

**Modellbasierte Analyse
zur Verbesserung der elektrischen Energiebereitstellung
zukünftiger Offshore-Windparks mittels Biogastechnologie**

Zur Erlangung des akademischen Grades

DOKTORINGENIEUR (Dr.-Ing.)

der Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik
der Universität Paderborn
genehmigte Dissertation
von

Dipl.-Ing. Martin Tigges
Paderborn

Referent:

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Voss

Korreferent:

PD Dr.-Ing. habil Michael Fette

Tag der mündlichen Prüfung: 22.07.2010

Paderborn, den 06.09.2010

Diss. EIM-E/270

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet für Nachhaltige Energiekonzepte der Universität Paderborn.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Jürgen Voss für die Anregungen und Unterstützung sowie die Möglichkeit zur Durchführung dieser Arbeit. Die zahlreichen Diskussionen sowie die harmonische Zusammenarbeit haben wesentlich zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen.

Weiterhin danke ich Herr PD Dr.-Ing. habil Michael Fette für die Übernahme des Koreferates sowie die aufschlussreichen Gespräche.

Den Kollegen des Fachgebietes danke ich für die Zusammenarbeit und die Hilfsbereitschaft bei der Abwicklung der alltäglichen Hochschulangelegenheiten. Insbesondere Herrn Dipl.-Phys. Ing. Jörg Bendfeld gilt mein ganz besonderer Dank für seinen permanenten, unermüdlichen und uneigennütigen Einsatz.

Auch möchte ich mich bei den zahlreichen Studien- und Diplomarbeitern bedanken, die zum Gelingen meiner Arbeit beigetragen haben.

Zuletzt gilt mein außerordentlicher Dank meiner Lebensgefährtin, die mich mit viel Geduld während der Zeit der Promotion unentwegt unterstützt und mir stets den Rücken freigehalten hat.

Paderborn, im September 2010

Martin Tigges

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	IX
FORMELZEICHEN	XI
EINHEITEN.....	XV
1 EINLEITUNG	1
1.1 ZIEL DIESER ARBEIT.....	4
1.2 VORGEHENSWEISE UND AUFBAU DER ARBEIT	4
2 ENERGIEVERSORGUNGSSTRUKTUREN.....	7
2.1 BESONDERHEITEN DER VERSORGUNG MIT ELEKTRISCHER ENERGIE	7
2.2 STROMÜBERTRAGUNG UND STROMVERTEILUNG	8
2.3 LIBERALISIERUNG DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT	12
2.3.1 Marktteilnehmer und ihre Aufgaben und Rollen im liberalisierten Markt.....	13
2.3.2 Integration von Erneuerbaren Energien in das Bilanzkreissystem.....	14
2.3.3 Ausgleichsenergie	17
2.3.4 Regelenergie.....	18
2.4 STROMHANDEL IN DEUTSCHLAND	22
2.4.1 Außerbörslicher bilateraler Handel - Over the Counter (OTC)	23
2.4.2 Börsenhandel	24
2.4.3 Zusammenhang: Handelsebene - Netzbetrieb.....	25
2.5 ENERGIEVERSORGUNG MIT BIOGAS	28
2.5.1 Gesetzliche Grundlagen.....	32
2.5.2 Entwicklung des Bestandes an Biogasanlagen.....	34
3 BIOGASANLAGEN.....	37
3.1 BIOCHEMISCHE GRUNDLAGEN DES BIOGAS-PROZESSES	37
3.1.1 Fermentationsprozess	39
3.1.2 Milieubedingungen.....	39
3.1.3 Betriebsparameter.....	45
3.2 TECHNIK UND ANLAGENVARIANTEN DER BIOGASGEWINNUNG	47
3.2.1 Anzahl der Prozessstufen	53
3.2.2 Prozesstemperatur	53
3.2.3 Nass-, Trockenvergärung.....	53
3.3 EINSPEISUNG VON BIOGAS IN DAS ERDGASNETZ.....	54
3.3.1 Gasbeschaffenheit.....	55
3.3.2 Mögliche Zugangspunkte zum Erdgasnetz.....	55
3.3.3 Einschränkungen durch das Gasnetz.....	56
3.3.4 Gasspeicher.....	56

4	MIKROGASTURBINE	59
4.1	TECHNOLOGIE DER MIKROGASTURBINE.....	59
4.2	ANWENDUNGSBEREICHE FÜR MGT	62
4.3	HERSTELLER	63
4.4	REALE PROZESSE EINER MIKROGASTURBINE	63
4.5	TEILLASTVERHALTEN UND EINFLUSS VON UMGEBUNGSBEDINGUNGEN.....	65
4.6	ANSÄTZE ZUR SIMULATION VON MIKROGASTURBINEN.....	67
	4.6.1 <i>Physikalischer Modellansatz</i>	68
	4.6.2 <i>Modellansatz nach W. I. Rowen</i>	68
	4.6.3 <i>Modellansatz nach IEEE</i>	70
	4.6.4 <i>Analyse der Modellansätze</i>	72
	4.6.5 <i>Grundlagen des MGT-Modells</i>	73
	4.6.6 <i>Modellparameter, Modellvalidierung, Plausibilität</i>	81
5	GRUNDLAGEN DER WINDENERGIENUTZUNG	89
5.1	CHARAKTERISTIKA DES WINDES.....	89
5.2	ATMOSPHERE	90
	5.2.1 <i>Atmosphärische Zustandsgrößen</i>	90
	5.2.2 <i>Jahresgang relevanter Zustandsgrößen</i>	92
	5.2.3 <i>Vertikale Stabilität</i>	93
	5.2.4 <i>Vertikale Windverhältnisse / planetarische Grenzschicht</i>	94
5.3	WINDENERGIEANLAGEN ZUR NUTZUNG DER WINDENERGIE	96
	5.3.1 <i>Komponenten einer WEA</i>	98
5.4	WINDPARKMODELL ZUR BERECHNUNG DER ELEKTRISCHEN ENERGIEBEREITSTELLUNG.....	100
	5.4.1 <i>Strömungsverhältnisse in einem Windpark</i>	100
5.5	WINDPROGNOSEN	104
	5.5.1 <i>Prognoseverfahren</i>	104
	5.5.2 <i>Prognosefehler</i>	107
5.6	AKTUELLER STAND DER OFFSHORE-WINDENERGIE.....	108
	5.6.1 <i>Herausforderungen</i>	108
	5.6.2 <i>Politische Entwicklungen</i>	109
	5.6.3 <i>Status Quo der deutschen Offshore-Projekte</i>	110
5.7	VERWENDETES WINDPARKMODELL	111
	5.7.1 <i>Einzelanlage vs. Offshore-Windpark</i>	111
	5.7.2 <i>Windparkkonfiguration / Parameterauswahl</i>	112
	5.7.3 <i>Parameterauswahl</i>	115
6	AUSWERTUNG: WINDPROGNOSEN UND REALE WINDSTROMEINSPEISUNG	117
6.1	PROGNOSEABWEICHUNGEN IN DER WINDPARKLEISTUNG	118
6.2	VON BIOGASBETRIEBENEN MGT NACHZUFAHRENDE DIFFERENZEN	121
	6.2.1 <i>Leistungsinkremente</i>	123
	6.2.2 <i>Bereitstellung der benötigten Biogasmenge / Zeitlicher Biogasbedarf/-abruf</i>	125

6.3	SZENARIOANALYSE.....	126
6.3.1	<i>Szenario I - 50.000 kW</i>	127
6.3.2	<i>Szenario II - 100.000 kW</i>	131
6.3.3	<i>Szenario III - 150.000 kW</i>	134
7	FAZIT UND AUSBLICK	139
8	LITERATURVERZEICHNIS	145
9	ANHANG	163
9.1	PERFORMANCE-DATEN EINER CAPSTONE C30 MIKROGASTURBINE.....	163

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Typischer Stromverbrauch über einen Tag [eon-09].....	8
Abbildung 2.2:	Aufbau des deutschen Übertragungsnetzes [Kon-09].....	10
Abbildung 2.3:	Die vier Regelzonen in Deutschland [Vat-09].....	11
Abbildung 2.4:	Folgen der Liberalisierung [Zah-07].....	12
Abbildung 2.5:	Wälzungsprozess zwischen zwei EEG-Bilanzkreisen [Die-07].....	15
Abbildung 2.6:	Glättung des Einspeiseprofiles [Bun-09e].....	16
Abbildung 2.7:	Regelenergie / Ausgleichsenergie (BK = Bilanzkreis) [Zan-04].....	17
Abbildung 2.8:	Zeitlicher Ablauf des Regelenergieeinsatzes [tra-09].....	20
Abbildung 2.9:	Prinzipieller Handelsablauf an deutschen Regelenergiemärkten [Swi-06].....	20
Abbildung 2.10:	Mittlere Preise für Regelleistungsvorhaltung und -abruf im Jahr 2005 [For07].....	22
Abbildung 2.11:	Arten von Geschäften und Produkten [Kon-09].....	23
Abbildung 2.12:	Entwicklung des Spot- und Terminmarktes [Mic-09].....	25
Abbildung 2.13:	Handelsbeziehungen und physikalischer Ausgleich [Wap-09].....	25
Abbildung 2.14:	Preisermittlung im Auktionshandel (*) MCP: market clearing price - Gleichgewichtspreis) [Kon-09].....	27
Abbildung 2.15:	Endenergieverbrauch in Deutschland 2008 [Bun-09c].....	29
Abbildung 2.16:	Struktur der Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2008 [Bun-09c].....	30
Abbildung 2.17:	Struktur der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2008 [Bun-09c].....	31
Abbildung: 2.18:	Vermiedene CO ₂ - Emissionen durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2008 [Bun-09c].....	32
Abbildung 2.19:	Entwicklung des Bestands an Biogasanlagen im Zeitraum 1999-2009 [Fac- 10].....	35
Abbildung 2.20:	Entwicklung von Biogas-Anlagenzahl und Leistung [Fac-09].....	35

Abbildung 2.21:	Landwirtschaftliches Biogaspotenzial in den einzelnen Bundesländern [Kli-07].....	36
Abbildung 3.1:	Ablauf des Biogasprozesses in Anlehnung an [Fac-06b].....	38
Abbildung 3.2:	pH-Wert-Skala [Sei-07].....	40
Abbildung 3.3:	Relative Biogas- und Methanmengen in Abhängigkeit von Verweilzeit und Temperatur [Bay-04].....	42
Abbildung 3.4:	Zusammenhang von Temperatur, biologischer Stabilität und Aktivität zur Biogasproduktion [Erc-07].....	43
Abbildung 3.5:	Funktionsprinzip einer typischen Biogasanlage [Els-07].....	48
Abbildung 3.6:	Verfahrensablauf der Biogaserzeugung [Fac-06b].....	49
Abbildung 3.7:	Aufbauschema eines Fermenters in stehender Ausführung [Agr-03].....	51
Abbildung 4.1:	Aufbau einer Mikrogasturbine [VTA-08].....	60
Abbildung 4.2:	Wesentliche Komponenten einer Mikrogasturbine [Soa-07].....	61
Abbildung 4.3:	Schaltbild der Capstone C30 Mikrogasturbine [Näf-06].....	63
Abbildung 4.4:	Wirkungsgrad der Capstone C30 MGT bei verschiedenen Leistungen....	66
Abbildung 4.5:	Geschwindigkeit der Capstone C30 MGT über der Leistung.....	67
Abbildung 4.6:	Rowen-Modell [Row-83] [Gud-05].....	69
Abbildung 4.7:	Regelungstechnischer Teil des IEEE-Modells [IEE-94].....	71
Abbildung 4.8:	Thermodynamischer Teil des IEEE-Modells zur Simulation einer Gasturbine [IEE-94].....	72
Abbildung 4.9:	Grundstruktur des Simulink-Modells einer Mikrogasturbine.....	74
Abbildung 4.10:	Dynamisches Verhalten der MGT im Modell.....	75
Abbildung 4.11:	Brennstoffsystem der MGT im Modell.....	77
Abbildung 4.12:	PIDT1 Geschwindigkeitsregler.....	78
Abbildung 4.13:	Temperaturregler.....	79
Abbildung 4.14:	Beschleunigungsregler.....	79
Abbildung 4.15:	Ausgangsleistungsberechnung im Modell.....	80
Abbildung 4.16:	Vereinfachter Generator im Modell.....	80
Abbildung 4.17:	Simulierter Leistungsverlauf bei Volllastsprung.....	86

Abbildung 4.18:	Simulierter Geschwindigkeitsverlauf bei Volllastsprung.....	86
Abbildung 5.1:	Planetarische Grenzschicht [Win-05].....	95
Abbildung 5.2:	Energieumwandlungskette einer Windenergieanlage [Kal-06].....	96
Abbildung 5.3:	Schematische Darstellung einer Horizontalachsen-Windenergieanlage nach [Hau-08].....	98
Abbildung 5.4:	Leistungskennlinie einer Beispielanlage [Hau-08].....	99
Abbildung 5.5:	Darstellung der Strömungsverhältnisse im Windpark. [EWE-09].....	101
Abbildung 5.6:	Darstellung des Wake-Modells nach Jensen [Spl-09].....	102
Abbildung 5.7:	Aufbau eines Prognosesystems [Has-07].....	105
Abbildung 5.8:	Leistungssteigerung von Windenergieanlagen - Entwicklung von 1980 bis 2005 [All-08].....	109
Abbildung 5.9:	Aufstellungsgeometrie des betrachteten Offshore-Windparks.....	113
Abbildung 5.10:	Leistungskennlinie einer REpower5M - in Anlehnung an [Her-07].....	114
Abbildung 5.11:	Schematische Darstellung der Strömungsverhältnisse in einem Windpark [Ben-96].....	115
Abbildung 6.1:	Differenzen zwischen der prognostizierten sowie disponiblen elektrischen Energiebereitstellung des betrachteten Windparks.....	118
Abbildung 6.2:	Differenzen zwischen der prognostizierten sowie disponiblen elektrischen Energiebereitstellung des betrachteten Windparks für einen ausgewählten Monat.....	119
Abbildung 6.3:	Normierte absolute Häufigkeit der Prognosedifferenzen.....	119
Abbildung 6.4:	Darstellung der Differenzen, welche durch das Herunterregeln der WEA nicht auszugleichen sind.....	121
Abbildung 6.5:	Positive Differenzen des ausgewählten Monats des Untersuchungszeitraums.....	122
Abbildung 6.6:	Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes.....	123
Abbildung 6.7:	Normierte Häufigkeiten der Leistungsinkremente.....	124
Abbildung 6.8:	Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes.....	127
Abbildung 6.9:	Szenario I: nachzufahrende Differenzen und bereitgestellte MGT-Leistung	

	an einem Tag des Untersuchungszeitraumes.....	128
Abbildung 6.10:	Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes.....	132
Abbildung 6.11:	Szenario II: nachzufahrende Differenzen und bereitgestellte MGT-Leistung an einem Tag des Untersuchungszeitraumes.....	132
Abbildung 6.12:	Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes.....	135
Abbildung 6.13:	Szenario III: nachzufahrende Differenzen und bereitgestellte MGT-Leistung an einem Tag des Untersuchungszeitraumes.....	135

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen	Bedeutungen
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AWZ	Ausschließlichen Wirtschaftzone
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DENA	Deutschen Energie-Agentur
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches
DWD	Deutschen Wetterdienst
DWW	Druckwasserwäsche
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EnWG	Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FKW	Flur-Kohlenwasserstoffe
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk

H-FKW	Hydrogen-Fluor-Kohlenwasserstoffe
HRT	Hydraulische Verweilzeit
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LPX	Leipzig Power Exchange
LVG	Least-Value-Gate
MCP	Market Clearing Price (Gleichgewichtspreis)
MGT	Mikrogasturbine
N ₂ O	Distickstoffoxid
NaWaRo	nachwachsende Rohstoffe
N.N.	Normal Null
OTC	over the counter
PSA	Druckwechseladsorption
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SRT	Aufenthaltszeit nicht gelöster, partikulärer Stoffe
StrEG	Gesetz über die Einspeisung vom Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisegesetz)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
ENTSO-E	European Network Transmission Service Operator – Electricity
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VCE	Variable Control Voltage
VNB	Verteilnetzbetreiber
VV	Verbändevereinbarung
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark

Formelzeichen

Formelzeichen	Bedeutung
α	Hellmann-Exponent
A	Fläche
a_{f1}	Konstante
a_{f2}	Konstante
b_{f1}	Konstante
b_{f2}	Konstante
B_R	Faulraumbelastung
c	Konzentration der organischen Substanz
C	Kohlenstoff
c_{f12}	Konstante
c_P	Leistungsbeiwert
$c_{P,Betz}$	theoretisches Maximum des Leistungsbeiwerts (nach Albert Betz)
C_t	Schubbeiwert
D_0	Rotordurchmesser
E_{Kin}	kinetische Energie
F	Kraft
H	Höhe
H_{ref}	Referenzhöhe
HRT	hydraulische Verweilzeit
J	Massenträgheitsmoment
k	Boltzmann-Konstante
k	Wake-Ausbreitungskonstante
K_I	Integrator-Zeitkonstante
m	Masse

\dot{m}	zugeführte Substratmenge je Zeiteinheit
n	Anzahl
N	Stickstoff
N	Rotorgeschwindigkeit
oTS	organische Trockensubstanz
p	Druck
P	Leistung
P	Phosphor
p_0	Luftdruck in Höhe N.N.
p.u.	per Unit
ρ	Dichte
ρ_0	Luftdichte in Höhe N.N.
ρ_H	Luftdichte in Höhe H über N.N.
S	Schwefel
T	Temperatur in Höhe H
T_0	288,15 K bei 15°C in Höhe N.N.
t_{Ab}	Abkühlungszeit der MGT
t_{Auf}	Aufwärmzeit der MGT
T_{el}	elektrisches Drehmoment
T_{Gen}	Generatorzeitkonstante
T_{mech}	mechanisches Drehmoment
u_0	unbeeinflusste Windgeschwindigkeit
v	Geschwindigkeit
V	Volumen
v_A	Ausschaltwindgeschwindigkeit
v_E	Einschaltwindgeschwindigkeit
\bar{v}_H	mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H
v_N	Nennwindgeschwindigkeit

V_R	Reaktorvolumen
\bar{v}_{ref}	mittlere Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe H_{ref}
V_S	Volumen der täglich zugeführten Substratmenge
w_{fl}	Brennstofffluss
z_0	Rauigkeitslänge
z_H	Nabenhöhe

Einheiten

Einheiten	Bedeutung
°C	Grad Celsius
%	Prozent
a	Jahr
bar	Bar
d	Tag
dB	Dezibel
€	Euro
h	Stunde(n)
ha	Hektar
hPa	Hektopascal
Hz	Hertz
k	Kilo (1.000)
K	Kelvin
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde (10 ³ Wattstunden)
m	Meter
m ³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt (10 ⁶ Watt)
MW _{el}	Megawatt elektrisch
Nm ³	Normkubikmeter

PJ	Petajoule (10^{15} Joule)
t	Tonnen
T	Temperatur
TWh	Terrawattstunden (10^{12} Wattstunden)
Umin ⁻¹	Umdrehungen pro Minute
V	Volt
v. H.	von Hundert
Vol-%	Volumenprozent
W	Watt

1 Einleitung

Bislang war das Energieversorgungssystem durch wenige große Energieversorgungsanlagen geprägt. Diese fossil und nuklear betriebenen Kraftwerke versorgten die vielen, räumlich verteilten Verbraucher von zentralen Standorten aus mit elektrischer Energie. Aufgrund nationaler Gesetzgebungen, welche an EU-Richtlinien anknüpften, kam es zur Aufhebung der Gebietsmonopole der Energieversorger. Um den Betreibern von kleineren Energieumwandlungsanlagen einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten, erfolgte mit dem Unbundling eine unternehmerische Trennung der monopolistischen Geschäftsfelder Übertragung bzw. Transport und Verteilung von den wettbewerblich organisierten Tätigkeiten Erzeugung / Förderung, Handel und Vertrieb.

Das angesprochene Energieversorgungssystem ist neben den dem Energiemarkt geschuldeten Veränderungen weiteren strukturellen Modifikationen unterworfen. Insbesondere die zunehmende Relevanz des Klimaschutzes, die Begrenztheit fossiler Ressourcen sowie die angestrebte Unabhängigkeit von Rohstoffimporten aus politisch instabilen Ländern lassen sich als Gründe identifizieren.

Nahezu die gesamte Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland beruhte seit dem Beginn der Industrialisierung auf fossilen Energieträgern. Die Energieumwandlung als Motor der weltwirtschaftlichen Entwicklung basierte zunächst auf den Energieträgern Stein- und Braunkohle, da diese in nahezu unbegrenzter Menge preisgünstig zur Verfügung standen. Anfang des 20. Jahrhunderts kamen weitere fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl hinzu. In den 60er Jahren wurde mit dem Bau von Atomkraftwerken begonnen.

Mit den Ölkrisen in den Jahren 1973 und 1980 stieg das Bewusstsein, dass die fossilen Energieträger nicht in unbegrenzter Menge zur Verfügung stehen. Die Risiken der Kernenergie machte nicht nur der Vorfall in Tschernobyl deutlich.

Verschärfend zur Verknappung fossiler Ressourcen führt das weltweite Bevölkerungswachstum sowie die voranschreitende Industrialisierung nicht nur der Schwellenländer wie China und Indien zu einem weltweit steigenden Energiebedarf. Um dieser zunehmenden Diskrepanz zu begegnen und auch zukünftig die Versorgung mit elektrischer Energie gewährleisten zu können, bedarf es Alternativen. Diese müssen nicht nur den Folgen des anthropogenen Treibhauseffektes und damit dem Klimawandel Sorge tragen, sondern zudem eine generationenübergreifende, nachhaltige Versorgungssicherheit realisieren. Nur mit einer grundlegenden Modernisierung des Energieversorgungssystems, welche den Einsatz von klimafreundlicheren Erneuerbaren Energien impliziert, kann diesen Herausforderungen und Notwendigkeiten begegnet werden.

Die Politik in Europa und insbesondere in Deutschland verfolgt daher das Ziel, den Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung signifikant zu steigern. So erreichten die

Erneuerbaren Energien im Jahre 2008 bereits einen Anteil von 15,1 % an der gesamten deutschen Stromerzeugung. Neben anderen Verordnungen und Vorschriften legte insbesondere das Inkrafttreten des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien oder kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einen wichtigen Grundstein für diese Entwicklung. Mit der am 01.01.2009 in Kraft getretenen, dritten Novellierung des EEG strebt die deutsche Bundesregierung aktuell einen mindestens 30-prozentigen Anteil Regenerativer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 an.

Die Einhaltung der Ausbauziele nach dem EEG lassen sich jedoch nur durch den Einsatz unterschiedlicher Technologien erreichen. Aufgrund ihrer technologischen sowie ökonomischen Potenziale zeichnet sich in Deutschland mittelfristig eine Fokussierung auf die Nutzung der Windkraft, Solarenergie, Wasserkraft und die Verstromung von Biomasse ab.

Die Nutzung der Wasserkraft ist in Deutschland bereits nahezu erschlossen und bietet nur noch geringe Ausbaupotenziale. Dagegen birgt die Solarenergie zwar große Potenziale, jedoch ist ihr Anteil an der Stromerzeugung bislang noch vergleichsweise gering. Als eine der aussichtsreichen Alternativen für die kurz- bis mittelfristige Planung der Umweltpolitik hebt sich die Nutzung der Windenergie hervor. Seit den 1990er Jahren erlebte diese einen regelrechten Boom und weist heute einen Anteil von etwa 6,6 % an der Bruttostromerzeugung sowie gut 44 % an der Stromerzeugung mittels Erneuerbarer Energien auf. In der Bundesrepublik Deutschland sind die natürlichen Gegebenheiten für die Nutzung der Windenergie begrenzt. Die potenziellen Standorte für Windenergieanlagen sind an Land (Onshore) bereits größtenteils erschlossen. Einen weiteren Ausbau der Windenergienutzung ermöglicht die Substitution älterer Windenergieanlagen durch neue, größere (Repowering) sowie die Ausweitung der Windenergienutzung auf das Meer (Offshore-Windenergienutzung). Zahlreiche Projekte in der Nord- und Ostsee sind heute bereits genehmigt und / oder befinden sich in der Bauphase. [Bun-09d]

Bei der Nutzung der Offshore-Windenergie wird eine große Anzahl von Windenergieanlagen in einer kompakten Aufstellungsgeometrie zu großen Offshore-Windparks zusammengefasst. Mit einer augenblicklich realisierbaren installierten Leistung eines einzelnen Offshore-Windparks in der Größenordnung von bis zu 800 MW entspricht diese Form der Erzeugung der Leistung eines konventionellen Kraftwerksblockes und stellt grundsätzlich ein großes Substitutionspotenzial gegenüber konventionellen Kraftwerken dar.

