag, 9. Auflage, München, Wien, 1995
- [59] Villacorta, R.; Gonzalez, G.; Gomez, A.; Amenedo, R.
Implementation of the Wind Park PQ Curve in the Dimension of the Reactive Compensation System
Nordic Wind Power Conference, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, 2004
- [60] Spahić, E.; Balzer, G.
Control Possibility for Offshore Wind Farms
Power System Computation Conference, Liège, Belgium, 2005, Paper 3

- [61] Stupin, P.; Kühne, S.
Doppelt gespeisende Asynchrongeneratoren bis 5,6 MW für die Windenergie
Elektrotechnische Zeitschrift, Heft 7, 2005, S. 50-55
- [62] Hanson, J.; Sandeberg, P.
Selbstgeführte Umrichter im elektrischen Versorgungsnetz
ETG-Kongress, Fachtagungsberichte 103, Dresden, 2005, S. 33-39
- [63] Rabelo, B.; Hofmann, W.
Leistungsflussoptimierung an Windkraftanlagen mit doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren
VDE-Kongress „Innovationen für Menschen“, Fachtagungsberichte ETG Band 1, Berlin, 2004, S. 415-420
- [64] <https://www.regelleistung.net/>, Stand 02.04.2008