Jedoch darf neben den Aspekten der Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit die Sicherstellung einer preisgünstigen und vor allem zuverlässigen Energieversorgung aller Verbraucher nicht vernachlässigt werden. Die Stromerzeugung mittels Windenergieanlagen ist im hohen Maße von dem nicht zu beeinflussenden Faktor Wind abhängig. Da nicht nur Windgeschwindigkeits- sondern auch Windrichtungswechsel zu Schwankungen in der Leistungsabgabe eines Windparks führen, steigt mit dem Ausbau der Windenergie die Bedeutung von präziseren Wind- und Wetterprognosen. Waren es bisher vorrangig die bedarfsseitigen Abweichungen, auf die der Übertragungsnetzbetreiber mit der

Kraftwerkseinsatzplanung adäquat reagieren musste, kommen mit dem Ausbau der Windenergie die wetterabhängigen Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkeinspeisung erschwerend hinzu. Prognosen können niemals zu 100 % die tatsächlichen Windverhältnisse vorhersagen. Daher stellen die natürlichen Fluktuationen des Windes die Kraftwerkseinsatzplanung insbesondere vor dem Hintergrund der Errichtung großer Offshore-Windparks vor neue, immense Herausforderungen. Um auch zukünftig mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien den hohen Grad an Versorgungssicherheit zu wahren, welcher den Industriestandort Deutschland bis heute charakterisiert, werden neue Lösungsansätze erforderlich. Diese sollten im Sinne der Nachhaltigkeit auf dem Einsatz Erneuerbarer Energien basieren, um die Verwendung fossiler Energieträger zu vermeiden.

Für den Ausgleich der Differenzen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher Windstromspeisung gibt es unter den Erneuerbaren Energien nur wenige, geeignete Kraftwerkstypen, die eine schnelle Regelung vollziehen können. So sind Wasserkraftwerke zwar prinzipiell in der Lage diese Anforderungen zu erfüllen, jedoch ist eine geeignete geographische Lage Grundvoraussetzung. Wie angesprochen sind in Deutschland jedoch nur wenige geeignete Standorte vorhanden, von denen die meisten bereits genutzt werden.

Gaskraftwerke unterliegen dieser Beschränkung nicht. Jedoch basieren diese auf der Nutzung des fossilen Energieträgers Erdgas. Die Substitution des Erdgases durch den regenerativen Energieträger Biogas sowie eine an die Biogasanlagengrößen angepasste Gasturbine bietet eine viel versprechende Alternative. In den vergangenen Jahren wurde verstärkt daran geforscht, die Gasturbinentechnik für den Einsatz in Biogasanlagen heranzuziehen. In diesem Zusammenhang rückte das Konzept der Mikrogasturbine in den Fokus des Interesses. In dieser Arbeit soll dieses Konzept Berücksichtigung finden.

Neben der schnell regelbaren Mikrogasturbinentechnik weist die Nutzung der Bioenergie in Form von Biogas im Vergleich zur Sonnen- und Windenergie zwei entscheidende Vorteile auf. Zum einen wird das Gas kontinuierlich erzeugt und zum anderen lässt es sich ohne enorme technische Anstrengungen in größeren Mengen zwischenspeichern und nachfragegerecht abrufen. Diese Umstände machen die intelligente Nutzung des Energieträgers Biogas für die sich mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ergebenden, neuen Aufgabengebiete in der Energieversorgung äußerst interessant.

Zudem bieten, mit Blick auf die Expansion der Offshore-Windenergienutzung, insbesondere die landwirtschaftlich geprägten Küstenregionen der Bundesrepublik Deutschland große Potenziale zum Anbau der zur Biogasproduktion benötigten Energiepflanzen. So ließe sich ein Ausgleich von Prognosedifferenzen ortsnahe zum Netzeinspeisepunkt der Offshore-Windparks realisieren und damit die Kraftwerkseinsatzplanung wesentlich erleichtern.

1.1 Ziel dieser Arbeit

Im Rahmen dieser Arbeit sollen die Möglichkeiten und Grenzen der bedarfsabhängigen Biogasverwertung in Kombination mit schnell regelbaren Mikrogasturbinen (MGT) zum Angleichen der tatsächlichen Windstromeinspeisung an die Einspeiseprognosen zukünftiger Offshore-Windparks untersucht werden. Einer Diskussion dieser Thematik fehlten bisher jegliche fundierte Erkenntnisse hinsichtlich der Häufigkeiten sowie Dimensionen auftretender Prognoseabweichungen an zukünftigen Offshore-Windparkstandorten, der benötigten installierten MGT-Leistung, nachzufahrenden Leistungsgradienten oder aber auch dem Biogas- und Flächenbedarf zum Anbau der Energiepflanzen.

Aufgrund der mit dem voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmenden Relevanz dieser Fragestellungen gilt es mit dieser Arbeit und unter Verwendung von an potenziellen Offshore-Windparkstandorten gemessenen, meteorologischen Daten diese Wissenslücken zu füllen.

1.2 Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit

Basierend auf den einführenden Worten, der Beschreibung der Problemstellung sowie des Ziels dieser Arbeit erfolgt im zweiten Kapitel die Vorstellung der heutigen Situation in der Energieversorgung. Schwerpunktmäßig zeigt das Kapitel zwei die veränderten Rahmenbedingungen aufgrund des Liberalisierungsprozesses sowie des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf. Auch wird der komplexe Zusammenhang zwischen der technischen sowie der ökonomischen Integration der Erneuerbaren Energien in den Energiemarkt verdeutlicht. Abschließend gibt das zweite Kapitel einen aktuellen Einblick in den Ausbau der Erneuerbaren Energien, wobei insbesondere die für das Untersuchungsziel dieser Arbeit relevante Biogasnutzung näher erörtert wird.

Das Kapitel drei führt zunächst in den Prozess der Biogasgewinnung ein. Aufbauend auf den allgemeinen biochemischen Grundlagen der Biogasentstehung sowie den relevanten Einflussparametern werden die technischen Komponenten mitsamt ihren Auswirkungen auf den Biogasentstehungsprozess näher erläutert. Ebenso werden mögliche Substrate zur Fütterung der Biogasanlage sowie Verwertungsmöglichkeiten des Biogases aufgezeigt. Insbesondere die Möglichkeit der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz bietet im Zusammenhang mit der Windenergienutzung einen viel versprechenden Freiheitsgrad.

Die in dieser Arbeit zur Biogasverwertung eingesetzten Mikrogasturbinen sind Thema des vierten Kapitels. Zunächst wird die Technologie der Mikrogasturbinen vorgestellt. Anschließend werden verschiedene Modellierungsansätze zur Simulation des Mikrogasturbinenverhaltens diskutiert sowie der zielführendste Ansatz ausgewählt. Dieser Ansatz bildet die Grundlage für das abschließend vorgestellte Modell einer Mikrogasturbine.

Um die Herausforderungen der elektrischen Energiebereitstellung mit Hilfe der Windenergie verstehen zu können, werden im fünften Kapitel zunächst grundlegende Charakteristika sowie Abhängigkeiten des Windes beschrieben. Eine Einführung in die Thematik der Windprognosen, die Funktionsweise einer Windenergieanlage sowie die Interaktion von Windenergieanlagen in einem Windpark mitsamt der auftretenden Parkeffekte sind ebenfalls Inhalte dieses Kapitels. Nachdem der aktuelle Stand der Offshore-Windenergienutzung behandelt wurde, werden abschließend das zur Ermittlung der elektrischen Windparkleistung verwendete Windparkmodell, die gewählte Windparkkonfiguration sowie die verwendeten Parameter vorgestellt.

Im sechsten Kapitel erfolgt schließlich die Auswertung der Windprognosen. Ebenso lassen sich Anforderungen an den bedarfsabhängigen Mikrogasturbineneinsatz ableiten. Mit Hilfe anschließender Szenarioanalysen werden für drei ausgewählte Szenarien unterschiedliche installierte Mikrogasturbinenleistungen angenommen, die für den Ausgleich von Prognoseabweichungen Verwendung finden können. Für die Szenarien wird jeweils der Biogasbedarf, die benötigte Biogasanlagenanzahl, der benötigte Rohstoff und auch der Flächenbedarf zum Anbau dieser Rohstoffe abgeleitet und entsprechend diskutiert.

Den Abschluss dieser Arbeit bildet das siebte Kapitel mit einer Zusammenfassung und Auswertung der Ergebnisse sowie einem Ausblick auf nachfolgende Arbeiten und Forschungsansätze.

2 Energieversorgungsstrukturen

2.1 Besonderheiten der Versorgung mit elektrischer Energie

Der Aufbau und Betrieb des Energieversorgungsnetzes wird durch die Eigenschaften der elektrischen Energie bestimmt. Elektrischer Strom ist eine Austauschenergie und als solche nicht speicherbar¹. Nach heutigem „Stand der Technik“ lässt sich Strom auf Basis temporärer Umwandlung nur in begrenzten Mengen wirtschaftlich speichern. Für eine sichere, elektrische Energieversorgung muss daher zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Leistung dem Bedarf entsprechen.

Heutzutage ist die Erzeugung weitestgehend an den Bedarf elektrischer Energie angepasst. Der Bedarf unterliegt jedoch großen tages-, wochen- und jahreszeitlichen Schwankungen. Um ein Gleichgewicht zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch elektrischer Energie garantieren zu können, erfordert es im Voraus einer zeitlichen Abschätzung zu welchem Zeitpunkt wie viel Energie bereitzustellen ist. Neben der Lieferung der prognostizierten elektrischen Energie muss das Versorgungssystem auch auf unvorhersehbare Mehr- oder Minderverbräuche sowie auf Probleme (beispielsweise Ausfälle) im Stromnetz, bei den Kraftwerken oder den Verbrauchern reagieren können. Zur Erfüllung dieser unterschiedlichen Aufgaben wird ein breit gefächertes Kraftwerkspark benötigt, der zudem kosteneffizient arbeitet. [Bar-08]

Aus den Bedarfsprognosen erstellt die Kraftwerkseinsatzplanung einen Tagesgangplan für alle beteiligten Kraftwerke. Die Aufteilung der erwarteten Tagesleistung auf Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke erfolgt einerseits auf Basis der technischen Möglichkeiten dieser Kraftwerke und andererseits unter Gewährleistung möglichst geringer Stromgestehungskosten in der Reihenfolge steigender Grenzkosten. Gemäß der einschlägigen Literatur wird der Auswahlprozess unter Berücksichtigung aufsteigender Grenzkosten im weiteren Verlauf der Arbeit als Merit-Order-Effekt bezeichnet.

Grundlastkraftwerke stellen den Großteil der benötigten elektrischen Energie bereit. Als Grundlast wird der Energiebedarf bezeichnet, der zu keiner Tageszeit unterschritten wird. Bedingt durch hohe Investitionskosten bei gleichzeitig niedrigen Brennstoffkosten weist diese Kraftwerkskategorie zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung möglichst hohe Laufzeiten von 6.000 bis mehr als 7.000 Stunden pro Jahr (> 57 % der Jahreslaufzeit) auf. Außerdem besitzen Grundlastkraftwerke zumeist geringe Laständerungsgeschwindigkeiten, so dass die Regelung des Stromnetzes über andere Kraftwerkstypen erfolgen muss. Zu den Grundlastkraftwerken

¹ Elektrizitätsspeicher funktionieren auf Basis der temporären Umwandlung in andere Energieformen wie potenzielle, kinetische oder innere Energie eines Stoffes und sind daher mit teilweise hohen Verlusten behaftet, die die Wirtschaftlichkeit stark einschränken.

gehören die Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke. Kernkraftwerke sind zwar prinzipiell gut regelbar, jedoch ist dieses aufgrund von Sicherheitsaspekten untersagt. [Heu-07]

Mittellastkraftwerke, wie beispielsweise Steinkohlekraftwerke oder Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke), weisen mittlere Stromgestehungskosten auf. Sie lassen sich über einen weiten Leistungsbereich regeln, besitzen jedoch eine gewisse Trägheit. Mittellastkraftwerke variieren ihre Leistung entsprechend der Tagesgangkurve eines vorher festgelegten Fahrplans, um somit tageszeitliche Schwankungen oder prognostizierte Lastspitzen abzudecken. Typische Jahreslaufzeiten betragen etwa 4.000 Stunden (< 46 % der Jahreslaufzeit). [Heu-07]

Die letzte Kategorie im Kraftwerksportfolio bilden die *Spitzenlastkraftwerke*. Sie werden meist zur Abdeckung von absoluten Verbrauchsspitzen oder bei ungeplanten Schwankungen des Stromverbrauchs (z. B. Ausfall eines Kraftwerks) eingesetzt. Spitzenlastkraftwerke besitzen eine sehr hohe Dynamik, da sie jeder Laständerung im Energieversorgungsnetz folgen müssen. So erreichen sie Hochlaufzeiten von deutlich unter 15 Minuten. Ihre Einsatzzeit liegt im Bereich von 500 bis 1.000 Stunden pro Jahr (5 bis 12 % der Jahreslaufzeit). Im Vergleich zu Grundlast- oder Mittellastkraftwerken weisen die Spitzenlastkraftwerke deutlich höhere Stromgestehungskosten auf. Zu dieser Kraftwerkskategorie gehören beispielsweise Gasturbinen-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. [Heu-07]

Abbildung 2.1 zeigt einen typischen Verlauf der Netzbelastung über einen Tag mit der Zuweisung der einzelnen Kraftwerkstypen.

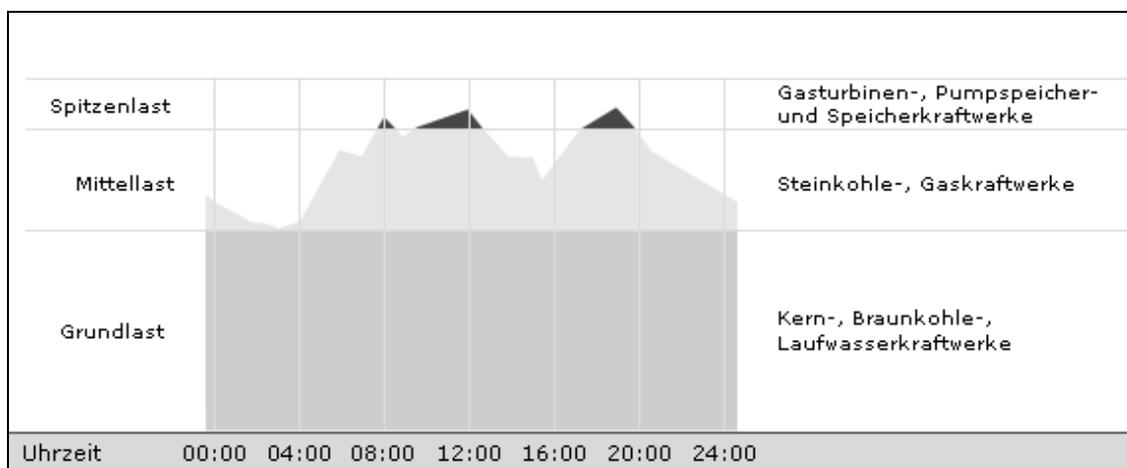


Abbildung 2.1: Typischer Stromverbrauch über einen Tag [eon-09]

2.2 Stromübertragung und Stromverteilung

Der Transport des erzeugten Stromes erfolgt über das deutsche Verbundnetz. Das essenzielle Merkmal dieses aus mehreren, zusammengeschlossenen Stromnetzen gebildeten und über 1,67 Mio. Kilometer langen Netzes ist die einheitliche Netzfrequenz. Im Gegensatz zu

Inselnetzen können durch diese großflächige Zusammenschaltung mehrerer kleinerer Stromnetze Störungen wie beispielsweise Kraftwerksausfälle einfacher kompensiert werden. [Bun-09a]

Um die Übertragung der elektrischen Energie über weite Distanzen sowie die lokale Verteilung möglichst effizient durchzuführen, ist das deutsche Verbundnetz in vier Spannungsebenen gegliedert [VDN-07]:

- Höchstspannungsebene (220 kV und 380 kV)
- Hochspannungsebene (60 bis 220 kV)
- Mittelspannungsebene (6 bis 60 kV; überwiegend 20 kV)
- Niederspannungsebene (400 V)

Die Übertragung auf höheren Spannungsebenen ermöglicht die Reduzierung von Netzverlusten. Daher werden große Transportentfernungen vorzugsweise über diese Ebenen bedient. Großkraftwerke speisen den Strom auf den höchsten Spannungsebenen ein, Kraftwerke mit geringerer Leistung auch auf der Hochspannungsebene. An die Mittelspannungsebene werden vorzugsweise Wind- (Onshore) und Biogasanlagen angeschlossen, Photovoltaikanlagen an das Niederspannungsnetz. Der Transport des Stromes von einer Übergabestelle des Höchst- bzw. Hochspannungsnetzes bis hin zum Endverbraucher erfolgt schließlich über die lokale Stromverteilung. Abbildung 2.2 zeigt den Aufbau des deutschen Übertragungsnetzes. [Bar-08]

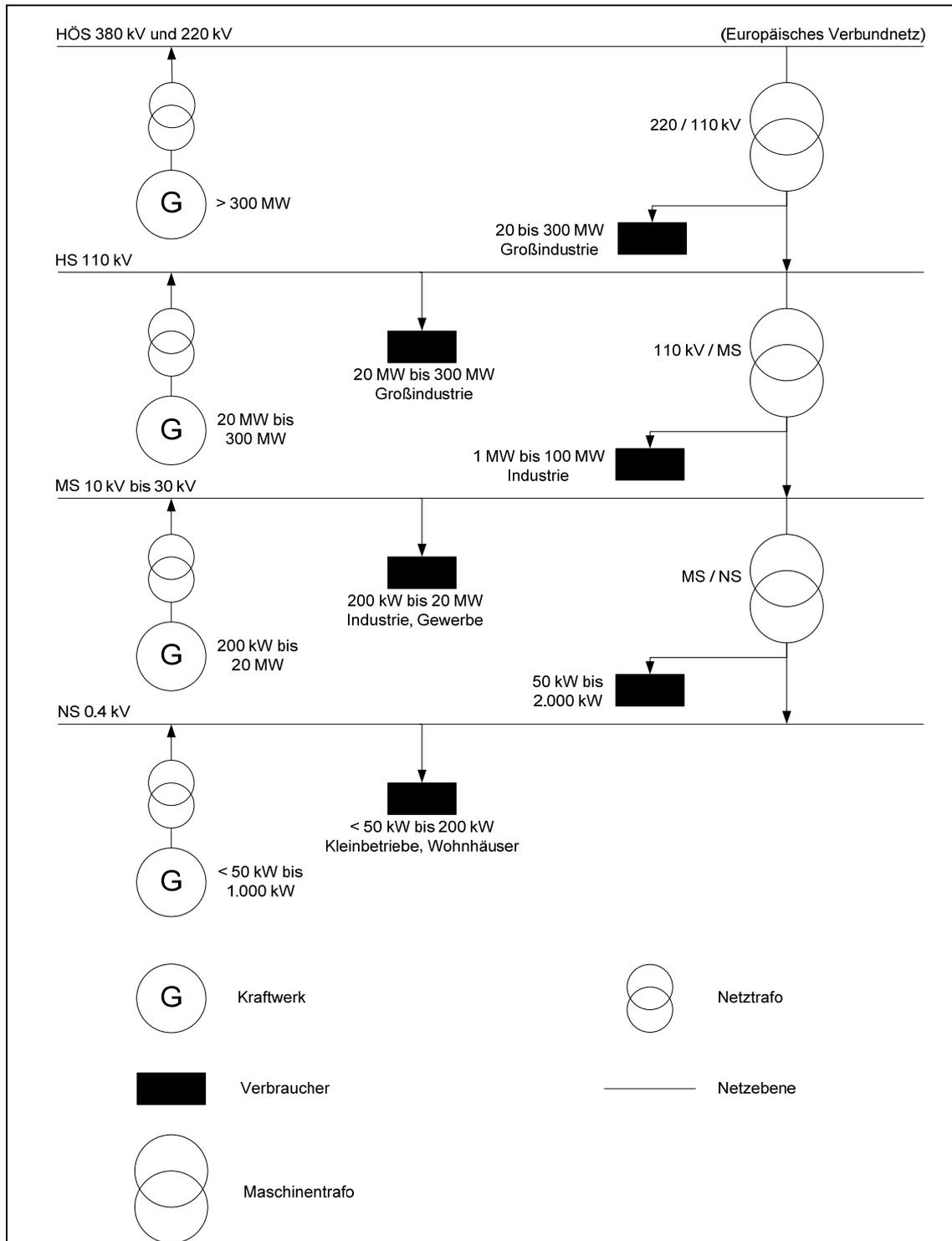


Abbildung 2.2: Aufbau des deutschen Übertragungsnetzes [Kon-09]

Im Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, welches oftmals auch als Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bezeichnet wird, werden die Aufgaben der einzelnen Marktteilnehmer eindeutig verteilt. Danach unterliegt den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) der Betrieb der Übertragungsnetze (Höchstspannungsnetze) sowie die Systemverantwortung für das gesamte deutsche Stromnetz. Als Systemverantwortung wird der Einsatz der Regellenergie

sowie die Netzschtaltung zur Sicherstellung der Energieversorgung bezeichnet (vgl. §§ 12-13 EnWG). In Deutschland sind die folgenden vier ÜNB tätig:

- EnBW Transportnetz AG (EnBW)
- Transpower Stromübertragungs GmbH (vormals E.ON Netz GmbH (E.ON))
- Amprion GmbH (vormals RWE Transportnetz Strom GmbH (RWE))
- 50Hertz Transmission GmbH (vormals Vattenfall Europe Transmission (VE))

Die Übertragungsnetze sind zwischen den vier ÜNB räumlich in die in Abbildung 2.3 gezeigten vier Regelzonen aufgeteilt, wobei die Regelzone von RWE und VE noch einmal räumlich separiert sind.

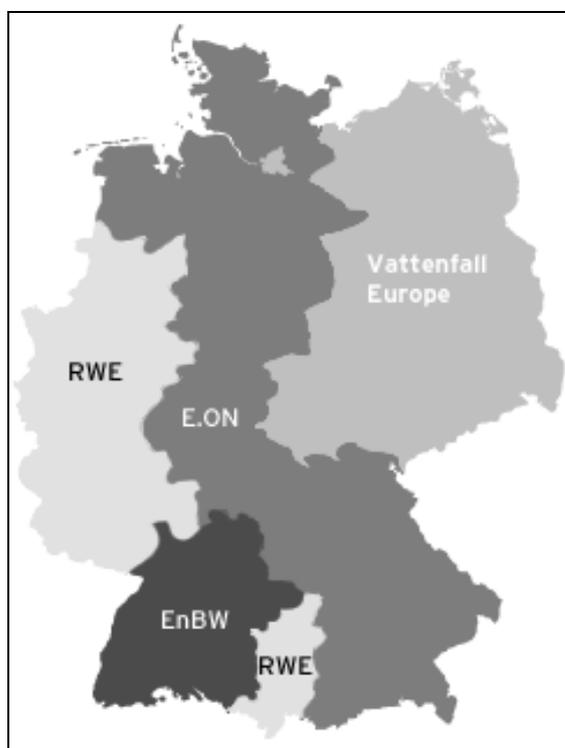


Abbildung 2.3: Die vier Regelzonen in Deutschland [Vat-09]

Neben dem Betrieb der Höchstspannungsnetze durch die vier ÜNB verwalten z. Z. etwa 855 Verteilnetzbetreiber (VNB) die verbleibenden drei Spannungsebenen. Die Verteilnetzbetreiber haben den Anweisungen der ÜNB zur Sicherung der Netzstabilität zu folgen und tragen zudem die Verantwortung für den Netzzustand und Netzausbau ihrer entsprechenden Teilnetze (§ 14 EnWG). Dieses gilt insbesondere für die Erweiterung der Netzkapazitäten zur Aufnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) (§ 9 EEG).

Einzelne Vertriebsgesellschaften, die in der Regel aber keine eigenen Netze mehr besitzen, verkaufen den Strom an die Endverbraucher. Ausnahmen bilden hier kleine Stadtwerke mit bis 100.000 Kunden. [Bun-08b]

2.3 Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft

In der Zeit vor der Liberalisierung wurden die Strom- und Gasmärkte durch das EnWG aus dem Jahre 1935 geregelt. Das alte EnWG schützte die Energieversorgungsunternehmen (EVU) durch eine Demarkation² der Versorgungsgebiete vor Wettbewerb und gewährte ihnen somit eine sichere Monopolrendite auf das eingesetzte Kapital. Zu den Gründen für das staatlich gesicherte Monopol zählten einerseits die Bedeutung einer gesicherten Energieversorgung für die Volkswirtschaft und andererseits die hohe Kapitalintensität und die langen Ausschreibungsdauern z. B. im Kraftwerksbau. Bis in die 80er Jahre dominierte die Versorgungssicherheit als energiepolitische Zielsetzung, jedoch fand mit dem Aufkommen der Globalisierung der Produktmärkte auch ein Politikwechsel statt. In den vergangenen Jahrzehnten vertrat die Bundesregierung dann zunehmend die Auffassung, dass eine nachhaltige Energiepolitik drei Ziele grundsätzlich gleichrangig verfolgen muss: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umweltverträglichkeit.

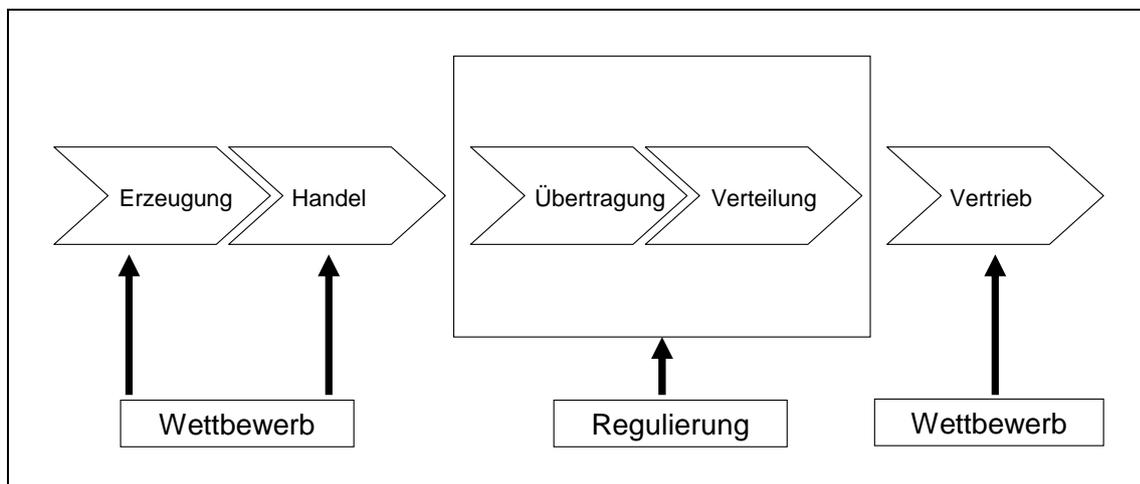


Abbildung 2.4: Folgen der Liberalisierung [Zah-07]

Aus diesem Grunde wurden im Rahmen der Liberalisierung³ für die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen Veränderungen eingeleitet, die sich auf folgenden Kernpunkten stützen (vgl. Abbildung 2.4):

- Die Schaffung von Bedingungen für echte Konkurrenz zwischen Produzenten.
- Die Einführung der freien Wahl des Energielieferanten durch die Verbraucher.
- Übertragung und Verteilung verbleiben als natürliche Monopole und sind zu regulieren und für ihre Leistung angemessen zu entschädigen. Die Netzbetreiber müssen den freien Netzzugang für alle Marktteilnehmer gewährleisten und haben die Aufgabe, das Netz

² Unter Demarkation wird die Abgrenzung einer Sache oder eines Territoriums verstanden.

³ auch als Entflechtung oder Unbundling bezeichneter Prozess

technisch und wirtschaftlich optimal zu führen und wenn nötig auszubauen. [Cra-09] [Zah-07]

Die Umsetzung der Liberalisierung erfolgte am 24.04.1998 durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes aus dem Jahr 1935. Dabei wurden folgende Grundsätze vorgegeben:

- das Diskriminierungsverbot, d.h. die Netzbetreiber müssen den externen Lieferanten die gleichen Konditionen für den Netzzugang bieten wie ihrem eigenen Vertrieb,
- die sofortige Marktöffnung, d.h. alle Kunden sind von Beginn an zum Wettbewerb zugelassen.

Da die Umsetzung nicht in allen Bereichen die gewünschte Geschwindigkeit erlebte, wurden im neuen EnWG vom 13.07.2005 Mindestvoraussetzungen für den Wettbewerb und freien Handel von leistungsgebundener Energie geschaffen. Einer der Kernpunkte war die Durchführung der Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb / Handel unter organisatorischen, buchhalterischen und möglichst auch unter eigentumsrechtlichen Aspekten (vgl. §6 ff. EnWG). [Bun-10]

2.3.1 Marktteilnehmer und ihre Aufgaben und Rollen im liberalisierten Markt

Durch das Unbundling wurden die bis dato stark an die technische Struktur des Versorgungssystems angelehnten Marktrollen aufgebrochen und neue Wettbewerbselemente in die Elektrizitätswirtschaft implementiert. Dieser Wettbewerb erzeugte einen sehr viel stärkeren Kostendruck und damit eine stärkere Differenzierung der Marktrollen. Neben den unverändert bleibenden, technischen Rollen Erzeugung, Übertragung und Verteilung bilden direkt angrenzende, neue Aufgaben die Verbindungen zum kommerziellen Teil des Marktes.

Der Bilanzkreis war eine weitere wichtige Neuerung im Energiemarkt. Bei der elektrischen Energie handelt es sich um ein rein optionsbehaftetes Produkt. Das bedeutet, ihre Lieferung hängt vollkommen von der Inanspruchnahme zum Erzeugungszeitpunkt ab. Daher müssen grundsätzlich Abweichungen zwischen den gehandelten Mengen und der tatsächlichen Lieferung einkalkuliert werden. Die Bilanzkreise sorgen für den benötigten Ausgleich und setzen gleichzeitig ökonomische Anreize, die Abweichungen im Interesse einer wirtschaftlichen und effizienten Kraftwerkseinsatzplanung möglichst klein zu halten. Alle Käufe und Verkäufe sowie Netzeinspeisungen und -ausspeisungen durch Kraftwerke und Kunden werden in dem Bilanzkreis durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bilanziert. Das Zeitraster der Bilanzierung beträgt eine Viertelstunde. Unternehmen die am Handelsmarkt tätig sind, bilanzieren ihre Käufe und Verkäufe über Fahrpläne, die sie täglich dem ÜNB melden, in dessen Regelzone sie tätig sind. Vom ÜNB werden für dieses tägliche Scheduling bestimmte Regeln vorgegeben. Für den Bilanzkreisverantwortlichen haben korrekte Fahrplanmeldungen eine große Bedeutung. Fahrplanabweichungen müssen zwar zunächst durch den ÜNB

ausgeglichen werden, jedoch können hierdurch dem BKV hohe Kosten entstehen. [Bar-08] [NZV-09] [Zan-04]

Um die abstrakten Handelsergebnisse des Energiemarktes im physikalischen Systembetrieb umsetzen und die erbrachten Leistungen später abrechnen zu können, werden die Dienstleistungen Systembetrieb, Netzbetrieb, Netznutzungsmanagement und Messwertbereitstellung benötigt. Der Systembetreiber ist für eine zuverlässige Versorgung verantwortlich und ermittelt auf Basis der Ergebnisse des Energiemarktes den notwendigen Kraftwerkseinsatz. Für die Planung, den Bau, die Instandhaltung und den Betrieb der Übertragungs- und Verteilungsnetze sind die Netzbetreiber zuständig. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Spannungs- und die Frequenzhaltung, den Versorgungswiederaufbau und den Ausgleich von Fahrplanabweichungen in ihrer Regelzone verantwortlich. Die Verteilnetzbetreiber dürfen keinerlei Stromlieferanten- oder Händlerfunktionen ausüben und sind somit nur für den Netzbetrieb zuständig. [Kon-09] [Cra-09]

2.3.2 Integration von Erneuerbaren Energien in das Bilanzkreissystem

Durch die gesetzliche Förderung der Erneuerbaren Energien im Rahmen des Stromeinspeisegesetzes (StrEG) im Jahre 1990 fand gleichzeitig die Einbindung in vorhandene Marktstrukturen statt. Anschließend folgte das EEG mitsamt den Novellen der Jahre 2004 und 2009, welches zahlreiche Vorgaben zur Förderung der Erneuerbaren Energien beinhaltete bzw. heute noch vorgibt. Nach dem EEG ist der Verteilnetzbetreiber, der das Verteilungsnetz am Standort der Anlage zur Nutzung Erneuerbarer Energien betreibt, zur Abnahme des EEG-Stroms und zur Zahlung der festgelegten Vergütung verpflichtet. Der VNB kann die Strommengen unmittelbar an den vorgelagerten ÜNB weitergeben, welcher zur vorrangigen Abnahme verpflichtet ist (auch bekannt als „Hochwälzung“). Sämtliche EEG-Einspeisungen in seinem Gebiet werden vom ÜNB zu einem so genannten EEG-Bilanzkreis zusammengefasst (vgl. §11 StromNZV). Der jeweilige ÜNB nimmt die Rolle des BKV ein und hat die Pflicht den EEG-Bilanzkreis auszugleichen. Der Ausgleichsmechanismus wird im Teil 4 des EEG geregelt, so dass die eingespeisten EEG-Mengen bundesweit zu gleichen Anteilen (EEG-Quote) an die Endverbraucher gewälzt werden. Dabei erfolgen der finanzielle und der physische Wälzungsprozess über einen horizontalen und einen vertikalen Ausgleichsmechanismus. Die nachfolgende Abbildung 2.5 stellt dieses schematisch dar:

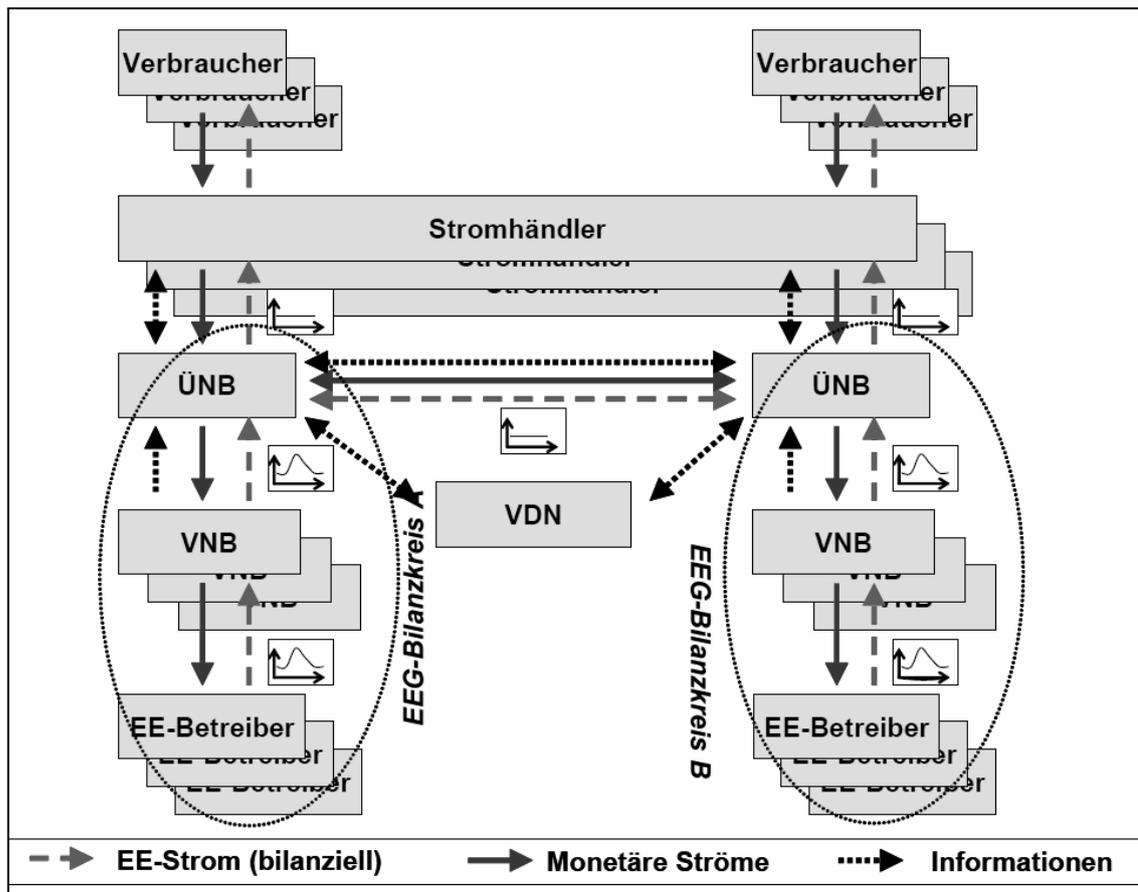


Abbildung 2.5: Wälzungsprozess zwischen zwei EEG-Bilanzkreisen [Die-07]

Nach der Erfassung der abgenommenen EEG-Strommengen gleichen die ÜNB die aufgenommenen Energiemengen untereinander aus. Hierbei nehmen unterdurchschnittlich betroffene ÜNB von den überdurchschnittlich betroffenen ÜNB EEG-Strommengen ab - der so genannte *Horizontalausgleich*. Dieser Ausgleich gewährleistet zwischen den vier deutschen Regelzonen, dass alle die gleiche EEG-Quote⁴ erfüllen und die Belastung für alle Endverbraucher identisch ist. Es soll somit verhindert werden, dass, bedingt durch eine größere Menge an eingespeistem EEG-Strom in einer der beiden Regelzonen, die EEG-Vergütungskosten der Netzkunden in zwei Regelzonen unterschiedlich sind.

Die den ÜNB nach dem Ausgleich verbleibenden Strommengen bilden die Grundlage für den weiteren Wälzungsprozess. Dieser „*vertikale Ausgleich*“ erfolgt zwischen den ÜNB als Bilanzkreisverantwortliche der EEG-Bilanzkreise und den in der Wertschöpfungskette vor- und nachgelagerten Marktteilnehmern (Erzeuger, VNB, Energieversorgungsunternehmen bzw. Stromhändler und Verbraucher) innerhalb einer Regelzone. So nehmen die Energieversorgungsunternehmen vom zuständigen ÜNB Strom ab, den sie an die Letztverbraucher liefern. Dabei sind die EEG-Strommengen und die Höhe der EEG-Umlage so zu bemessen, dass jedes Energieversorgungsunternehmen im Verhältnis zu dem an den

⁴ Verhältnis der im Erfassungszeitraum bundesweit ermittelten Menge an Strom aus regenerativen Energien zur Gesamtmenge konventionellen Stroms, die an den Letztverbraucher abgegeben wurde.

Letztverbraucher abgesetzten Strom einen gleichen Anteil trägt. Die ÜNB planen für die Weitergabe des EEG-Stromaufkommens mittelfristig in Monatsbändern, welche sie an die Energieversorger liefern. Die prognostizierten Einspeisungen aus EEG-Anlagen werden durch Zu- und Verkauf so veredelt, dass sie den Bandlieferungen entsprechen. Bei diesem kostenintensiven Prozess wird die Beschaffung von Regelenergie notwendig und es entstehen Mehrkosten für den ÜNB. Die finanzielle Wälzung, also die monetäre Vergütung, verläuft im Wälzungsprozess folglich genau gegenläufig zur physikalischen Wälzung. [Bun-09e] [Ene-09b] [Zan-04] [Die-07]

Abbildung 2.6 verdeutlicht diesen Prozess am Beispiel von Fluktuationen der Windstromeinspeisung sowie das aus dem gesamten EEG-Strom resultierende Monatsband.

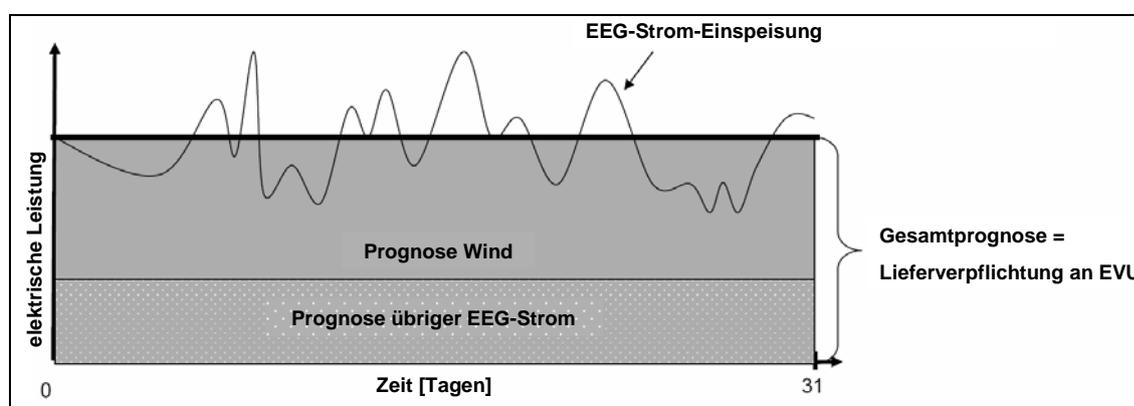


Abbildung 2.6: Glättung des Einspeiseprofiles [Bun-09e]

Die durch den hohen Aufwand und die finanziellen Risiken zunehmenden Mehrkosten des soeben beschriebenen Ausgleichsmechanismus haben das Bundeskabinett auf Vorschlag von Bundesumweltminister Sigmar Gabriel am 27.05.2009 dazu veranlasst, die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) des EEG zu beschließen. Dieser Verordnung hat der Bundestag am 02.07.2009 zugestimmt. Demnach sind nach Inkrafttreten am 01.01.2010 die Stromvertriebe nicht mehr verpflichtet, den Strom aus Erneuerbaren Energien abzunehmen. Dadurch entfällt die physikalische Weitergabe von den Übertragungsnetzbetreibern an die Vertriebsunternehmen. Stattdessen soll der nach EEG vergütete Strom direkt an der Strombörse veräußert werden. In der Übergangszeit sollen die Übertragungsnetzbetreiber diese Aufgabe übernehmen, später jedoch an andere Akteure übertragen.

Der Verkaufserlös für den nach dem EEG vergüteten Strom wird voraussichtlich unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung liegen, welche die Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber zu zahlen haben. Die dabei entstehende Differenz zwischen Verkaufserlös und EEG-Vergütung soll von den Stromvertriebsunternehmen als so genannte EEG-Umlage getragen werden, die sie an die Kunden weitergeben können. Nach dem Willen der Bundesregierung sollen so für die Marktteilnehmer Einsparungen möglich werden, mit dem Ziel, diese direkt an die Verbraucher weiterzugeben und somit den stetig steigenden Strompreisen Einhalt zu gebieten. [Deu-09]

2.3.3 Ausgleichsenergie

Für den Übertragungsnetzbetreiber steht die Beschaffung der Regelenergie der Bereitstellung von Ausgleichsenergie gegenüber. Abbildung 2.7 stellt grafisch den Unterschied zwischen beiden Energieformen dar:

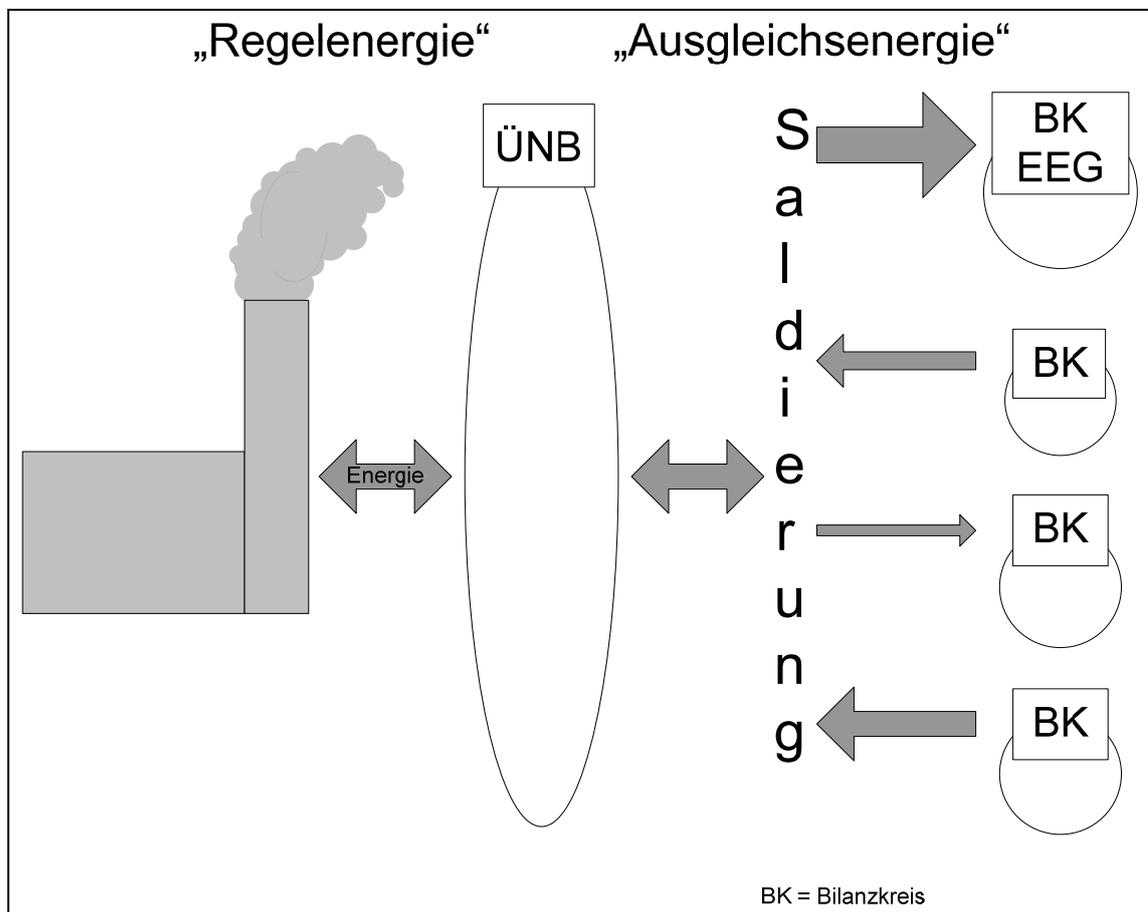


Abbildung 2.7: Regelenergie / Ausgleichsenergie (BK = Bilanzkreis) [Zan-04]

Wie im rechten Teil der Abbildung 2.7 dargestellt, erfolgt zunächst eine Saldierung der positiven und negativen Fahrplanabweichungen über alle Bilanzkreise. Im Rahmen der Abrechnung von Einzelabweichungen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen werden die Fahrplanabweichungen als „Ausgleichsenergie“ bezeichnet. Unter den Bilanzkreisen einer Regelzone kann diese Energie zum Ausgleich kleinerer Prognose- und / oder Verbrauchsunterschiede eingesetzt werden.

Die Ausgleichskostenabrechnung erfolgt zwischen ÜNB und BKV. Hierbei sind zwei Fälle zu unterscheiden:

- positive Ausgleichsenergie: Sind die Einspeisungen in einem Bilanzkreis geringer als die Entnahmen (Einspeisung < Entnahme / negative Bilanz), so zahlt der jeweilige BKV für die in seinem Bilanzkreis benötigte Energiemenge;

- negative Ausgleichsenergie: Sind in einem Bilanzkreis die Einspeisungen größer als die Entnahmen (Einspeisungen > Entnahmen / positive Bilanz), dann wird dem jeweiligen BKV die Überschussmenge vom ÜNB vergütet, falls dieser sie zum Ausgleich für andere Bilanzkreise einsetzen kann. Ansonsten wird diese vom ÜNB erstattungspflichtig aufgenommen.

Der Ausgleichsenergiepreis resultiert unmittelbar aus der Saldierung über alle Bilanzkreise.

Zum Einsatz von Regelenergie kommt es erst dann, wenn nach der Saldierung über alle Bilanzkreisabweichungen einer Regelzone noch eine Differenz zwischen der positiven und negativen Ausgleichsenergie vorherrscht. Zumeist profitiert der ÜNB davon, dass sich die Bilanzkreisabweichungen innerhalb einer Regelzone zum Teil kompensieren und folglich nur noch geringere Mengen an Regelenergie zum physischen Ausgleich der Bilanz beschafft werden müssen. Die dann benötigte Energie bezieht der ÜNB von vertraglich gebundenen Kraftwerken oder Lasten, wie in der linken Bildhälfte der Abbildung 2.7 sichtbar ist. [Zan-04]

2.3.4 Regelenergie

Eine wichtige Voraussetzung für einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb ist ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme. Dabei muss die Frequenz in einem Toleranzband von $\pm 0,05$ Hz um den Wert der Netzfrequenz von 50 Hz gehalten werden. Andernfalls kommt es zum Abruf der vorgehaltenen Regelenergie. Regelenergie ist in verschiedenen Qualitäten verfügbar, welche sich hinsichtlich des Abrufprinzips sowie ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden. [Bra-07] [reg-09a]

Nach den Anforderungen der European Network Transmission Service Operator – Electricity (ENTSO-E) beschaffen die deutschen ÜNB folgende Regelungsarten:

- Primärregelung
- Sekundärregelung
- Tertiärregelung

Primärregelung: Kommt es im europäischen ENTSO-E-Verbundnetz zu einem Ungleichgewicht zwischen physikalischem Leistungsangebot und physikalischer -nachfrage, dient die Primärregelung dazu, die Netzfrequenz innerhalb weniger Sekunden zu stabilisieren. Da die Netzfrequenz im gesamten Netzbereich gleich ist, ist es unerheblich, in welchem Bereich des europäischen ENTSO-E-Verbundnetzes eine Lastschwankung auftritt. Die Bereitstellung der Primärregelleistung erfolgt nach dem Solidaritätsprinzip automatisch durch alle im ENTSO-E-Gebiet verbundenen Kraftwerke, die von den jeweiligen ÜNB zur Vorhaltung von Primärregelleistung beauftragt wurden. Die Lieferung der Primärregelleistung dient so lange zur Stabilisierung der Netzfrequenz, bis die Leistungsabweichung vollständig durch die Sekundärregelreserve desjenigen Verbundunternehmens ausgeregelt ist, in dessen Netz die Leistungsabweichung aufgetreten ist. Die Kraftwerke der Primärregelung müssen innerhalb von

30 Sekunden die vereinbarte Leistungsabgabe vollständig bereitstellen und diese bis zu einem Zeitraum von 15 Minuten aufrechterhalten können. Primärregelleistung wird durch die Reserven der Grundlastkraftwerke erbracht, die nicht mit voller Leistung betrieben werden. Die ÜNB und die jeweiligen Kraftwerksbetreiber haben sich auf Kraftwerksreserven von 2,5 % je Kraftwerksnennleistung geeinigt. An der Primärregelung können nur die Kraftwerke teilnehmen, die auch die entsprechende Leistung garantieren können. Alle Kraftwerke mit einer Leistung von über 100 MW müssen in der Lage sein, Primärregelleistung bereit zu stellen. Die zuständigen ÜNB können aber auch Kraftwerke von der Primärregelleistungsbereitstellung befreien. So sind beispielsweise Kraftwerke auf Basis Erneuerbarer Energien von dieser Regelung befreit. Ebenso können die ÜNB Vereinbarungen mit kleineren Anlagen treffen, so dass auch Anlagen mit weniger als 100 MW Nennleistung Regelleistung bereitstellen können. Diese Kraftwerke müssen allerdings eine Nennleistung von mindestens ± 2 MW aufweisen und davon wiederum mindestens 2 % als Primärregelleistung zur Verfügung stellen. [Bra-07] [reg-09a] [Bun-08b]

Sekundärregelung: Da die zuvor beschriebene Primärregelung begrenzt ist, muss sie schnell durch die Sekundärregelung abgelöst werden, um bei Bedarf erneut in Anspruch genommen werden zu können. Innerhalb weniger Minuten wird durch den Regelzonenverantwortlichen ÜNB der vom Leistungsungleichgewicht betroffenen Regelzone die Sekundärregelung aktiviert. Damit soll die verursachte Frequenzabweichung im gesamten ENTSO-E-Verbundnetz wieder aufgehoben werden, um den Austausch zwischen den Regelzonen nicht zu beeinträchtigen. An den Kuppelstellen zu den Netzen der Verbundverbraucher findet ständig eine Leistungsflussmessung statt. Wird dort ein Defizit festgestellt, so erfolgt durch einen zentralen Regler beim jeweiligen ÜNB der Abruf der benötigten Regelenergie von den Sekundärregelkraftwerken. Diese Bereitstellung erfolgt automatisch innerhalb von 30 Sekunden und soll spätestens nach 5 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Dabei wird ein Zeitraum von bis zu 15 Minuten pro Störung abgedeckt. Zum Einsatz kommen hierfür zumeist schnell regelbare Pumpspeicher- oder Gaskraftwerke. Kraftwerke, die Sekundärregelleistung anbieten wollen, müssen eine Nennleistung von mindestens ± 10 MW aufweisen. Allerdings ist bei dieser Regelleistungsart das so genannte „Pooling“, also das Zusammenschalten mehrerer kleinerer Kraftwerke erlaubt, um die Nennleistungsvorgabe zu erfüllen. [Bra-07] [reg-09a] [Bun-08b]

Tertiärregelung (Minutenreserve): Kann die Sekundärregelung die Leistungs- bzw. Frequenzabweichung nicht beheben oder liegt eine größere Störung im Netz vor, kommt die Tertiärregelung, die so genannte Minutenreserve zum Einsatz. Sie entlastet damit die Sekundärregelung, so dass diese erneut für andere Regelvorgänge zur Verfügung steht. Mit der Minutenreserve lassen sich auch Abweichungen zwischen den Prognosen und realen Einspeisungen von Windenergieanlagen ausgleichen. Sie wird zentral und manuell vom jeweiligen ÜNB aktiviert und muss innerhalb von 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen. Im Rahmen des Bilanzmodells ist die Minutenreserve als normale Fahrplanlieferung zur vollen Viertelstunde realisiert. Sie deckt pro Störung einen Zeitraum von 15 Minuten bis zu vier Viertelstunden nach der Störung ab, inklusive der Viertelstunde, in der die Störung aufgetreten

ist. Minutenreservekraftwerke müssen eine Nennleistung von mindestens ± 15 MW aufweisen. Wie schon bei der Sekundärregelung ist auch hier das „Pooling“ erlaubt. Abgelöst wird die Minutenreserve durch eine Stundenreserve, die als Blockkontrakt an der Strombörse in entsprechender Höhe zu kaufen ist. [Uhl-09] [Swi-06] [reg-09b] [Bra-07] [reg-09a]

Die nachfolgende Grafik verdeutlicht den zeitlichen Ablauf des Einsatzes der drei Regelenergiearten.

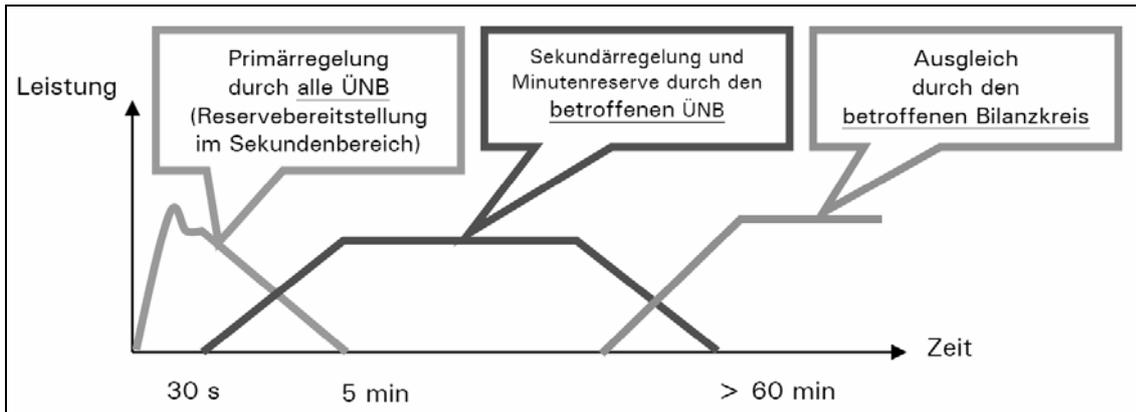


Abbildung 2.8: Zeitlicher Ablauf des Regelenergieeinsatzes [tra-09]

2.3.4.1 Ausgestaltung der Beschaffung von Regelenergie in Deutschland

Ihren Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve beschaffen die ÜNB seit 2001 auf dem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt für Regelleistung entsprechend der Vorgaben des Bundeskartellamtes. Bis zum 30.11.2007 erfolgte die Beschaffung der Primär- und Sekundärregelleistung eigenständig je ÜNB im halbjährlichen Zyklus. Jedoch änderten sich mit dem Inkrafttreten des EnWG (13.07.2005), der Netzzugangsverordnung und der Netzentgeltverordnung (29.07.2005) die bisher geltenden Rahmenbedingungen für die Beschaffung sowie Einsatz von Regelenergie deutlich. Seit dem 01.12.2006 beschaffen die vier ÜNB ihre Minutenreserven über Ausschreibungen auf einer gemeinsamen Internetplattform (www.regelleistung.net). Ein Jahr später am 01.12.2007 begannen ebenfalls die Ausschreibungen der Primär- sowie Sekundärregelleistung auf dieser gemeinsamen Internetplattform. Die Minutenreserve wird täglich ausgeschrieben, die Primär- und Sekundärregelleistung jeweils für einen Monat. Abbildung 2.9 zeigt den prinzipiellen Handelsablauf am deutschen Regelenergiemarkt. [tra-09]

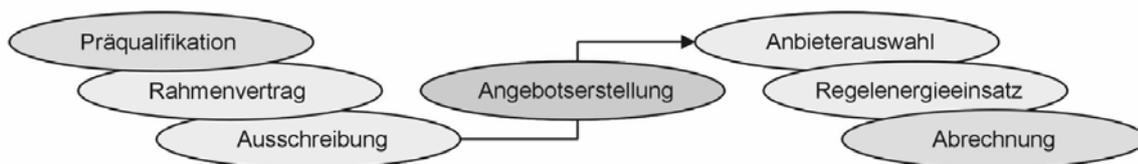


Abbildung 2.9: Prinzipieller Handelsablauf an deutschen Regelenergiemärkten [Swi-06]

Nach der Zulassung zur Erbringung von Regelenergie kann der Anbieter je nach Verfügbarkeit seiner Anlagen an den Ausschreibungen auf dem Internetportal teilnehmen. Bei den Regelenergieauktionen handelt es sich um mehrdimensionale Multi-Unit-Auktionen. Man spricht von Multi-Unit-Auktionen, da die Regelenergiekapazität aufgeteilt wird und von mehreren Bietern ersteigert werden kann. Die Erzeuger können ihrerseits wiederum mehrere Gebote zu unterschiedlichen Konditionen abgeben. „Mehrdimensional“ kennzeichnet die beiden Dimensionen „Arbeitspreis“ und „Leistungspreis“ der Gebote für die Sekundär- und Tertiärregelung. Die Kapazitätsvorhaltung wird mit einem Leistungspreis und jede produzierte MWh mit einem Arbeitspreis entlohnt. Die tatsächliche Arbeit der Primärregelung kann aus technischen Gründen nicht gemessen werden und wird daher lediglich mit einem Leistungspreis vergütet sowie in einer eindimensionalen Auktion versteigert.

Für die positive und negative Primärregelung sind Angebotsvolumen von 5 MW vorgesehen. Die Mindestgröße für ein Gebot der Sekundärreserve beträgt 10 MW. Beide Regeltypen werden monatlich ausgeschrieben. Die Minutenreserve hingegen ist täglich zu versteigern und wird dabei in 6 Blöcken à 4 Stunden ausgeschrieben. Die Mindestmenge für ein Gebot beträgt 15 MW. Für die Minutenreserve erfolgt die Angebotsabgabe in der Regel bis 10 Uhr des vorhergehenden Werktages, die Mitteilung über eine Zu- oder Absage bis 11 Uhr desselben Tages. Bei Nichtabnahme des Angebots bleibt den Anlagenbetreibern noch die Möglichkeit, die Energie auf anderen Märkten anzubieten.

Die Auswahl der angebotenen Kapazitäten für die Sekundär- und Tertiärregelung erfolgt nach dem Merit-Order-Prinzip. Demnach erhalten bis zur Deckung des gewünschten Bedarfs diejenigen Anbieter den Zuschlag, die die Kapazitäten am günstigsten vorhalten können und folglich die geringsten Leistungspreise aufweisen. Der Abruf der Regelkapazitäten erfolgt schließlich in der Reihenfolge aufsteigender, gebotener Arbeitspreise. Die Vergütung der Regelenergie wird anhand des letzten Gebots festgelegt, welches noch einen Zuschlag bekommen hat. Somit erhalten alle Anbieter, die den Zuschlag bekommen haben, den Strompreis des teuersten Kraftwerks, das noch zur Deckung des Bedarfs benötigt wird.

Abbildung 2.10 zeigt exemplarisch die mittleren Leistungs- und Arbeitspreise aus dem Jahr 2005:

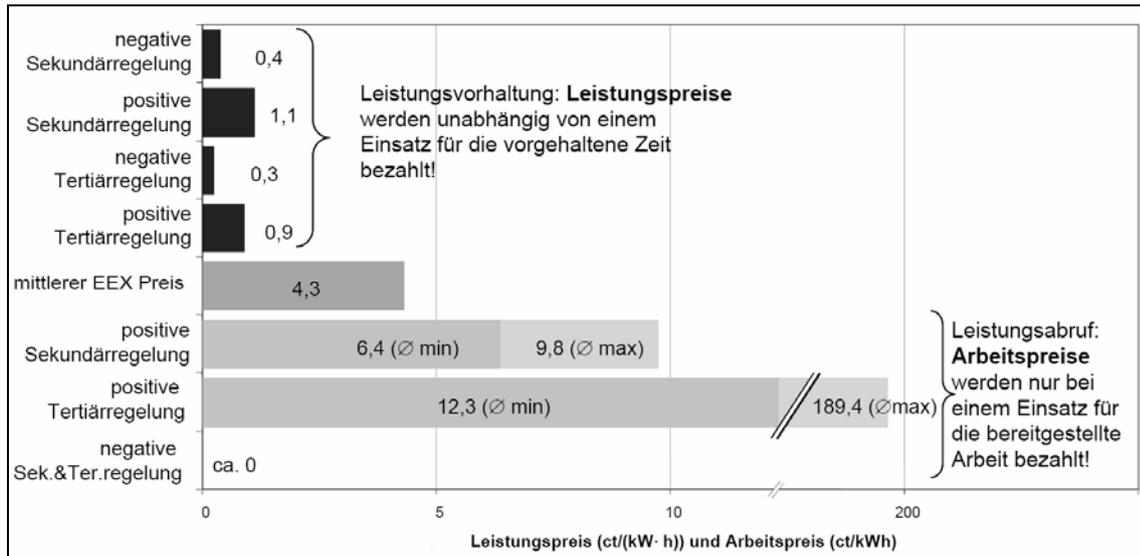


Abbildung 2.10: Mittlere Preise für Regelleistungsvorhaltung und -abruf im Jahr 2005 [For-07]

Man erkennt in der Abbildung 2.10, dass sich insbesondere für die Arbeitspreise enorme Preisspannen ergeben. Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Anteils volatiler Einspeiser (Ausbau Offshore-Windenergie) im deutschen Stromnetz respektive einem zunehmenden Bedarf an Regelleistung kann davon ausgegangen werden, dass sich ein Trend in Richtung vermehrter Regelleistungsbedarfe und damit steigender Leistungs- und insbesondere Arbeitspreise entwickelt. Hieraus können sich für das speicherfähige Biogas enorme Marktchancen hinsichtlich der Regelleistungsbereitstellung abseits der heute gängigen, stetigen Verstromung ergeben.

Anzumerken ist, dass es für die Momentanreserve sowie die Stundenreserve keinen derartigen Markt gibt. Dieses lässt sich damit begründen, dass zum einen der Einsatz der Momentanreserve automatisch erfolgt und zum anderen der Abruf der Stundenreserve direkt vom zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen ausgeführt wird. [reg-09a] [Swi-06] [Heu-08]

2.4 Stromhandel in Deutschland

Im liberalisierten Strommarkt gibt es eine Vielzahl von Produkten mit unterschiedlichen Preiskonditionen und Laufzeiten. Diese werden in bilateralen (over the counter - OTC) Geschäften oder über die Strombörse gehandelt. Eine Übersicht dieser verschiedenen Möglichkeiten gewährt Abbildung 2.11.

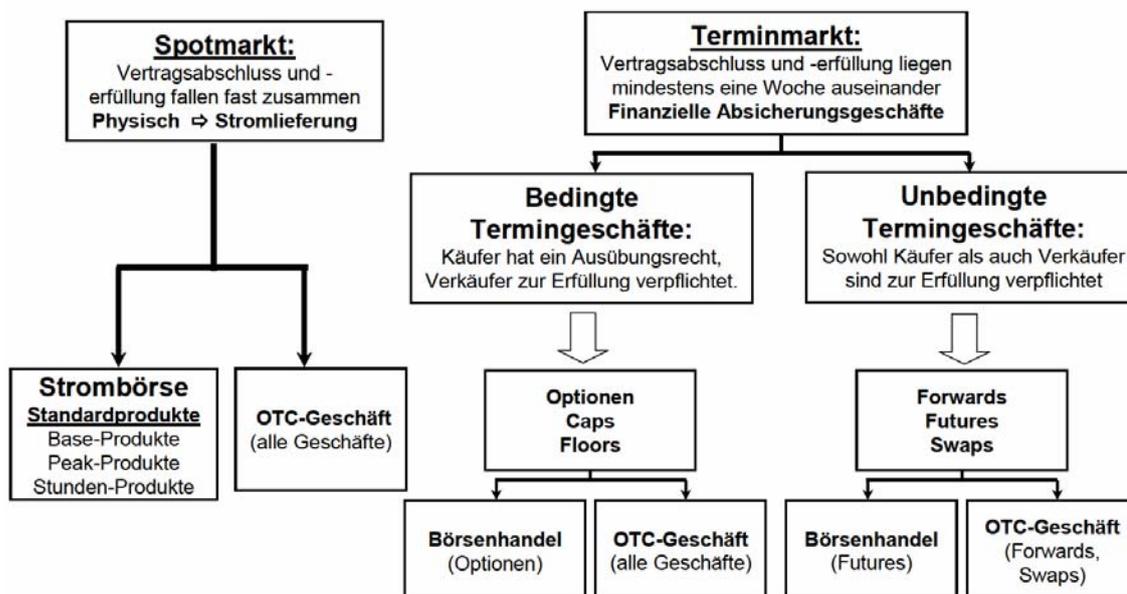


Abbildung 2.11: Arten von Geschäften und Produkten [Kon-09]

Eine detaillierte Erklärung aller in Abbildung 2.11 aufgeführten Handelsmöglichkeiten soll an dieser Stelle nicht erfolgen. Vielmehr gilt es die zusätzlichen Vermarktungsmöglichkeiten für nicht abgerufene Regelenergie auf Biogasbasis aufzudecken, die im weiteren Verlauf dieser Arbeit diskutiert werden.

2.4.1 Außerbörslicher bilateraler Handel - Over the Counter (OTC)

Etwa 80 % des heutigen Handelsvolumens sind dem OTC-Handel zuzuschreiben. Der auf bilateralen Vertragsabschlüssen basierende Handel ist rein privatwirtschaftlich strukturiert und hat damit keinen börslichen Charakter. Weder eine staatliche Aufsicht noch ein bestimmter Handelsplatz sind für diese Geschäfte vorgeschrieben. Der Flexibilität und der Individualität des OTC-Marktes stehen allerdings auch erhöhte Risiken gegenüber. Beim bilateralen Handel sind die Vertragsparteien prinzipiell frei in der Art der Vertragsgestaltung. Jedoch haben sich in der Praxis auf dem OTC-Markt in gewissen Grenzen Standardisierungen bewährt, wie beispielsweise die vom Händlerverband European Federation of Energy Traders (EFET) entwickelten Rahmenverträge für OTC-Transaktionen. So bieten Broker auf OTC-Märkten zu einem gewissen Umfang standardisierte Produkte an. Die Vertragsparteien vereinbaren bei außerbörslichen Transaktionen die Lieferung der Energie an einen bestimmten Ort. Bis zum vereinbarten Übergabezeitpunkt organisiert der Verkäufer den Bezug bzw. die Erzeugung der elektrischen Energie sowie deren Transport. Somit hat die Ausgestaltung der Netzzugangsregelungen einen wesentlichen Einfluss auf die Erstellung bilateraler physischer Lieferverträge. Folglich bietet es sich an, Energielieferungsverträge hinsichtlich der Abrechnungsintervalle auf die Netzzugangsvereinbarung abzustimmen. Der Käufer hat entsprechend den Bezug der vertraglich vereinbarten Energie zu gewährleisten. [Cra-09] [Bar-08]

Trotz der beliebigen Gestaltbarkeit der außerbörslichen Stromprodukte haben sich in der Praxis neben Vollversorgungsverträgen insbesondere Produkte herausgebildet, die mit den Börsenprodukten eng verwandt sind. Auch der variabel auszuhandelnde Preis orientiert sich meist an Börsenpreisen. Die Vertragsdauer der meisten OTC-Verträge ist mit bis zu 20 Jahren sehr lang und begründet den heutzutage relativ geringen Anteil des börslichen Stromhandels am gesamten Stromhandelsvolumen. [Sch-06] [Hir-07]

2.4.2 Börsenhandel

Bei einer Börse handelt es sich um eine allgemeine Marktveranstaltung, die hinsichtlich des Ortes, der Zeit, der Marktteilnehmer und des Ablaufes genau geregelt ist. Sie kann somit als organisierter Handelsplatz verstanden werden und stellt einen integralen Bestandteil von liberalisierten Märkten dar. Zu den jüngsten Börsen in Europa gehören die Strombörsen in Form der Warenbörsen. Ihr gemeinsames Merkmal bildet der Spotmarkt, auf welchem Strom mit kurzfristiger, physischer Erfüllung gehandelt wird. Über einen Terminmarkt, auf dem längerfristige Geschäfte getätigt werden, verfügt dagegen nur ein geringer Teil der europäischen Strombörsen. [Bar-08]

2.4.2.1 European Energy Exchange

Die European Energy Exchange (EEX) blickt auf eine kurze Historie zurück. Ihren Ursprung fand die Strombörse in Leipzig im Zuge der Liberalisierung des deutschen Energiemarktes, indem sich um das neue Handelsgut Strom ein organisierter Handelsplatz bildete.

Die Leipziger Strombörse Leipzig Power Exchange (LPX) startete, nachdem die Verbändevereinbarung Strom II vom 19.12.1999 einen börslichen Spothandel ausdrücklich zuließ, am 15.06.2000 nach dem Vorbild des nordischen Börsenmodells der Nordpool ASA. Wenig später folgte die Strombörse European Energy Exchange in Frankfurt am 08.08.2000. In der Folgezeit fand ein medienwirksamer Wettstreit zwischen Frankfurt und Leipzig statt. Jedoch entwickelte sich die LPX hinsichtlich der Teilnehmeranzahl und in Folge dessen auch bezüglich der Handelsvolumina besser als ihr Wettbewerber aus Frankfurt. Im Jahre 2002 entstand schließlich die European Energy Exchange durch die Fusion der beiden deutschen Strombörsen Frankfurt und Leipzig. Seither entwickelte sich die EEX zu einem führenden Energiehandelsplatz. Mit 218 Handelsteilnehmern aus 21 Ländern (Stand: 08.04.2009) stellt sie heute die teilnehmer- und umsatzstärkste Energiebörse in Kontinentaleuropa dar. [Bec-08] [Eur-09c] [Eur-09b] [Bar-08]

Seit dem Beginn des Handels an der EEX entwickelten sich der Strom-Spotmarkt und Strom-Terminmarkt kontinuierlich (vgl. Abbildung 2.12). Beispielsweise erreichte das Handelsvolumen des Strom-Spotmarktes im Jahr 2008 einen Wert von 154,4 TWh. Dieses entspricht einem Wachstum von 24,8 % im Vergleich zum Vorjahr. [Eur-08]

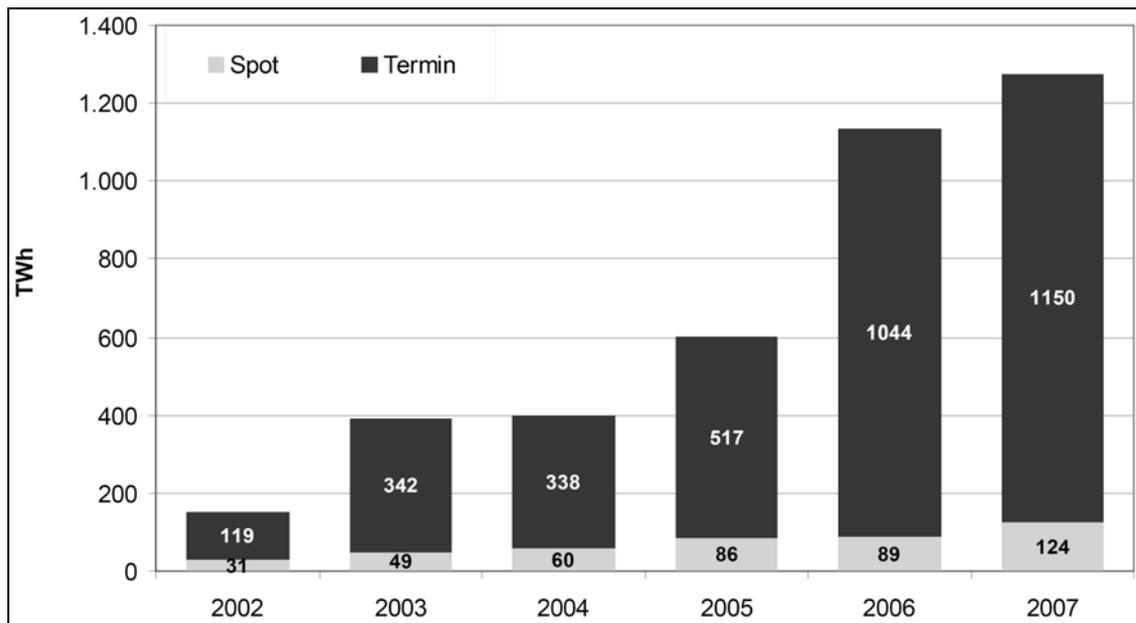


Abbildung 2.12: Entwicklung des Spot- und Terminmarktes [Mic-09]

2.4.3 Zusammenhang: Handelsebene - Netzbetrieb

Die Strombörse stellt allen Marktteilnehmern einen transparenten, finanziell, rechtlich und technisch sicheren Marktplatz für einen fairen und gleichberechtigten Handel mit Energieprodukten zur Verfügung. Diese Handelsebene muss jedoch eng mit dem Netzbetrieb verknüpft sein. Eine Übersicht über die vertraglichen und fahrplantechnischen Beziehungen der Handelsteilnehmer gibt die Abbildung 2.13.

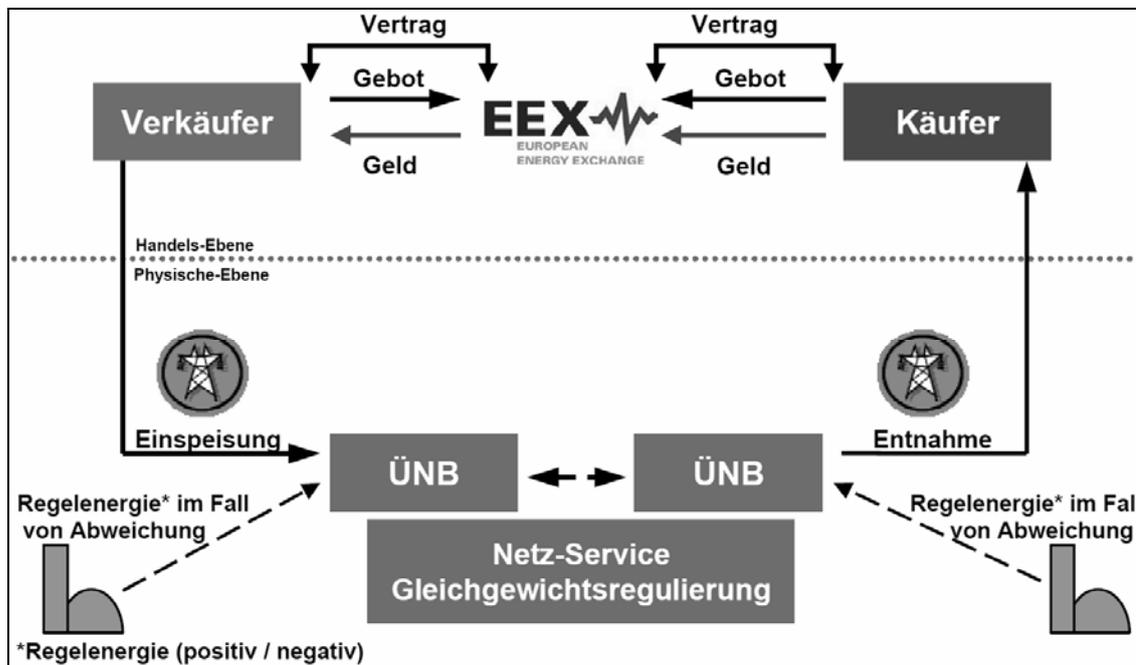


Abbildung 2.13: Handelsbeziehungen und physikalischer Ausgleich [Wap-09]

An der Börse platzieren Käufer und Verkäufer jeweils ihre Gebote. Die Preisermittlung für die jeweiligen Einzelstunden erfolgt durch die Börse und diese bestätigt jedem Handelsteilnehmer das jeweilige Geschäft. Die Marktteilnehmer haben mit der Börse einen Vertrag abgeschlossen, welche nun für die finanzielle Abwicklung verantwortlich ist. Die Abwicklung erfolgt jedoch unabhängig von der tatsächlichen Lieferung. Der Verkäufer muss nun zu einem bestimmten Zeitpunkt die veräußerte Menge Strom ins Netz einspeisen, an das er angeschlossen ist. Der Käufer hat seinerseits die Verpflichtung den Strom aus dem Netz zu entnehmen. [Bar-08] [Kon-09]

2.4.3.1 Stromhandel am EEX-Spotmarkt

Beim EEX-Spotmarkt handelt es sich um einen kurzfristigen Markt, welcher in den „Day-Ahead-Market“ und den „Intra-Day-Market“ unterteilt werden kann. Den „kurzfristigen Markt“ kennzeichnen die für den Spotmarkt typischen, starken Preisschwankungsintensitäten. Diese beruhen auf der Tatsache, dass Strom nicht speicherbar ist und folglich der Marktpreis jede Veränderung der Abnahme- und Produktionssituation widerspiegelt. [Bar-08]

Die Handelsprodukte des EEX-Spotmarktes, die so genannten „Kontrakte“, lassen sich je nach Lieferdauer des Stromes in Stunden- und Blockkontrakte unterscheiden. Bei Stundenkontrakten erfolgt die Lieferung einer konstanten Leistung über eine vorgegebene Lieferstunde. Bei Blockkontrakten hingegen wird eine konstante Leistung über mehrere Lieferstunden bereitgestellt.

Day-Ahead-Markt: Im Day-Ahead-Markt findet der Handel einen Tag vor der physischen Erfüllung statt. Dabei sind der Verkäufer zur Lieferung und der Käufer zur Übernahme der vereinbarten Strommenge und zur Zahlung des vereinbarten Preises verpflichtet.

Intra-Day-Markt: Neben dem Day-Ahead-Handel findet seit September 2006 auch ein Intra-Day-Handel auf dem Spotmarkt statt. Dieser zwischentägliche Handel war vorher schon möglich, jedoch nur über den OTC-Handel und das auch nur in einem begrenzten Rahmen. Nach der Einführung des Intra-Day-Handels wurde er zur kurzfristigen Energiebeschaffung genutzt, die noch nach dem Schluss des Day-Ahead-Handels möglich ist. Da nach dem Inkrafttreten der StromNZV Bilanzkreisverantwortliche eine mögliche Fahrplanänderung 75 Minuten vor dem Zeitpunkt der Fahrplanabwicklung anmelden können, erfolgte ein starker Anstieg des Handelsvolumens. Das Mindestvolumen der Kontraktgrößen auf dem Intra-Day-Markt beträgt 0,1 MW. Ab 15 Uhr des laufenden Tages ist es auch möglich Kontrakte für alle Stunden des nächsten Tages zu handeln. Der Handel erfolgt kontinuierlich an sieben Tagen der Woche und 24 Stunden pro Tag.

Auf dem Spotmarkt erfolgt der Handel je nach Produktart im „kontinuierlichen Handel“ oder im „Auktionshandel“.

Im *kontinuierlichen Handel* werden Blockkontrakte gehandelt. In der Zeit von 8:00 Uhr bis 12:00 Uhr können Marktteilnehmer ihre Kauf- oder Verkaufsangebote nach Menge und Preislimit in das offene elektronische Orderbuch eingeben. Dort werden alle Angebote nach

Volumen und Preis aufgelistet und einander gegenübergestellt. Sobald bei einer Kauf- und einer Verkaufsoffer der Verkaufspreis gleich oder kleiner als der Kaufpreis ist, erweist sie sich als ausführbar und es erfolgt unmittelbar der Geschäftsabschluss. Ein Marktteilnehmer kann jedoch auch einen Geschäftsabschluss bewusst herbeiführen, indem er per Mausklick ein Angebot akzeptiert. Getätigte Geschäftsabschlüsse werden im Orderbuch sichtbar gemacht, wodurch das Marktgeschehen für jeden Teilnehmer am Monitor verfolgbar ist.

Im *Auktionenhandel* werden Stundenkontrakte gehandelt. Hier werden von den Marktteilnehmern bis 12:00 Uhr des jeweiligen Handelstages per E-Mail Angaben über ihre Verkaufs- und Kaufgebote mit dem jeweiligen Volumen und Preislimit getätigt. Dabei erfolgt die Gebotsabgabe anonym über ein geschlossenes Ordnerbuch. Basierend auf allen eingegangenen Geboten wird auf dem Auktionsmarkt der Preis für jede einzelne Stunde des Folgetages bestimmt.

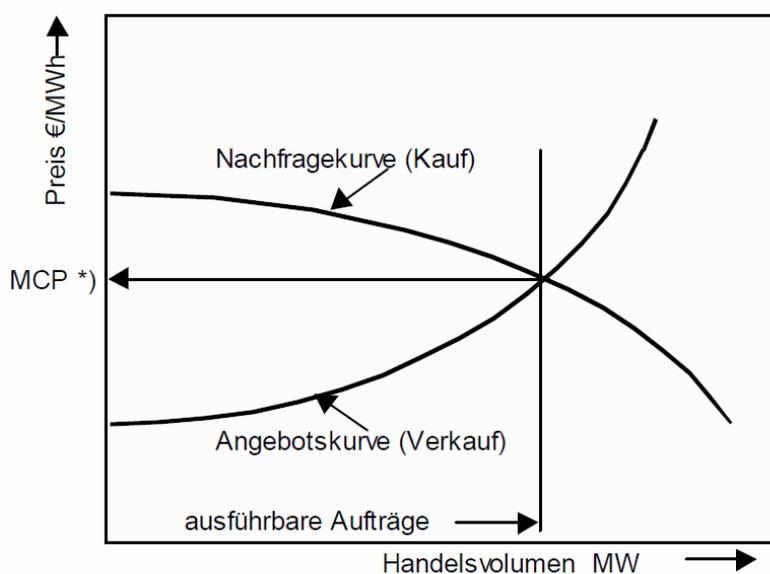


Abbildung 2.14: Preisermittlung im Auktionenhandel (*) MCP: market clearing price - Gleichgewichtspreis) [Kon-09]

Um den Preis für jede einzelne Stunde des Folgetages zu ermitteln, wird zu einem bestimmten Zeitpunkt (in der Regel um 12:30 Uhr) eine Angebots- und Nachfragekurve konstruiert. Der sich aus den beiden Kurven ergebende Schnittpunkt stellt den Gleichgewichtspreis (market clearing price - MCP) dar und gilt für alle ausführbaren Orders der betreffenden Stunde. Ausgeführt werden diejenigen Verkaufsaufträge, deren Preis gleich oder niedriger ist als der MCP und diejenigen Kauforders, deren Preis gleich oder höher ist als der MCP. Kann kein Schnittpunkt erzielt werden, so werden die Marktteilnehmer über die Gründe informiert und die Preisbildungsschritte wiederholt, bis ein Gleichgewichtspreis ermittelt werden kann. [Bec-08] [Eur-09a] [Kon-09]

Der Spotmarkt der EEX bietet insbesondere für die Direktvermarktung der Erneuerbaren Energien eine interessante Alternative zu der heute üblichen EEG-Vergütung. Besonders für das

speicherfähige Biogas ergeben sich, in Kombination und Anschluss an die Regelenergiebereitstellung, lukrative Möglichkeiten. Gerade der Intra-Day-Markt mit Vorlaufzeiten von 75 Minuten vor der physischen Lieferung offenbart neue Vermarktungsmöglichkeiten jenseits des EEG. In der folgenden Tabelle 2.1 werden die wichtigsten Kriterien der Direktvermarktung einmal der EEG-Vergütung gegenübergestellt.

Tabelle 2.1: Vergleich EEG-Vergütung vs. Direktvermarktung

	EEG-VERGÜTUNG	DIREKTVERMARKTUNG ÜBER EEX
Preisfindung	per Gesetz vorgeschrieben	Angebot und Nachfrage nach definierten Regeln
Höhe der Vergütung / des Preises	historisch meist höher als Marktpreis, degressiv	historisch langfristig eher steigend
Zugang	über lokalen Netzbetreiber	direkt / indirekt
Abwicklung	über lokalen Netzbetreiber	über Clearingsystem und ÜNB
Einspeisung	nicht zeitlich gebunden	Lieferung wie Vertrag
Nichtlieferung	keine Sanktionen, da kein Zwang	Regelenergie

Neben dem Stromhandel am EEX-Spotmarkt besteht die Möglichkeit des Stromhandels am EEX-Terminmarkt. Aufgrund der geringen Relevanz für den weiteren Verlauf dieser Arbeit soll auf eine Erläuterung dieses Marktes an dieser Stelle jedoch verzichtet werden.

2.5 Energieversorgung mit Biogas

Die Energieversorgungsstruktur der Bundesrepublik Deutschland basiert heutzutage auf der vornehmlichen Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle, Mineralöl und Gas. Mit einem Anteil von 90,5 % am Endenergieverbrauch (das entspricht 8.260 PJ) des Jahres 2008 bilden diese Energieformen die Hauptsäulen der inländischen Versorgungssicherheit (vgl. Abbildung 2.15). [Bun-09c]

Die Erneuerbaren Energien decken mit rund 233 Mrd. kWh bereitgestellter Energie ein Volumen von 9,5 % des Endenergiebedarfs ab. Im Vergleich zum Vorjahr (9,8 %) blieb dieser Wert zwar nahezu konstant, jedoch wird die Entwicklung bzw. der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Jahr 2008 durch eine Gegenüberstellung des Endenergieverbrauchs mit dem vergangener Jahre deutlich. Demnach lag der Wert 2007 mit 8.585 PJ aufgrund milderer Temperaturen deutlich unter dem vergangener Perioden sowie dem des Jahres 2008. Mit der Energiebereitstellung des Jahres 2008 erhöhte sich der Anteil der Erneuerbaren Energien demnach überproportional, wurde jedoch statistisch relativiert. [Bun-09c]

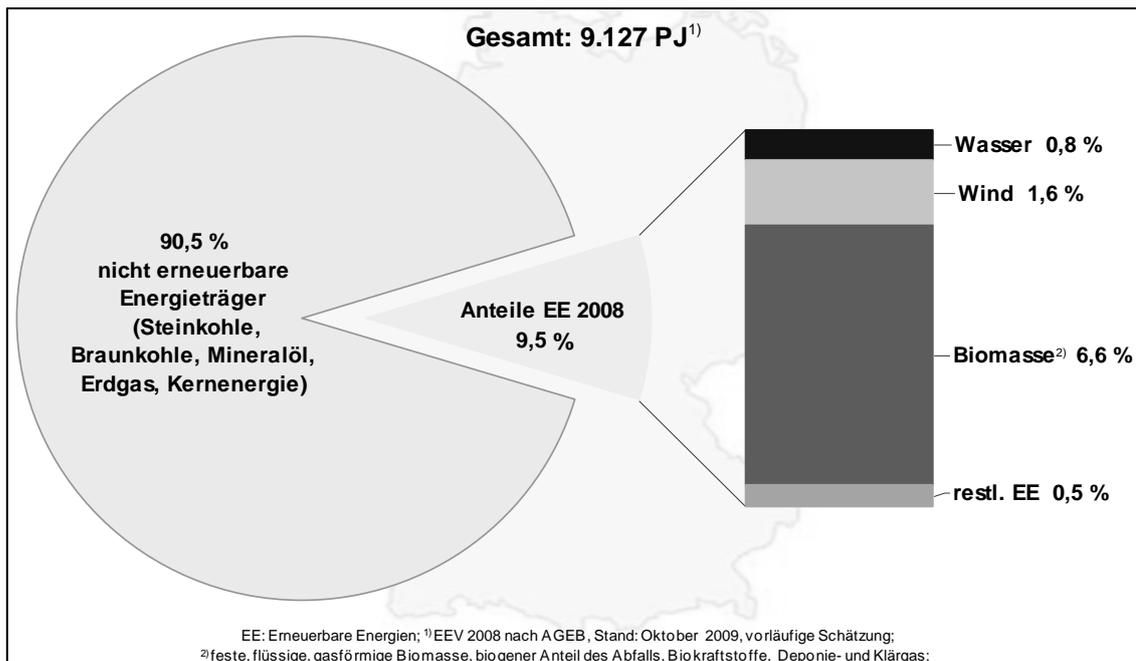


Abbildung 2.15: Endenergieverbrauch in Deutschland 2008 [Bun-09c]

Aus Abbildung 2.15 wird ersichtlich, dass der Energieträger „Biomasse“ mit knapp 70 % einen Großteil der gesamten Endenergie aus regenerativen Energieträgern übernimmt, während beispielsweise die Windenergie einen relativ geringen Beitrag von 16,8 % leistet. Unterteilt man jedoch die regenerativ umgewandelte Endenergie in die zwei Sektoren Strom- und Wärmebereitstellung, verändert sich diese Verteilung signifikant.

Zunächst findet die Betrachtung des deutschen Stromsektors statt. Hier wurde 2008 durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien eine Gesamtenergie von 93,0 Mrd. kWh den Verbrauchern zur Deckung der Stromnachfrage zur Verfügung gestellt. Damit betrug der Anteil am gesamten deutschen Bruttostromverbrauch etwa 15,1 %. Im Vergleich zu 2007 erhöhte sich dieser Wert um 5,18 Mrd. kWh. Vornehmlich ist diese Entwicklung auf eine verstärkte Stromeinspeisung durch die Nutzung von Biomasse mit einer Produktionssteigerung von 3,08 Mrd. kWh zurückzuführen. Zudem konnte im Bereich der Photovoltaik- und Windenergienutzung die Stromerzeugung weiter ausgebaut werden, wohingegen die Energie aus Wasserkraft leicht rückläufig war. [Bun-09c]

Die Abbildung 2.16 verdeutlicht diesbezüglich die Anteile der einzelnen regenerativen Energiequellen. Es wird deutlich, dass im Stromsektor die Windenergie mit 43,6 % knapp die Hälfte der Endenergie aus Erneuerbaren Energien bereitstellt. Auf die Biomasse bzw. das Biogas entfallen rund 29 % bzw. 8,9 %.

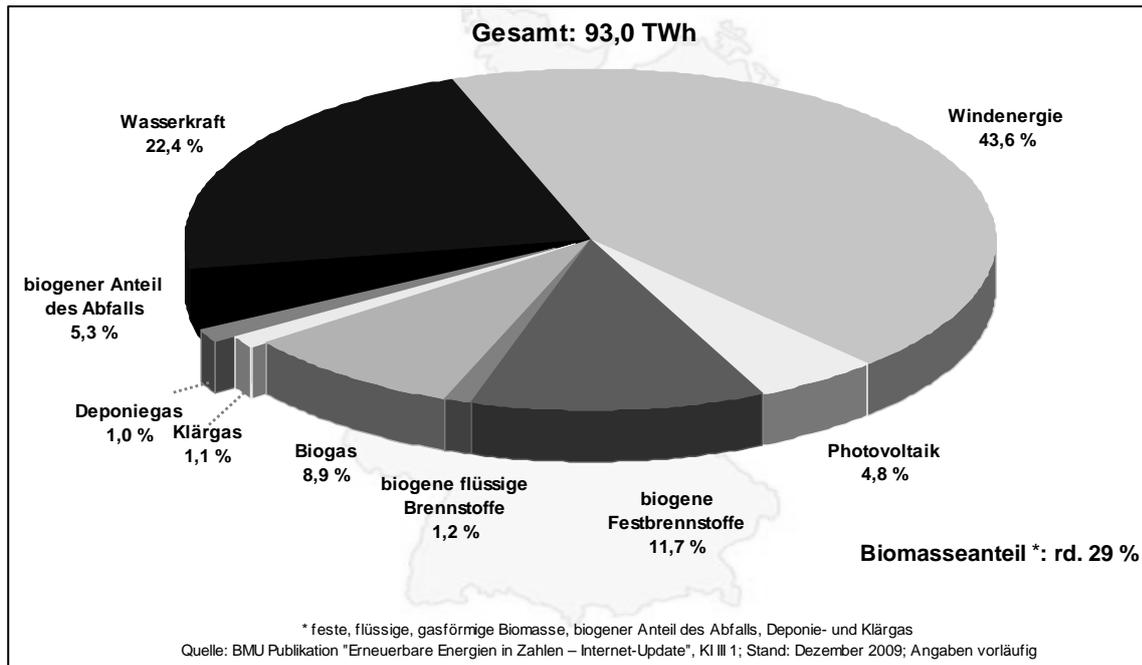


Abbildung 2.16: Struktur der Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2008 [Bun-09c]

Im deutschen Wärmemarkt beträgt die Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien 110,6 Mrd. kWh. Dies entspricht einem Anteil von 7,4 % am gesamten deutschen Endenergieverbrauch für Wärme. Das Energievolumen wird mit Ausnahme der Solar- und Geothermie fast vollständig durch biogene Energieträgern aufgebracht. Mit rund 101,9 Mrd. kWh gelieferter Wärmeenergie im Jahr 2008 betrug der Anteil dieser Brennstoffe, bezogen auf die gesamte regenerativ bereitgestellte Wärmemenge, etwa 92 %. Abbildung 2.17 veranschaulicht diese Aussagen. Die biogenen, gasförmigen Brennstoffe hatten demnach einen Anteil von 7,1 % an der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien. [Bun-09c]

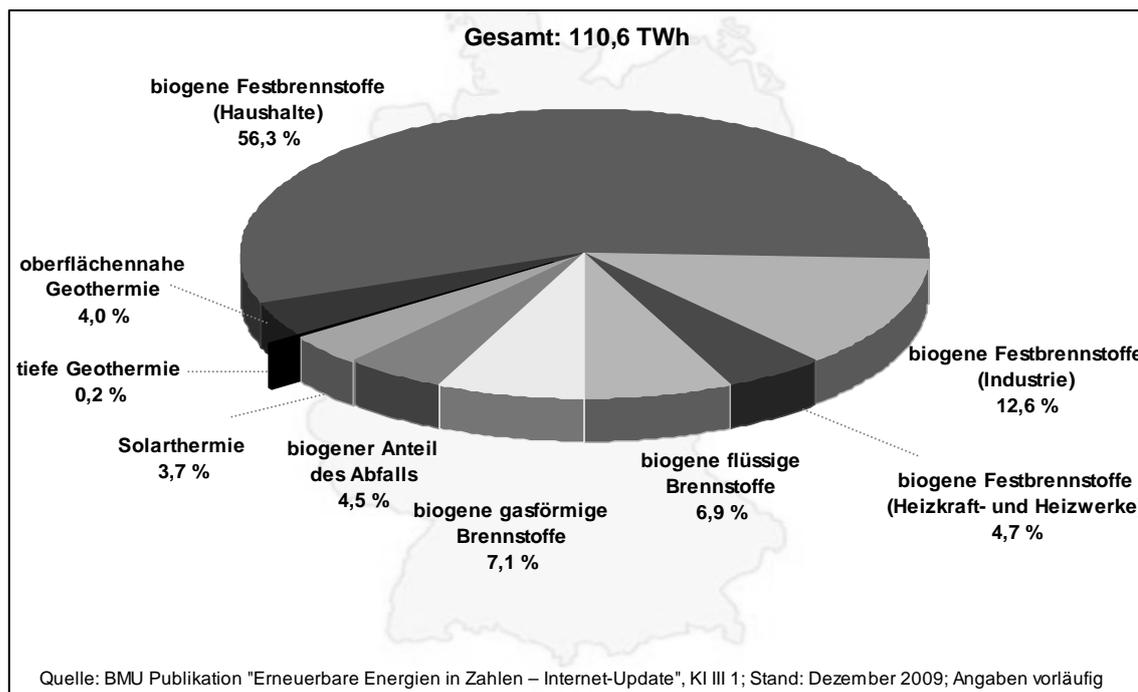


Abbildung 2.17: Struktur der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2008 [Bun-09c]

Auch aus ökologischer Sicht ist der Einsatz Erneuerbarer Energieträger zur Deckung der deutschen Energienachfrage als positiv zu bewerten. Im Jahr 2008 konnte durch die anteilige Substitution der fossilen und damit emissionsbehafteten Energieumwandlung in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe eine CO₂-Reduktion von insgesamt rund 109 Mio. t CO₂ realisiert werden. Etwa 53 Mio. t CO₂ davon entfielen auf das nach dem EEG vergütete Stromvolumen. Die Abbildung 2.18 gibt einen Überblick über die vermiedenen Emissionen je Energieträger und Sektor. [Bun-09c]

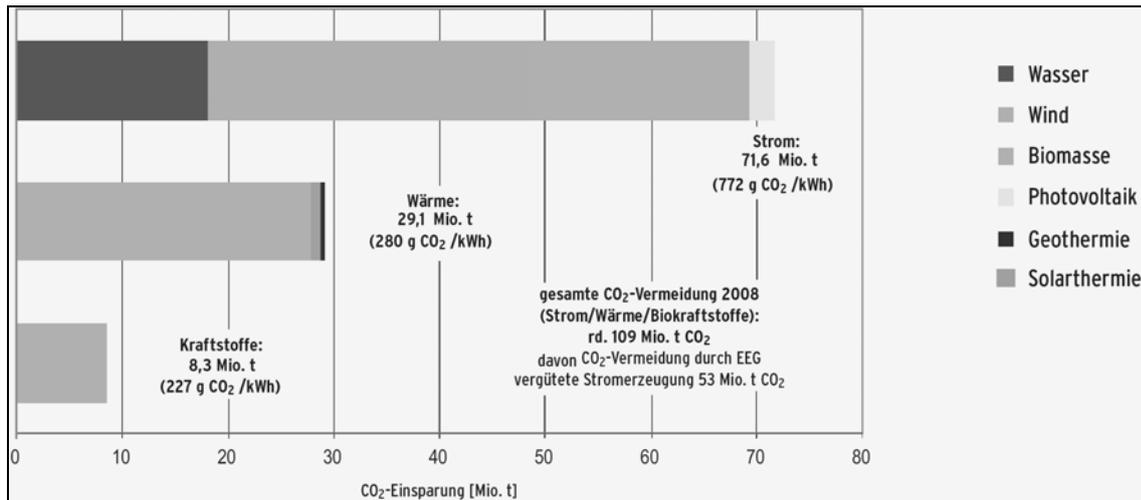


Abbildung: 2.18: Vermiedene CO₂-Emissionen durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2008 [Bun-09c]

2.5.1 Gesetzliche Grundlagen

Der politische Anstoß zur technischen und wirtschaftlichen Entwicklung der regenerativen Energien als wettbewerbsfähige Substitute zu fossilen Primärenergieträgern wurde bereits im Jahr 1992 durch die Klimarahmenkonvention, United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), gegeben. Vor dem Hintergrund eines gemeinsamen völkerrechtlich verbindlichen Vorgehens zur Abschwächung des anthropogenen Treibhauseffekts wurde den rund 190 teilnehmenden Mitgliedsstaaten unter anderem auferlegt, der Staatengemeinschaft die länderspezifische Entwicklung ihrer Treibhausgasemissionen jährlich zugänglich zu machen.

Des Weiteren konnten die Mitglieder im Rahmen der dritten Vertragsstaatenkonferenz (CoP-3) mit der Verabschiedung des Kyoto - Protokolls erstmals quantitativ überprüfbare Handlungsziele zur Emissionsreduktion festlegen. Inhaltlich verpflichteten sich die Vertragsparteien zu einer sukzessiven Verringerung der Treibhausgasemissionen. Nach Artikel 3 des Protokolls soll demnach der Ausstoß der relevanten Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Hydrogen-Fluor-Kohlenwasserstoffe (H-FKW), Flur-Kohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) im Verpflichtungszeitraum 2008 bis 2012 um insgesamt mindestens 5 v. H. unter das Emissionsniveau von 1990 gesenkt werden. [Kyo-02]

Zur Einhaltung des Kyoto - Protokolls wurden in Deutschland durch die Gesetzgebung wirtschaftliche Anreize geschaffen mit dem Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Strom- und Wärmebereitstellung deutlich zu steigern. So trat im Jahr 1991 zunächst das Stromeinspeisegesetz (StromEG) in Kraft. Mit diesem sollte unterbunden werden, dass kleineren Stromerzeugern auf Basis regenerativer Energien der Zugang zu den Verbundnetzen erschwert oder gar verweigert wird. Inhaltlich wurden die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, den erzeugten Strom aus den Erneuerbaren Energien Wasserkraft, Windkraft,

Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas und Biomasse vollständig in ihr Verbundnetz einzuspeisen. Zudem wurde den Erzeugungseinheiten eine gesetzlich festgelegte Mindestvergütung je kWh eingespeisten Strom garantiert, um die höheren Gestehungskosten verglichen mit den konventionellen Stromerzeugern abzudecken. Durch diese indirekte Subventionierung wurde die Wettbewerbsfähigkeit und damit die Attraktivität der Erneuerbaren Energien speziell für Investoren stark erhöht. Diese Fakturierungsgrundlage ermöglichte insbesondere den Windkraftanlagen eine kostendeckende Stromerzeugung und führte ab dem Zeitpunkt ihrer Rechtskräftigkeit zu einem starken Wachstum in diesem Sektor.

Am 01.04.2000 wurde das bestehende Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt. Dieses verfolgte zunächst das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln. Zum Erreichen dieser Zielvorgabe wurde, wie bereits bei seinem Vorgänger, das Instrument der Mindestpreisregelung zu Grunde gelegt. Ebenso wurde die Abnahmepflicht des regenerativ erzeugten Stroms durch das EVU beibehalten. [Bun-08c]

Das EEG wurde seit dem Inkrafttreten im Jahre 2000 zwei Mal novelliert und verfolgt aktuell das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung auf mindestens 30 % bis zum Jahr 2020 zu erhöhen und danach kontinuierlich weiter auszubauen. Daneben strebt die Bundesregierung die Produktion von zehn Mrd. m³ Rohbiogas im Jahr 2030 in Deutschland an. [Bun-09g] [Fac-08b]

Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Stromerzeugung auf Basis von Biogas sind im EEG für die verschiedenen Leistungsklassen exakte Vergütungen festgelegt. Neben der gesetzlich garantierten Grundvergütung werden zusätzliche Boni für anlagenspezifische und verfahrenstechnische Besonderheiten in Abhängigkeit der bereitstehenden Leistung gewährt. Beispielsweise bekommt der Anlagenbetreiber einen „NaWaRo - Bonus“ für die elektrische Stromproduktion dann, wenn ausschließlich nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) als Substrate zur Vergärung verwendet werden. Weiterhin werden durch einen Technologiebonus innovative Anlagentechniken besonders gefördert und gleichzeitig Anreize für die Entwicklung neuer technischer Innovationen gegeben. Grundsätzlich ist die Höhe der Mindestvergütung und der einzelnen Boni von der Anlagenleistung abhängig. Für Erzeugereinheiten mit einer installierten Leistung zwischen 5 und 20 MW_{el} gilt die preispolitische Subventionierung jedoch nur dann, wenn der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gewonnen wird. Dieses ist gegeben, falls [Bun-08c]:

- es sich um Strom im Sinne von §3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes handelt
und
- eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste Nummer III (EEG) vorliegt oder
- die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem Umfang mit dem der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt und die Mehrkosten, die

durch die Wärmebereitstellung entstehen, nachweisbar sind und mindestens 100 € je kWh Wärmeleistung betragen.

Die einzelnen Vergütungssätze je Leistungsklasse für die Stromerzeugung aus Biomasse können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 2.2: EEG - Vergütung von Strom aus Biomasse ab dem 1.1.2009 [Bun-08c]

Vergütung von Strom aus Biomasse ab dem 01.01.2009				
Angaben in Cent/kWh	bis 150 kW _{el}	bis 500 kW _{el}	bis 5 MW _{el}	5 - 20 MW _{el} *
Grundvergütung	11,67	9,81	8,25	7,79
Bonus für Einhaltung der TA-Luft (Formaldehydgrenzwert)	1,00	1,00	1,00	1,00
NaWaRo - Bonus (auch für Altanlagen)	7,00	7,00	4,00	0,00
Bonus für überwiegenden Einsatz von Landschaftspflegematerial	2,00	2,00	0,00	0,00
Güllebonus (Mindestanteil Wirtschaftsdünger 30 Masse-%)	4,00	1,00	0,00	0,00
KWK-Bonus (bei Einhaltung der Effizienzkriterien)	3,00	3,00	3,00	3,00
Technologiebonus (für innovative Anlagentechnik)	2,00	2,00	2,00	2,00
Technologiebonus (für Biogasaufbereitung)	bis 350 Nm ³ aufbereitetes Biogas/h		2,00	bis maximal 700 Nm ³ aufbereitetes Biogas/h
				1,00

*gilt nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen wird

Darüber hinaus ist im novellierten EEG 2009 eine jährliche prozentuale Degression der Grundvergütung und der Boni für die stromerzeugenden Anlagen aus Erneuerbaren Energieträgern vorgesehen. Mit dieser Regelung soll ein Anreiz für technische und wirtschaftliche Innovationen geschaffen werden. Speziell im Sektor der Biogastechnologie wird die Degressionsstrategie der rasanten Entwicklung und deutlichen Effizienzsteigerungen in den letzten Jahren gerecht. [Bun-08c]

2.5.2 Entwicklung des Bestandes an Biogasanlagen

Im Zuge der ersten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2004 fand im Sektor der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung eine enorme Entwicklung statt. Die wirtschaftliche Attraktivität durch feste Einspeisevergütungen führte zu deutlichen ansteigenden Zahlen im Anlagenbau. Bis zum Ende des Jahres 2009 betrug der Bestand demnach 4.500 Biogasanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 1.650 MW_{el}. Im Vergleich hierzu belief sich die Anzahl der Anlagen im Jahr 2004 lediglich auf 2.010 mit einer installierten Gesamtleistung von 247 MW_{el}.

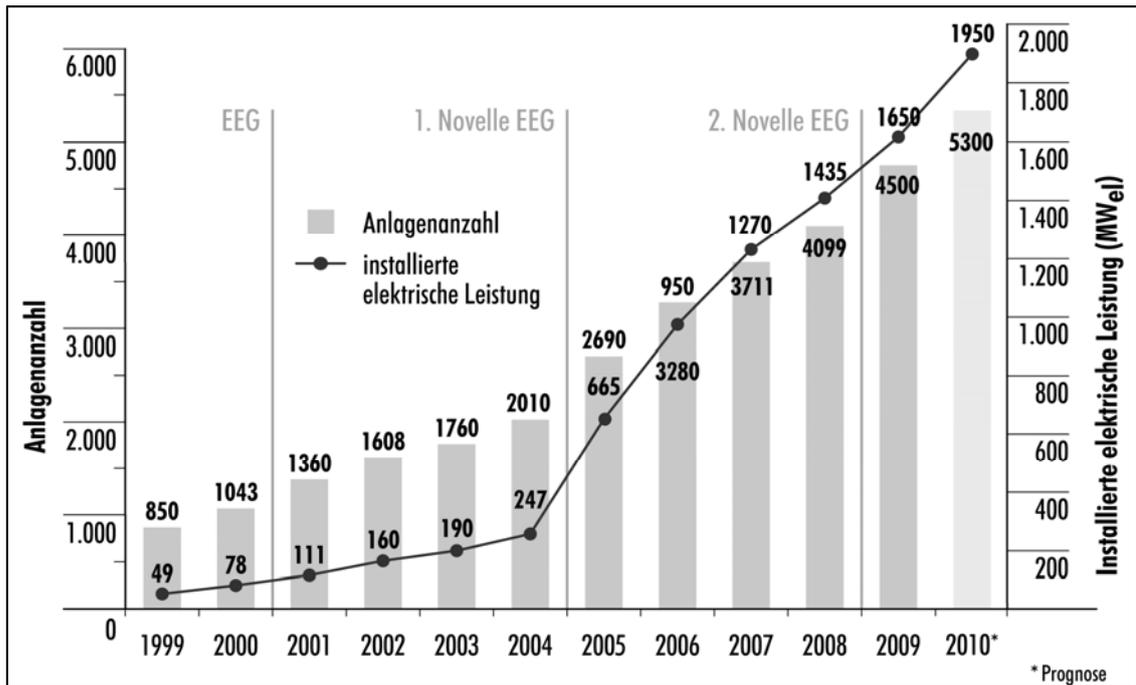


Abbildung 2.19: Entwicklung des Bestands an Biogasanlagen im Zeitraum 1999-2009 [Fac-10]

Prognosen zufolge hält diese dynamische Entwicklung zukünftig weiter an. Der Anlagenbestand wird demnach im Jahr 2010 auf etwa 5.300 Stück geschätzt mit einer installierten Gesamtleistung von 1.950 MW_{el}. [Fac-10]

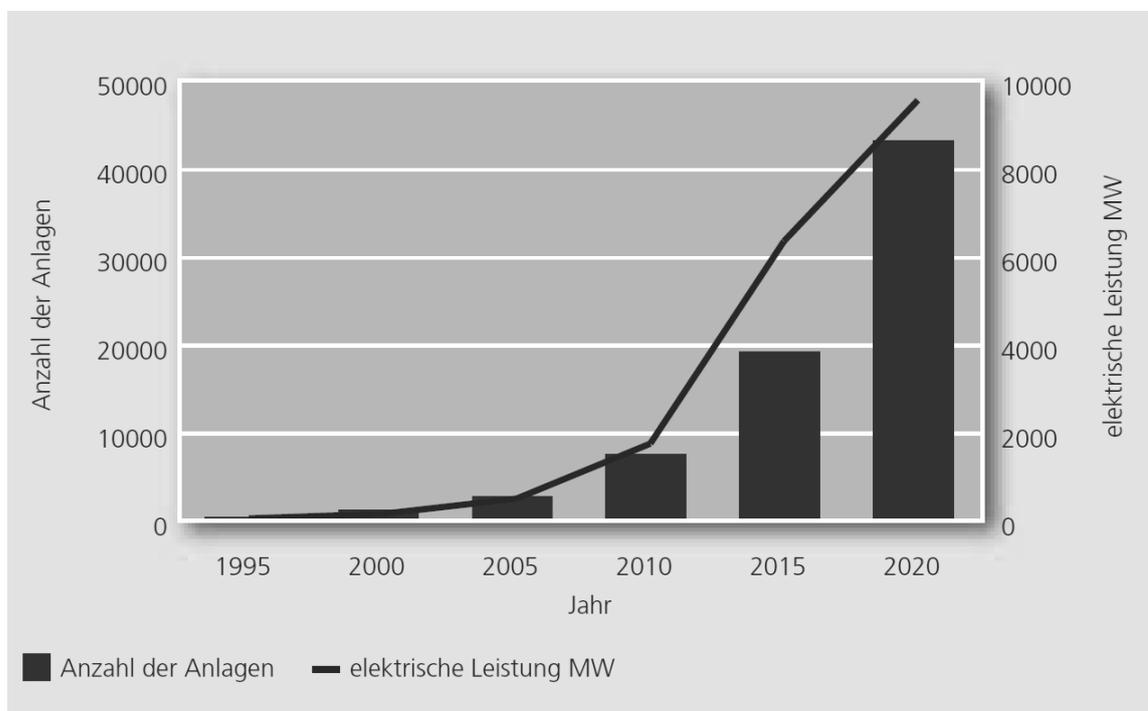


Abbildung 2.20: Entwicklung von Biogas-Anlagenzahl und Leistung [Fac-09]

Auch für die Zukunft wird den Biogasanlagen ein starkes Wachstum prognostiziert. So beziffert [Bun-09f], dass bis zum Jahr 2020 eine installierte Biogasanlagenleistung von 9.338 MW sowie eine Stromproduktion von 31,2 TWh/a erreicht werden (vgl. Abbildung 2.20).

In Deutschland gibt es momentan noch verschiedene, ungenutzte Potenziale für die Biogasgewinnung. Neben den Bereichen der Industrie, des Gewerbes sowie den Kommunen weisen die landwirtschaftlichen Gebiete mit über 77 % den größten Anteil am gesamten deutschen Biogaspotenzial auf. Auch sind in diesem Bereich zukünftig die größten Zuwachsraten zu erwarten. Aufgeteilt nach den einzelnen Bundesländern ergibt sich die in Abbildung 2.21 dargestellte Verteilung. Dabei nimmt das flächenmäßig größte Bundesland Bayern mit 54,5 PJ pro Jahr (etwa 15,15 TWh pro Jahr) den Spitzenplatz ein. Daneben weisen vor allem die küstennahen Bundesländer noch erhebliche Potenziale auf. Diese können wiederum hinsichtlich eines intelligenten, bedarfsabhängigen Einsatzes von Biogasanlagen in Kombination mit Offshore-Windenergieanlagen zukünftig von hohem Interesse sein. [Kli-07]

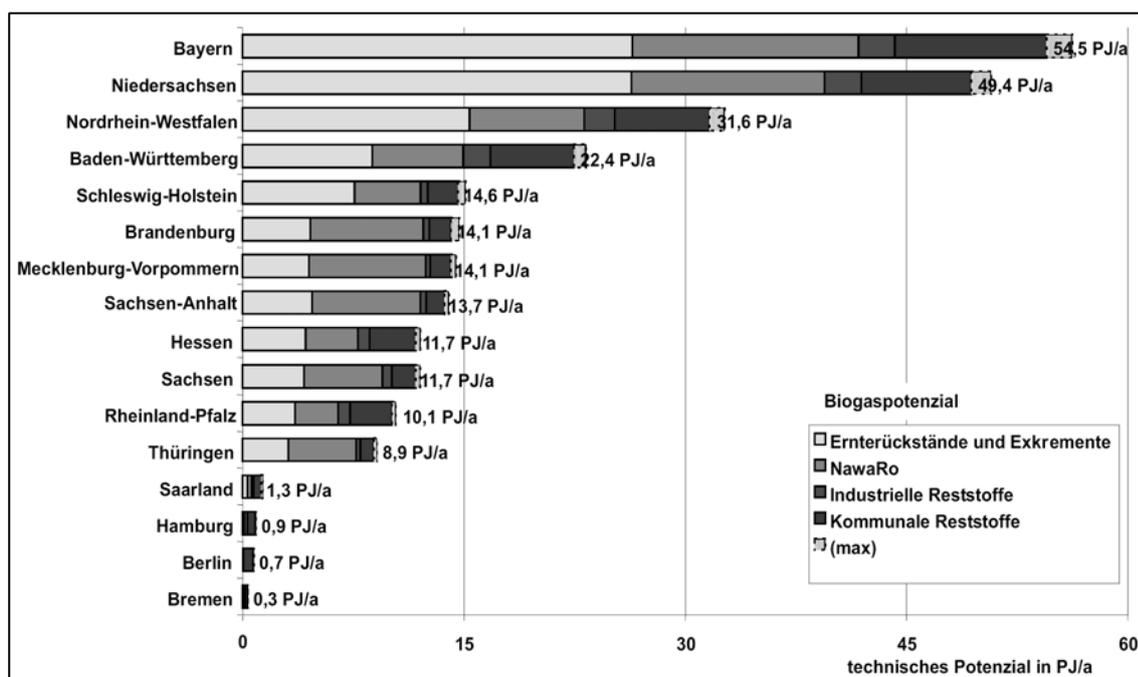


Abbildung 2.21: Landwirtschaftliches Biogaspotenzial in den einzelnen Bundesländern [Kli-07]

3 Biogasanlagen

Um die Möglichkeit der Regelenergiebereitstellung mit Hilfe von Biogas untersuchen und bewerten zu können, gilt es zunächst den Prozess der Biogasgewinnung sowie die grundlegende Anlagentechnik und -funktion zu verstehen und zudem die Vor- und Nachteile verschiedener Anlagenkombinationen zu erläutern.

3.1 Biochemische Grundlagen des Biogas-Prozesses

Unter dem Begriff Biogas versteht man ein Gasgemisch, das sich zu etwa zwei Dritteln aus Methan, einem Drittel Kohlendioxid sowie kleineren Anteilen von Spurengasen wie Wasserstoff, Schwefelwasserstoff und Ammoniak zusammensetzt. In der Natur ist der Prozess der Biogasentstehung weit verbreitet. Es handelt sich dabei um einen anaeroben, d. h. unter Ausschluss von Sauerstoff ablaufenden, biochemischen Vorgang. Natürliche Vorbilder sind Moore, Seen oder auch der Pansen von Wiederkäuern. [Fac-06b]

Als Ausgangsmaterial der Biogasgewinnung dienen verschiedene Substrate aus organischen sowie biologisch abbaubaren Stoffen, welche zu Biogas und in geringen Mengen zu neuer Biomasse sowie Wärme umgewandelt werden. Dieser komplexe Prozess lässt sich grundsätzlich in vier Stufen kategorisieren, in denen unterschiedliche Bakterienkulturen aktiv sind (vgl. Abbildung 3.1).



Abbildung 3.1: Ablauf des Biogasprozesses in Anlehnung an [Fac-06b]

In einem ersten Prozessschritt werden die langkettigen organischen Substanzen - Polymere - wie Fette, Eiweiße und Kohlenhydrate aufgespalten und in niedermolekulare (kurzkettige) Verbindungen - Mono- und Dimere - wie Einfachzucker, Amino- und Fettsäuren zerlegt. Dieser Vorgang geschieht durch Enzyme, welche von den hydrologischen Bakterien freigesetzt werden. Während des ersten Prozessschrittes gehen die ungelösten (festen) Stoffe in eine Lösung über. Deshalb nennt man diese Prozessstufe Hydrolyse (Verflüssigung). [Fac-06b]

Im zweiten Schritt, der Acidogenese (Versäuerungsphase), bauen säurebildende Bakterien die Produkte der Vorstufe weiter zu niederen Fettsäuren, Kohlendioxid, Wasserstoff und Alkohole ab. Niedere Fettsäuren werden auch als flüchtige Fettsäuren bezeichnet. Zu diesen zählen hauptsächlich Essig-, Propion- und Buttersäure. Unter ungünstigen Bedingungen kann es auch zur Bildung von Valerian-, Capron- und Oenanthsäure kommen, was auf eine zunehmende Versäuerung schließen lässt und sich hemmend auf den Gesamtprozess auswirkt. [Fac-06b]

Während der vorletzten Stufe, der Acetogenese (Essigsäurebildung), werden die Vorläufersubstanzen der Acidogenese weiter zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid abgebaut. In dieser Phase steigt der Wasserstoffgehalt stark an, was sich wiederum schädlich auf die zur Essigsäurebildung notwendigen Bakterien auswirkt. Diese sind deshalb auf die methanogenen Bakterien der letzten Phase angewiesen, welche den Wasserstoffgehalt auf einem für die acetogenen Bakterien erträglichem Niveau halten, indem sie den Wasserstoff zur

Bildung von Methan nutzen. Aus diesen reaktionskinetischen Gründen müssen die acetogenen Bakterien eng mit den methanogenen Bakterien der vierten Stufe vergesellschaftet sein.

In der vierten und letzten Phase, der Methanogenese, erfolgt die Bildung von Methan aus den Produkten der Acetogenese. Die in den vorherigen Phasen gebildeten Produkte Essigsäure, Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid werden durch methanogene Bakterien zu Methan umgesetzt. Dabei werden circa 70 % des Endproduktes durch die Spaltung von Essigsäure in Kohlenstoffdioxid und Methan gebildet. Die verbleibenden 30 % entstehen durch die Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Während die Methanbildung aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid von allen Methanbakterien beherrscht wird, ist für die energetisch ungünstigere Essigsäurespaltung nur ein Teil der methanogenen Bakterien verantwortlich. Das Endprodukt besteht insbesondere aus den beiden Hauptbestandteilen Methan und Kohlendioxid. Ein Gasgemisch aus diesen beiden Hauptbestandteilen kennzeichnet das so genannte Biogas. [Bay-08] [Fac-06b]

Im Folgenden werden die Prozessfaktoren des anaeroben Abbauprozesses von Biomasse zu Biogas vorgestellt sowie dessen Einfluss auf die Biogasherstellung aufgezeigt.

3.1.1 Fermentationsprozess

Der Begriff der Fermentation bezeichnet allgemein die Umsetzung von biologischen Materialien mit Hilfe von Bakterienkulturen. Ziel der Vergärung von Biomasse in Biogasanlagen ist die Produktion eines qualitativ hochwertigen Biogases kombiniert mit einer hohen Prozesssicherheit. Die Qualität des Biogases hängt überwiegend vom Methangehalt und der Gasreinheit ab. Ein möglichst hoher Methangehalt bei gleichzeitig niedriger Kohlendioxidkonzentration ist für eine hochwertige Biogasherstellung erstrebenswert. Besitzt Biogas einen Methangehalt von mindestens 70 %, wird es als hochwertig bezeichnet. Unter dem Begriff der Prozesssicherheit wird laut [Bay-08] die "...gleichmäßige Gasproduktion und Gaszusammensetzung bei kontinuierlicher Leistungsabgabe..." verstanden. [Fac-06b]

Will man die oben genannten Ziele hinsichtlich des anaeroben Abbauprozesses erreichen, kommt den Einflussfaktoren, welche im Fachjargon auch als Milieubedingungen und Betriebsparameter bezeichnet werden, eine besondere Bedeutung zu.

3.1.2 Milieubedingungen

An dem komplexen biochemischen Prozess der Fermentation ist eine Vielzahl unterschiedlicher Bakterienkulturen beteiligt. Zum Erreichen einer optimalen Biogausausbeute kommt den vorherrschenden Milieubedingungen daher eine besondere Bedeutung zu. Schon kleinste Abweichungen vom Optimum schmälern die Methanausbeute oder können sogar einen Abbruch der Methangärung zur Folge haben. Insbesondere die methanogenen Bakterien reagieren sehr empfindlich auf Störungen ihrer Lebensraumbedingungen. Da sich diese zudem noch

verhältnismäßig langsam vermehren, werden die Milieubedingungen in der Regel an die methanogenen Bakterien angepasst.

3.1.2.1 pH-Wert

Das optimale Wachstum sowie die Vermehrung der verschiedenen Bakterienklassen bedarf divergierender pH-Werte⁵. Nach [Bay-08] lassen sich die Bakterienklassen bezüglich ihres pH-Wert-Optimums folgendermaßen kategorisieren:

Für hydrolysierende und säurebildende Bakterien liegt das Optimum in einem pH-Bereich zwischen 4,5 bis 6,3. Steigt der pH-Wert in diesen Phasen über dieses Optimum hinaus, werden zwar Bakterien in ihrer Aktivität gehemmt, sind aber nicht überlebensgefährdet. Das Absinken des pH-Wertes auf einen Wert unter 4,5 hat wiederum das Absterben dieser Bakterien zur Folge, da sie sich durch ihre eigenen Ausscheidungsprodukte schädigen.

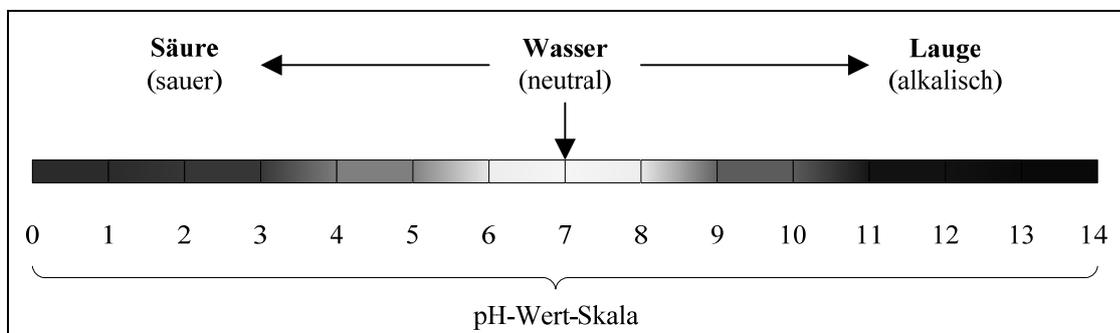


Abbildung 3.2: pH-Wert-Skala [Sei-07]

Für die essigsäure- und methanbildenden Bakterien wird ein pH-Wert von 6,8 bis 7,5 (neutraler Bereich, siehe Abbildung 3.2) angestrebt, welcher sich im Normalfall mit Hilfe alkalischer und saurer Stoffwechselprodukte automatisch einstellt. Da diese Bakterienkulturen empfindlich auf Schwankungen des pH-Wertes reagieren, muss dieser Wertebereich eingehalten werden. Bei einstufigen Verfahren muss der pH-Wert also im neutralen Bereich liegen, um ein Absterben der Methanbakterien zu verhindern. [Fac-06b]

Geringfügig abweichende Änderungen des pH-Wertes puffert das durch die methanogenen Bakterien freigesetzte Kohlendioxid. Sollte diese natürliche Pufferkapazität erschöpft sein, hat ein Absinken des pH-Wertes der Biomasse eine hemmende Wirkung auf die Stoffwechselaktivität der Methanbakterien. In der Folge wird weniger Essigsäure zu Methan umgesetzt. Dadurch steigt der Anteil der Säuren aus der Acidogenese, was wiederum die Aktivität der methanogenen Bakterien weiter hemmt und somit ein weiteres Absinken des pH-Wertes verursacht. Um eine Versäuerung oder im schlimmsten Fall einen kompletten Zusammenbruch des gesamten Abbauprozesses zu vermeiden, muss diese Kettenreaktion durch die Drosselung der Substratzufuhr oder durch Hinzugabe basischer Stoffe (beispielsweise Kalk) gestoppt werden. Nimmt die Versäuerung trotzdem weiter zu, muss der Biogasreaktor komplett

⁵ Maß für die Wasserstoffionen- und Säurekonzentration in wässrigen Lösungen [Geb-07]

entleert und neu angefahren werden. Für die Biogasproduktion in einer Biogasanlage hätte dieses folgenschwere (finanzielle) Konsequenzen, da über einem längeren Zeitraum kein Biogas produziert werden könnte. [Kal-01] [Bay-08]

3.1.2.2 Sauerstoff

In heutigen Biogasanlagen stellt die anaerobe (sauerstofffreie) Fermentation das Standardverfahren dar. Im Gegensatz zur aeroben Fermentation, also der Umsetzung unter Sauerstoffzufuhr, ist der Gasertrag unter anaeroben Prozessbedingungen deutlich höher und somit wesentlich interessanter für die Biogasproduktion. Aus diesem Grund findet im Folgenden die aerobe Fermentation keine weitere Beachtung und das Augenmerk liegt ausschließlich auf der anaeroben Fermentation.

Methanbakterien stammen aus einer erdgeschichtlichen Zeit vor der Bildung der Atmosphäre. Daher gehören sie zu den Arten von Lebewesen, die ausschließlich in einer sauerstoffarmen Umgebung überlebensfähig sind. In der Praxis ist in einem Fermenter ein gewisser Sauerstoffeintrag oft unvermeidlich. Dennoch können die Methanbakterien überleben. Ermöglicht wird dieses durch die Bildung einer Mischpopulation von strikt anaeroben und fakultativ anaeroben Bakterienkulturen. Während für die strikt anaeroben, methanbildenden Bakterien Sauerstoff toxisch oder zumindest wachstumshemmend wirkt, können fakultativ anaerobe Bakterien sowohl mit als auch ohne Sauerstoff wachsen. Steigt die Sauerstoffkonzentration der Biomasse an, nehmen fakultativ anaerobe Bakterien der vorangegangenen Abbaustufen den Sauerstoff bis zu einem gewissen Grad auf, bevor dieser die Methanbakterien schädigen kann. Des Weiteren verwenden fakultativ anaerobe Bakterien den Sauerstoff in der Atmungskette, wobei als neutrales Produkt Wasser entsteht. Auf diese Weise wird das für die Methanbildung notwendige Milieu geschaffen. Um jedoch das Risiko des Absterbens von Methanbakterien zu minimieren, sollte eine sauerstoffexponierte Umgebung möglichst vermieden werden. [Fac-06b] [Bis-05] [Bra-82]

Da sich in der Praxis ein strikt anaerobes Milieu nicht verwirklichen lässt, sollte die Sauerstoffkonzentration im Fermenter zumindest auf ein Minimum reduziert werden.

3.1.2.3 Temperatur

Biochemische Reaktionen sind, wie alle chemischen Reaktionen, stark temperaturabhängig. Auch die Aktivität der Bakterien und damit die Dauer des Umwandlungsprozesses von Biomasse zu Biogas stehen unter großem Einfluss der Prozesstemperatur. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass mit steigender Temperatur die chemischen Prozesse schneller ablaufen. Wie die Funktionen der Abbildung 3.3 veranschaulichen, folgert ein höheres Temperaturniveau eine effizientere Biogausausbeute sowie einen größeren Biogasertrag (aufgetragen über der Verweilzeit).

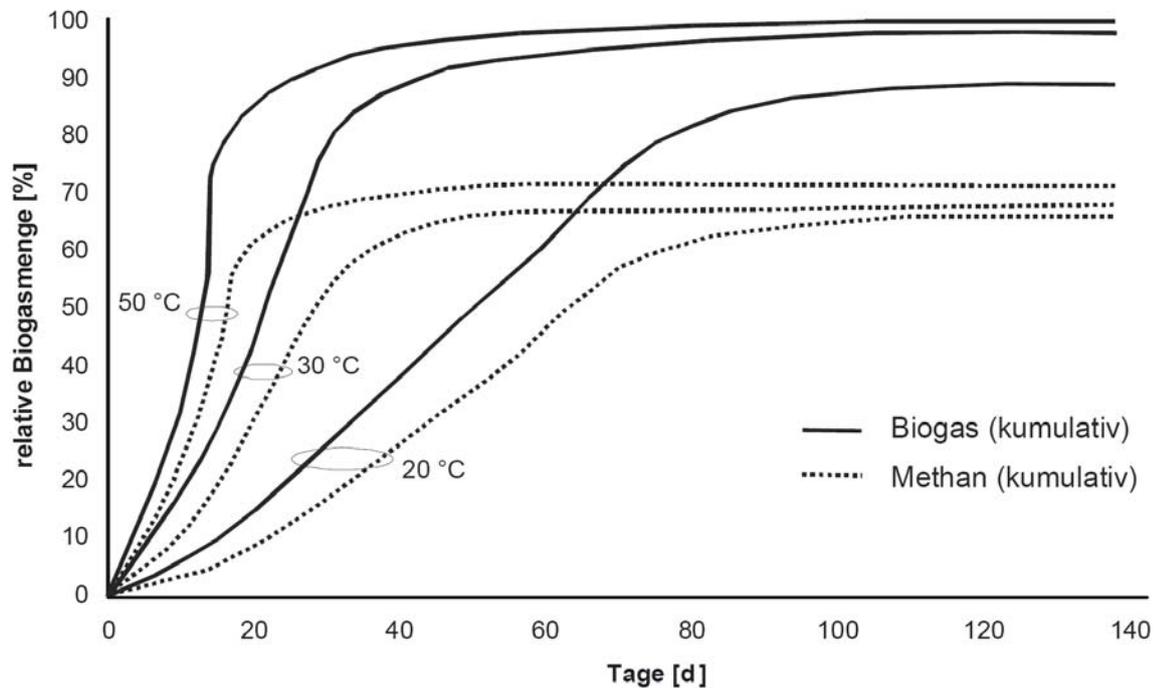


Abbildung 3.3: Relative Biogas- und Methanmengen in Abhängigkeit von Verweilzeit und Temperatur [Bay-04]

Im Rahmen des Fermentationsprozesses verursacht jedoch ein höheres Temperaturniveau einen insbesondere auf kurzfristige Temperaturschwankungen wesentlich störungsempfindlicheren Prozessbetrieb. Zudem weisen die am Prozess beteiligten Bakterienkulturen unterschiedliche Temperaturoptima auf. Daher kann eine zu hohe Temperatur bereits das Wachstum einiger Bakterienkulturen hemmen. Der Biogasprozess bzw. die Temperaturoptima der an der anaeroben Vergärung beteiligten Bakterienstämme lässt sich in folgende drei Temperaturbereiche gliedern: [Ohl-06] [Bay-04]

- psychrophile Bakterien (Temperaturoptimum zwischen 15 bis 20 °C)
- mesophile Bakterien (Temperaturoptimum zwischen 32 bis 42 °C)
- thermophile Bakterien (Temperaturoptimum zwischen 50 bis 58 °C)

Die für die Säurebildung verantwortlichen Bakterienkulturen gehören zu der Gruppe der psychrophilen Bakterien und haben ihr größtes Wachstum in diesem Bereich. Der Vorteil solcher niedrigen Temperaturen besteht darin, dass im Vergleich zu den beiden anderen Gruppen keine Energie für das Beheizen des Fermenters benötigt wird. Konträr resultiert dieses jedoch in langen Verweilzeiten der Biomasse bei niedrigem Niveau von Abbauleistung und Gasproduktion. Aus diesem Grund findet man den psychrophilen Betrieb in einer Biogasanlage kaum vor.

Aufgrund der hohen Prozessstabilität (vgl. Abbildung 3.4) und guten Gasausbeute werden heutzutage die meisten Anlagen im mesophilen Temperaturbereich betrieben. Mit einem

Temperaturoptimum zwischen ca. 32 und 42 °C stellt die Gruppe der mesophilen Bakterien den größten Teil der bekannten Methanbakterien dar. Neben der bereits erwähnten hohen Artenvielfalt der Methanbakterien trägt zur Wahl dieses Temperaturbereiches die Tatsache bei, dass die Hemmwirkung von Ammoniumstickstoff aufgrund des kleineren Anteils von freiem, hemmend wirkendem Ammoniak geringer ist. Nachteilig bleibt festzuhalten, dass zusätzliche Energie zur Bereitstellung der Prozesswärme aufgebracht werden muss.

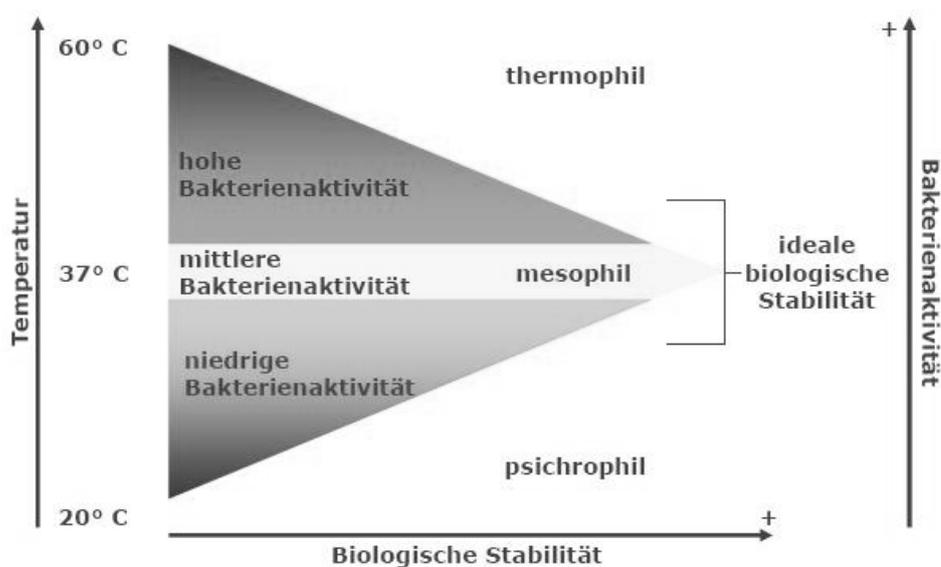


Abbildung 3.4: Zusammenhang von Temperatur, biologischer Stabilität und Aktivität zur Biogasproduktion [Erc-07]

Der thermophile Temperaturbereich kommt dann zum Einsatz, wenn höhere hygienische Anforderungen verlangt werden oder das Substrat bereits auf einem hohen Temperaturniveau vorliegt. Unter „höheren hygienischen Anforderungen“ versteht man das Abtöten von gesundheitsschädlichen Keimen, die sich im Substrat befinden. Die hohen Temperaturen von etwa 50 bis 58 °C ermöglichen eine noch höhere Gasausbeute als im mesophilen Bereich. Allerdings reagiert der gesamte Prozess in diesem Temperaturbereich empfindlicher auf Störungen, wie beispielsweise Unregelmäßigkeiten bei der Substratzufuhr. Wie schon im mesophilen Bereich reicht auch die von den thermophilen Bakterienkulturen während des Gärungsprozesses selbst erzeugte Wärme nicht aus, um den Fermentationsprozess am Leben zu erhalten. Auch hier bedarf es zusätzlicher Energie für die Aufbringung der Prozesswärme. [Kal-01]

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass ein Kompromiss zwischen Temperatur, Stabilität und Aktivität gefunden werden muss, um den anaeroben Abbauprozess möglichst effizient und zugleich stabil ablaufen zu lassen. Diesbezüglich haben Temperaturschwankungen von etwa 2 bis 4 °C im mesophilen und von etwa 1 °C im thermophilen Betrieb keinen nennenswerten negativen Einfluss auf die Bakterien. [Fac-06b]

3.1.2.4 Nährstoffversorgung

Die Versorgung der Bakterien mit geeigneten Nährstoffen und Spurenelementen und damit die entsprechende Zusammensetzung des Ausgangssubstrates bildet die essenzielle Basis für Überleben und Wachstum der Bakterien. Zudem hat eine optimale Versorgung einen großen Einfluss auf die spätere Zusammensetzung des Biogases und somit auf den aus energetischer Sicht wünschenswerten hohen Methananteil.

Eine optimale Nährstoffversorgung wird in der Literatur, neben den benötigten Spurenelementen wie Eisen, Nickel, Kobalt, Selen, Molybdän und Wolfram, mit einem C : N : P : S-Verhältnis (Kohlenstoff : Stickstoff : Phosphor : Schwefel) von 600 : 15 : 5 : 1 angegeben. Daneben ist für einen stabilen Prozessablauf ein ausgewogenes C / N-Verhältnis essenziell. Ein optimales C / N-Verhältnis liegt im Bereich von 10 bis 30. Sollte das Verhältnis zu Gunsten des Kohlenstoffs verschoben sein, kann der im Substrat befindliche Kohlenstoff nicht vollständig in Methan umgesetzt werden. Es werden vorhandene Potenziale nicht optimal genutzt, was sich wiederum negativ auf die Gasausbeute auswirkt. Ist das C / N-Verhältnis hingegen zu klein, wird durch den Stickstoff-Überschuss vermehrt Ammoniak gebildet. Ammoniak zählt zu den Hemmstoffen und behindert schon in kleinen Konzentrationen das Bakterienwachstum. [Fac-07]

In der Praxis finden zumeist komplexe Substrate wie Klärschlamm oder Gülle Anwendung. In diesen Fällen kann sich die Substratoptimierung auf die Überprüfung der Hauptnährstoffe Kohlenstoff und Stickstoff beschränken, da davon ausgegangen werden kann, dass die benötigten Spurenelemente in ausreichender Menge vorhanden sind. [Fac-06b]

3.1.2.5 Hemmstoffe

Hemmstoffe sind Substanzen, welche schon in kleinsten Mengen toxisch auf die Bakterien wirken und so die Methan- bzw. Biogasproduktion negativ beeinflussen. Dabei unterscheidet man zwischen Hemmstoffen die durch die Substratzugabe in den Fermenter gelangen (z. B. Antibiotika, Desinfektionsmittel, Herbizide, Salze oder Schwermetalle) und solchen, die als Zwischenprodukt aus einem der Prozessstufen hervorgehen (z. B. Ammoniak). Grundsätzlich bleibt festzuhalten, dass jeder Inhaltsstoff des Substrats, der in einer zu hohen Konzentration vorliegt, eine hemmende Wirkung auf den Prozessablauf haben kann. Genaue Grenzwerte für toxische Stoffkonzentrationen sind schwer festzulegen, da diese von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst werden. Bakterien sind in der Lage sich bis zu einem gewissen Grad an Hemmstoffe anzupassen. Auch kommt es unter vermeintlichen Hemmstoffen zu Wechselwirkungen. So wirken beispielsweise Schwermetalle in gelöster Form schädigend auf den Biogasprozess. Für den im Gärprozess gebildeten Schwefelwasserstoff gilt dasselbe. Letzterer ist jedoch auch ein wichtiger Mineralstoff für die methanbildenden Bakterien und ist zudem in der Lage Schwermetalle zu binden und auszufällen. [Kal-01] [Kai-07]

3.1.3 Betriebsparameter

Zur Realisierung einer effizienten Biogasgewinnung spielen neben geeigneten Milieubedingungen auch die verfahrenstechnischen Betriebsparameter eine entscheidende Rolle. Im Gegensatz zu den optimalen Milieubedingungen, die eine maximale Gasausbeute anstreben, zielen die verfahrenstechnischen Betriebsparameter vielmehr auf die unter ökonomischen Gesichtspunkten rationalste Lösung ab. Die im Folgenden aufgeführten Betriebsparameter liefern einen Einblick in die technische Umsetzung der Biogasbereitstellung.

3.1.3.1 Verweilzeit

Als „Hydraulische Verweilzeit“ (HRT) wird die Zeit verstanden, die das eingebrachte Substrat durchschnittlich (theoretisch) im Fermenter verweilt. Die Festlegung der Verweilzeit richtet sich nach den verwendeten Substraten, da diese unterschiedlich schnell abgebaut werden können. Zur genaueren Differenzierung unterscheidet man zwischen der hydraulischen Verweilzeit (HRT) und der Aufenthaltszeit der nicht gelösten, partikulären Stoffe (SRT).

Bei volldurchmischten Fermentern errechnet man für die hydraulische Verweilzeit einen Durchschnittswert. Dieser wird bestimmt, indem man das Fermenter- oder Reaktorvolumen (V_R) in m^3 mit dem Volumen der täglich zugeführten Substratmenge (oder auch Substratvolumenstrom) (V_S) in m^3 / Tag ins Verhältnis setzt (Gl. 3.1).

$$HRT = \frac{V_R}{V_S} \quad (3.1)$$

Bei der Dimensionierung der Verweilzeit ist darauf zu achten, dass nicht mehr Bakterien aus dem Fermenter ausgewaschen werden, als in ihm nachwachsen können. Aus diesem Grund definiert sich die Mindestverweilzeit als die Zeit, die die Bakterienmasse benötigt, um sich zu verdoppeln. Da insbesondere die essigsäurebildenden Bakterien zur Verdopplung ihrer Population die längste Zeitspanne (bis zu 10 Tage) benötigen, bilden diese oftmals die untere Grenze der Verweilzeit.

Je nach Reaktortyp kann sich die Verweilzeit nicht gelöster, partikulärer Stoffe (SRT) deutlich von der hydraulischen Aufenthaltszeit unterscheiden. Zur Erklärung der Verweilzeit nicht gelöster, partikulärer Stoffe sei an dieser Stelle ein liegender Pfropfenstromreaktor mit eingebauten, abwechselnd nach unten und oben offenen Trennwänden angenommen. In diesem Reaktor können Feststoffe als Sedimente oder als Schwimmdecke zurückgehalten werden. Das verflüssigte Substrat bleibt hingegen unberührt und kann ungehindert passieren. Die auf diese Weise zurückgehaltenen Feststoffe verweilen demnach so lange im Reaktor, bis sie hydrolysiert wurden. Dadurch wird die Aufenthaltszeit teils stark erhöht.

Trotz der unterschiedlichen Charakteristika der beschriebenen Verweilzeiten ist ihnen gemein, dass sie maßgeblich von der vorherrschenden Fermentertemperatur beeinflusst werden. Um denselben Abbaugrad wie bei thermophilen Temperaturen zu erreichen, wird im mesophilen

Temperaturbereich aufgrund der niedrigeren Bakterienwachstumsrate eine längere Aufenthaltszeit notwendig. [Fac-06b] [Ede-07] [Kal-01]

3.1.3.2 Faulraumbelastung

Die Faulraumbelastung (B_R) bezeichnet die Menge an Trockensubstanz, die täglich dem Fermenter zugeführt werden kann. Sie wird in kg organischer Trockensubstanz pro m^3 Fermentervolumen und Tag angegeben und berechnet sich wie folgt:

$$B_R = \frac{\dot{m} \times c}{V_R} \quad (3.2)$$

mit:

\dot{m} = zugeführte Substratmenge je Zeiteinheit [kg/d];

c = Konzentration der organischen Substanz [%];

V_R = Reaktorvolumen [m^3]

Die jeweilige Faulraumbelastung hängt entscheidend von der vorherrschenden Fermentertemperatur sowie von der Verweilzeit des Substrats im Fermenter ab. Höhere Temperaturen und kurze Aufenthaltszeiten ermöglichen höhere Faulraumbelastungen und so einen erhöhten Eintrag von organischer Substanz. Hohe Faulraumbelastungen erhöhen jedoch das Risiko einer Prozessüberlastung, da die abbauenden Bakterien an ihre Leistungsgrenzen gelangen. In diesen Fällen wird eine intensivere Prozessbeobachtung notwendig. Um die dadurch entstehenden Mehrkosten zu minimieren, findet man in der Regel Faulraumbelastungen zwischen 2 und 3 kg oTS⁶/m³ und Tag. Ab Belastungen zwischen 4 und 5 kg oTS/m³ und Tag muss mit einer Überladung des Systems gerechnet werden, was zu einer verminderten Gasproduktion führt. Die beschriebenen Grenzen lassen sich jedoch nicht verallgemeinern, da sie je nach verwendetem Reaktortyp (teilweise stark) variieren (z.B. bis zu 10 kg oTS/m³ und Tag bei liegenden, horizontal durchströmten Fermentern). [Ede-07]

Wird bei gegebenem Fermentervolumen die täglich frisch zugeführte Substratmenge erhöht, so sinkt zwangsläufig die Verweilzeit. Den an dem Fermentationsprozess beteiligten Bakterien steht damit weniger Zeit zur Verfügung, das frische Substrat abzubauen. Bei steigender Substratzufuhr verlässt im schlimmsten Fall unvergorenes Material den Fermenter. Aus diesem Grund müssen Faulraumbelastung und Verweilzeit unbedingt aufeinander abgestimmt werden. [Ede-07]

3.1.3.3 Durchmischung

Ein intensiver Kontakt zwischen dem Substrat und den abbauenden Bakterien ist für eine optimale Biogasproduktion essenziell. Um dieses zu erreichen, muss im Fermenter eine ausreichende Durchmischung gewährleistet werden.

⁶ organisches Trockensubstrat

Erfolgt keine Durchmischung kann es, bedingt durch die aus Dichteunterschieden zwischen einzelnen Komponenten resultierenden Auftriebskräfte, zu einer Trennung von Bakterien und Substrat kommen. Da die Bakterien meist eine höhere Dichte als die eingesetzten Substrate haben, lagern sie sich am Fermenterboden ab. Folglich gelangt das abzubauen Substrat aufgrund seiner meist geringeren Dichte in den oberen Bereich des Gärbehälters. Diese Schichtenbildung ruft eine Entmischung des Fermenterinhalt hervor und der Bakterien-Substrat-Kontakt reduziert sich nur noch auf die Trennungsebene zwischen den beiden Schichten. Folglich wird zum einen die Gasausbeute stark gemindert und zum anderen hemmt das an der Oberfläche schwimmende Substrat (Schwimmschicht) die Ausströmung des sich bildenden Biogases.

Eine ausreichende Substratdurchmischung bildet somit die Basis für eine optimale Abbauleistung. Um dem Problem der Entmischung und der Schwimmschichtbildung zu begegnen, wird der komplette Fermenterinhalt mit Hilfe von Rührwerken mechanisch durchmischt und damit homogenisiert. Durch das Mischen wird nicht nur der Fermenterinhalt homogenisiert, es werden zudem Temperaturunterschiede ausgeglichen, welche ansonsten eine ungleichmäßige Umsetzung des Substrates zur Folge hätten. Jedoch ist ein zu starkes Durchmischen ebenfalls hinderlich für eine optimale Biogasproduktion. In der Praxis versucht man durch langsames und / oder in bestimmten Zeitintervallen mit entsprechenden Pausen durchgeführtes Rühren negative Effekte zu dezimieren. [Fac-06b]

3.2 Technik und Anlagenvarianten der Biogasgewinnung

Biogasanlagen lassen sich anhand einiger Kriterien charakterisieren. Hauptunterscheidungsmerkmale sind die Anzahl der Prozessstufen, die Art der Beschickung, die Wahl der Prozesstemperatur sowie die Wahl zwischen der Nass- und der Trockenvergärung. Bevor die spezifischen Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile dieser technischen Varianten von Biogasanlagen angesprochen werden, erfolgt zunächst eine Vorstellung des allgemeinen Funktionsprinzips einer Biogasanlage.

Die Hauptfunktion einer Biogasanlage besteht darin, die zuvor in der Biomasse gespeicherte Sonnenenergie in eine „nutzbare“ Energieform umzuwandeln, dem Biogas. Aus dem Biogas kann anschließend wiederum Strom und Wärme generiert werden (Abbildung 3.5).

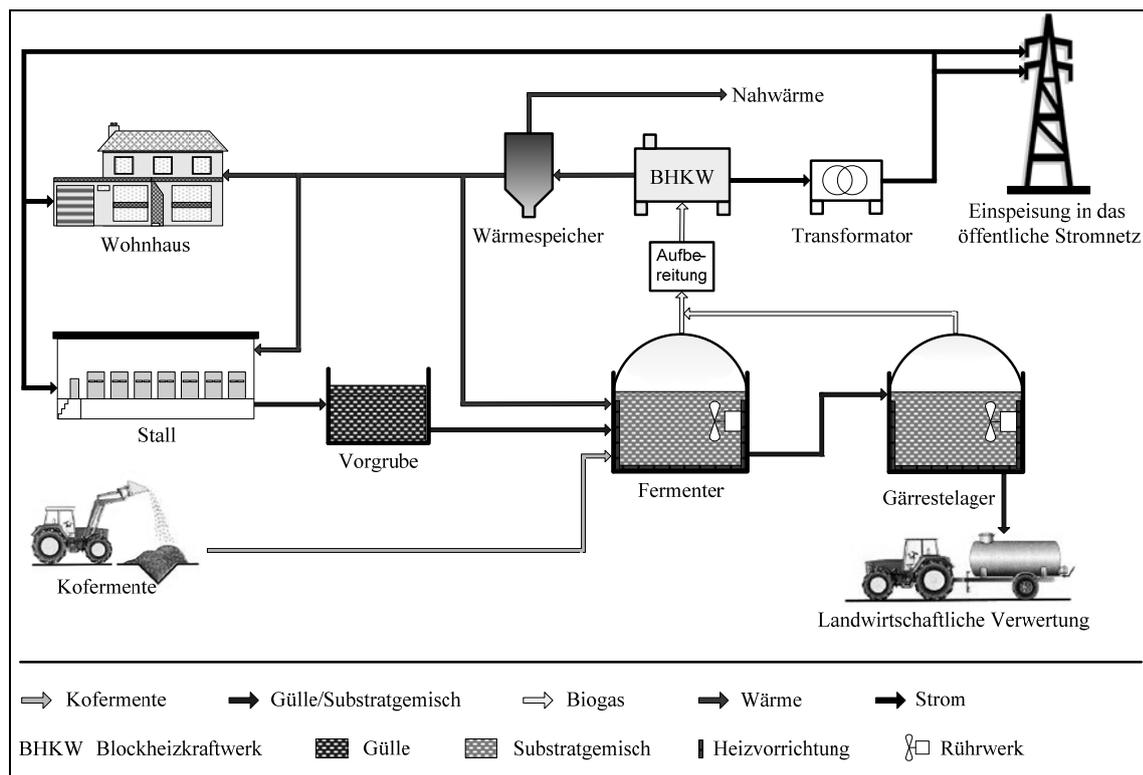


Abbildung 3.5: Funktionsprinzip einer typischen Biogasanlage [Els-07]

Generell lässt sich eine Biogasanlage in vier Verfahrensschritte gliedern (vgl. Abbildung 3.1). Diese gelten für die Nass- wie auch für die Trockenvergärung. Einige der folgenden Punkte beziehen sich allerdings nur auf die Nassfermentation. Da diese im Gegensatz zur Trockenfermentation einer sehr viel größeren Verbreitung unterliegt, ist hierdurch eine entsprechende Schwerpunktsetzung gerechtfertigt.

Für jeden der im Folgenden beschriebenen Verfahrensschritte existieren vielfältige technische Lösungen, die miteinander kombiniert werden können. Es sollen deshalb nur prinzipielle und nicht detaillierte Merkmale von Biogasanlagen untersucht werden.

Verfahrensschritt 1

Der erste Verfahrensschritt beinhaltet alles, was vor der eigentlichen Gewinnung des Biogases im Fermenter erforderlich ist. Dazu zählt die Anlieferung, die Lagerung, die Aufbereitung sowie letztlich die Art und Weise der Einbringung des zu vergärenden Substrats in den Fermenter. In der Vorgrube wird anfallender Flüssig⁷- und Festmist⁸ aus der Tierhaltung gesammelt. Ebenso werden nachwachsende Rohstoffe, landwirtschaftliche Reststoffe oder Abfälle aus der Lebensmittelindustrie, die so genannten Kofestermente oder Kosubstrate, benötigt. Sofern betriebsfremde Kosubstrate verwendet werden, kommt der Aspekt der Anlieferung zum Tragen. Weite Anlieferungswege sollen hier möglichst vermieden werden, da sich diese negativ auf die

⁷ Gülle [Hör-04]

⁸ Gemisch aus Stroh, Kot und Harn [Hör-04]

Betriebskosten auswirken. Eine Substratlagerung gewährleistet einen kontinuierlichen Betrieb der Biogasanlage, da auftretende Schwankungen in der Bereitstellung von Substraten aufgefangen werden können.

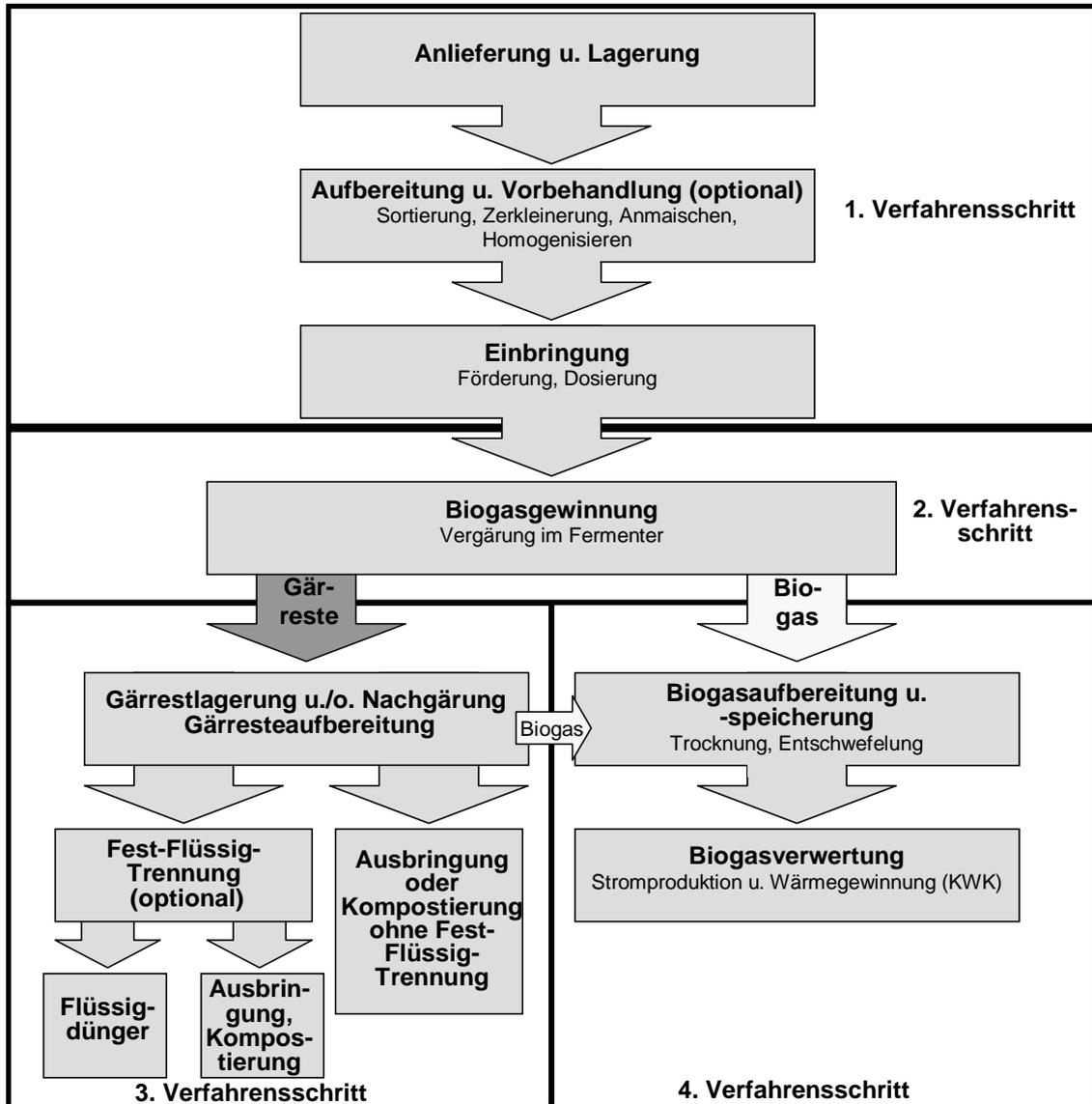


Abbildung 3.6: Verfahrensablauf der Biogaserzeugung [Fac-06b]

Substrate müssen sich einer Eingangsprüfung (meist nur bei betriebsfremden Substraten) unterziehen, in der eine Untersuchung des Gewichts sowie der Art des angelieferten Substrats erfolgt. Nach der Eingangsprüfung erfolgt die Aufbereitung der Substrate, welche das Aussortieren von Störstoffen (wie beispielsweise Steinen), die Hygienisierung, die Zerkleinerung, sowie das Anmischen und Homogenisieren des Substrats beinhaltet.

Die Substratzerkleinerung verbessert die Förderfähigkeit der Biomasse und führt zu einer größeren Oberfläche, was der Geschwindigkeit des Abbauprozesses dienlich ist. Der

Methanertrag hängt zwar nicht zwingend von der Zerkleinerung ab, jedoch wird er durch das Zusammenspiel von Verweilzeit und Substratgröße bestimmt. Zudem richtet sich das Maß der Substratzerkleinerung nach den in der Anlage zum Transport eingesetzten Pumpen.

Zur Sicherstellung der Pumpfähigkeit der Substrate erfolgt nun, durch Zugabe von Flüssigkeit, das Anmischen des zu vergärenden Substrats. Dabei kann es sich um bereits vergorene Biogasgülle, Frisch- oder Prozesswasser handeln. Vergorene Biogasgülle hat neben den günstigen Kosten auch den Vorteil, dass das Substrat bereits angeimpft in den Fermenter eingebracht wird. Allerdings darf der Biogasprozess nicht durch die in der Gülle beinhaltenen Nährstoffe und Salze negativ beeinträchtigt werden.

Ein weiterer wichtiger Punkt zur Sicherstellung eines möglichst optimalen Biogasentstehungsprozesses ist das Homogenisieren der Substrate. Ziel ist es hierbei ein möglichst gleichmäßiges Substratgemisch durch das Vermischen der Einzelkomponenten in der Güllegrube oder dem Sammelbehälter zu erhalten. Dieser Schritt ist für einen stabilen Prozessablauf besonders wichtig, da Biogasbakterien empfindlich auf sich ändernde Randbedingungen reagieren und die Gasausbeute so gemindert werden kann. [Kli-07]

Verfahrensschritt 2

Der zweite Verfahrensschritt beinhaltet das eigentliche Kernstück der gesamten Biogasanlage, den Fermenter. In ihm läuft der zu Beginn des Kapitels beschriebene Prozess der anaeroben Vergärung ab. Für Biogasanlagen gibt es unterschiedliche Fermenterbauarten, die sich nach dem Anforderungsprofil, wie beispielsweise der geplanten Kapazität der Biogasanlage, den örtlichen Gegebenheiten sowie dem Gärverfahren richten.

Das grundlegende Unterscheidungskriterium bildet die Bauweise. Im Gegensatz zu liegenden Fermentern ermöglichen stehende, meist runde Fermenter bei kompakter, kostengünstiger Bauweise Behältervolumen von bis zu 6.000 m³. Stehende Fermenter zeichnen sich durch ein günstiges Verhältnis von Oberfläche zum Volumen aus. Dieses führt zu geringeren Materialkosten sowie einem geringen Wärmeverlust und somit einer größeren energetischen Effektivität. Da für die Homogenisierung des Fermenterinhalt eine ausreichend starke Strömung nötig wird, stellen stehende Fermenter höhere Anforderungen an die eingesetzten Rührwerke.

Liegend angeordnete Fermenter erlauben dagegen den Einsatz von energiesparenden Rührwerken, welche aufgrund der Mischeigenschaften in Längs- und Querrichtung günstige prozessbiologische Bedingungen gewährleisten und damit bei gleicher Abbaurate im Vergleich zu volldurchmischten, stehenden Fermentern kürzere Verweilzeiten sowie eine Reduzierung der Kurzschlussströme realisieren können. Kurzschlussströme bezeichnen in diesem Zusammenhang die sofortige Austragung von gerade erst frisch eingebrachten Substraten. Der entscheidende Nachteil liegender Fermenter zeigt sich einerseits in ihrer komplexen Bauweise und -größe (es sind lediglich Volumen bis etwa 1.000 m³ möglich) und andererseits der fehlenden Animpfung des frischen Substrats. Bei der Verwendung von Gülle und Mist von

Rindern ist dieses nebensächlich, da im Substrat schon genügend Methanbakterien vorhanden sind. Kommen jedoch Schweinegülle, Energiepflanzen oder organische Reststoffe zum Einsatz, wird eine Animpfung mit ausgefaultem Substrat dringend notwendig, da diese Substrate weit weniger methanbildende Bakterien beinhalten. [Ede-07] [Fac-06b]

Neben der verwendeten Bauform hat die Anordnung des Fermenters Auswirkungen auf seine Energieeffizienz. Stehende Fermenter sind in der Regel oberirdisch aufgestellt, wodurch zwar eine preiswerte Wärmeisolierung ermöglicht wird, im Winter jedoch mit erhöhten Wärmeverlusten gerechnet werden muss. Bei unterirdischen Fermentern lassen sich diese Wärmeverluste mindern. Allerdings müssen sie dazu mit teuren, feuchtigkeitsbeständigen Dämmstoffen isoliert werden. [Ede-07] [Fac-06b]

Da der Vergärungsprozess empfindlich auf Temperaturschwankungen reagiert, muss durch Heizungseinrichtungen und Isolierungsmaßnahmen ein konstantes Temperaturniveau sichergestellt werden. Ebenso sollen die Rührwerke im Fermenter, neben der Aufgabe der Homogenisierung der Substrate, Temperaturgefällen entgegenwirken.

Den schematischen Aufbau eines in der Praxis häufig vorzufindenden stehenden Fermenters zeigt Abbildung 3.7.

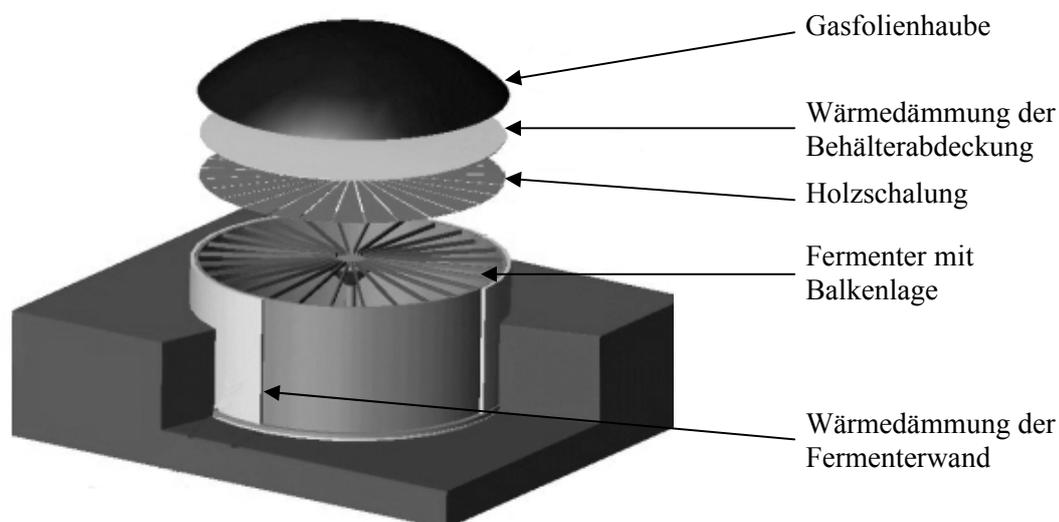


Abbildung 3.7: Aufbauschema eines Fermenters in stehender Ausführung [Agr-03]

Verfahrensschritt 3

Der dritte Verfahrensschritt beinhaltet die Verwertung des vergorenen Substrates. Nachdem das Substrat im Fermenter vergoren wurde, muss es aus dem Fermenter ausgebracht und in einem Gärrestelager zwischengespeichert werden. Da auch in diesem noch Gärprozesse stattfinden, kann mit Hilfe einer gasdichten Abdeckung das hier freigesetzte Biogas aufgefangen und einer weiteren Verwertung zugeführt werden. Erfolgt keine nennenswerte Gasproduktion mehr, kann das restliche Gärgut in feste und flüssige Bestandteile separiert werden. Die festen Bestandteile

werden überwiegend als hochwertige Düngemittel für nachwachsende Rohstoffe der landwirtschaftlichen Verwertung zugeführt. Der biologische Kreislauf ist somit geschlossen. Die flüssigen Anteile dienen entweder der Generierung von Prozesswasser, welches zum Anmischen verwendet werden kann, oder sie werden einer abwassertechnischen Behandlung unterzogen. [Fac-06b]

Verfahrensschritt 4

Der vierte und damit letzte Verfahrensschritt der Biogasgewinnung beschreibt die Verwertung des gewonnenen Biogases. In einem Gasspeicher wird das erzeugte Biogas zunächst gesammelt. Wie in Abbildung 3.7 zu sehen, wird in Biogasanlagen dieser Speicher meist in Form einer Dachkonstruktion realisiert. Bei stehenden Fermentern ist die Gasspeicherung direkt an den Vergärungsvorgang gekoppelt. Das während der Fermentation freigesetzte Biogas wird mit Hilfe von Folienhauben oder Foliendachkonstruktionen aufgefangen. Eine gasdurchlässige Holzdachkonstruktion bietet eine Auflagefläche für die Gasfolienhaube und verhindert gleichzeitig eine Beckenbildung durch Regenwasser. In liegenden Fermentern erfolgt teilweise keine direkte Gasspeicherung. Es kommen in diesem Fall externe Foliengasspeicher zum Einsatz, welche eingehaust oder im Freien entsprechend geschützt aufgestellt werden. Sind liegende Fermenter stehenden nachgeschaltet, so kann das Biogas aus dem liegenden dem stehenden Fermenter zugeführt werden, um es, wie oben beschrieben, zu speichern. Zum besseren Verständnis trennt sich an dieser Stelle der Begriff Fermenter in Haupt- und Nachfermenter auf, was die Reihenfolge des Vergärungsvorgangs kennzeichnet (Nachfermenter sind Hauptfermentern nachgeschaltet). [Bay-04]

Das gespeicherte Biogas kann nun, nach einer entsprechenden Aufbereitung, einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zugeführt werden und als Brennstoff für eine Verbrennungsmaschine dienen. Durch die Gasverbrennung in der Verbrennungsmaschine entsteht zum einen Wärme, die zur Aufheizung des Fermenters oder zur Beheizung der vor Ort vorhandenen Gebäude und Ställe genutzt werden kann. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Nahwärme zur Verfügung zu stellen. Nahwärme dient als lokal-dezentrale Wärmeversorgung und erhöht den Wärmenutzungsgrad einer Biogasanlage. Neben der entstandenen Wärme kann zum anderen die von der Verbrennungsmaschine bereitgestellte mechanische Leistung eingesetzt werden, um einen Generator anzutreiben und elektrischen Strom zu erzeugen. Ein Teil davon dient zur Deckung des Eigenstrombedarfs der Biogasanlage. Der restliche Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Auf die notwendigen Aufbereitungsschritte des Biogases hinsichtlich der verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten wird im späteren Teil dieses Kapitels noch näher eingegangen.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Inbetriebnahme einer Biogasanlage im Vergleich zu anderen Kraftwerken sehr langsam geschieht. Der Vergärungsprozess ist ein relativ empfindlicher Vorgang und daher mit großer Sorgsamkeit zu handhaben. Gerät der biologische Abbauprozess für die Biogasproduktion außer Kontrolle und bricht im schlimmsten Fall zusammen, ist eine erneute, zeitintensive Inbetriebnahme der Biogasanlage unvermeidbar.

Im Folgenden werden nun die prozesstechnischen Varianten der Biogasproduktion kurz vorgestellt.

3.2.1 Anzahl der Prozessstufen

Für die Umsetzung des Ausgangssubstrats in Biogas sorgen, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, verschiedene Bakterienkulturen. Diese stellen an ihren Lebensraum unterschiedliche Anforderungen. Laufen die anaeroben Abbauprozesse in einem Fermenter ab, spricht man von einem einstufigen Prozess.

Laufen dagegen die erste und zweite Phase des anaeroben Abbauprozesses, also die Hydrolyse und die Acidogenese, in einem Fermenter, sowie die Methanbildung der dritten und vierten Phase in einem zweiten Fermenter ab, spricht man von einem zweistufigen Verfahren. Der Vorteil der Stufentrennung liegt darin, dass die Milieubedingungen besser an die jeweiligen Bakterienkulturen angepasst und damit der Gasertrag gesteigert werden kann. Demgegenüber stehen jedoch erhöhte Investitions- und Betriebskosten, da eine mehrstufige Biogasanlage mehr Behältnisse sowie einen gesteigerten Aufwand für deren Durchmischung erfordert. [Fac-06b] [Gör-06]

3.2.2 Prozesstemperatur

Die Prozesstemperatur spielt sowohl bei der Nass- als auch bei der Trockenvergärung eine bedeutende Rolle. Wie bereits im Kapitel 3.1.2 erläutert, wird durch die Temperatur die Substratvergärung im Fermenter und damit der generierte Gasertrag beeinflusst. Daher gilt es die Prozesstemperatur je nach Anzahl der Prozessstufen sorgsam auszuwählen, um damit die Bedarfe der Bakterienpopulationen möglichst optimal zu bedienen.

3.2.3 Nass-, Trockenvergärung

Bei der Biogasgewinnung unterscheidet man zwischen Nass- und Trockenvergärung. Der Unterschied zwischen diesen beiden Verfahren liegt in dem Wassergehalt des eingesetzten Substrats.

Das Standardverfahren der heutigen Biogaserzeugung stellt die Nassvergärung dar. Bei diesem Verfahren kommen pumpfähige Substrate mit einem maximalen Trockensubstratgehalt < 12 bis 15 % zum Einsatz, wodurch sich insbesondere pumpfähige Substrate wie beispielsweise Gülle eignen. [Bun-07] [HEA-08]

Ist das zu vergärende Substrat im Fermenter nicht mehr pumpfähig und zudem von einer stichfesten Konsistenz, spricht man von Trockenfermentation. Dabei liegt der Trockenmasseanteil bei etwa 20 bis 40 %. Der Begriff „trocken“ ist also etwas irreführend, da die für die Fermentation erforderlichen Bakterien natürlich auf ein flüssiges Medium zum Überleben angewiesen sind. Zur Biogasproduktion mit Hilfe der Trockenfermentation kommt

trockene Biomasse wie beispielsweise Festmist, Stroh, Grüngut und Bioabfall in Betracht. Momentan befindet sich die Trockenfermentation noch im Entwicklungsstadium und kann noch nicht als Stand der Technik angesehen werden. Jedoch lassen sich, insbesondere für landwirtschaftliche Betriebe, denen keine Gülle als Basissubstrat zur Verfügung steht, einige Vorteile ableiten. Beispielsweise muss das zur Verfügung stehende Substrat dieser Vergärungsart nicht unter hohem Energieaufwand verflüssigt werden, um der Biogasproduktion zugeführt werden zu können. Vielmehr geschieht die Fermentation in vielen modular aufgebauten Boxen oder Containern. Abgesehen vom Batchverfahren lassen sich sowohl eine gleichmäßige Gasproduktion als auch hohe Fermentervolumina realisieren. Dadurch kann eine kosteneffektive Produktion realisiert werden.

3.3 Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz

Rohbiogas wird bisher häufig zur Strom- und Wärmeproduktion in Blockheizkraftwerken dezentral am Standort der Biogasanlage eingesetzt. Der Strom kann in das Stromnetz eingespeist werden und gelangt so zu den Verbrauchern. Da bei der Stromproduktion in einem BHKW die im Biogas enthaltene Energie zum größeren Teil in Wärme umgesetzt wird, diese aber vor Ort oftmals nicht vollständig verwertet oder in ein Fernwärmenetz eingespeist werden kann, bleibt ein großes Potenzial ungenutzt. Um auch dieses zu erschließen, bietet sich die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das vorhandene Erdgasnetz an. So könnte das aufbereitete Biogas mehrerer, größer dimensionierter Biogasanlagen zentralen BHKW's mit höheren Wirkungsgraden zugeführt oder direkt bei den Verbrauchern vor Ort genutzt werden. Des Weiteren bietet die zentrale Verstromung zusätzliche Möglichkeiten die anfallende Wärme zu verwerten und damit den Gesamtwirkungsgrad deutlich zu steigern.

Je nach Verwertungsmöglichkeit des Biogases werden unterschiedliche Anforderungen an die Gasqualität gestellt. So sind die Anforderungen an die Aufbereitung des Rohbiogases bei einer motorischen BHKW-Nutzung weit geringere, als bei einer Einspeisung in das Erdgasnetz.

Wird eine Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz angestrebt, ist es für die Auswahl der Aufbereitungstechnologien entscheidend, auf welches Qualitätsniveau das Rohbiogas gebracht bzw. für welchen Zweck es verwendet werden soll. Ein weiterer Auswahlfaktor stellt die Beschaffenheit des Rohbiogases dar.

Die Aufbereitung lässt sich in mehrere Stufen gliedern. Zunächst müssen feste wie flüssige Bestandteile entfernt sowie das Gas getrocknet werden. Anschließend erfolgt eine Entschwefelung. In einem weiteren Schritt wird der Methangehalt des Gases durch die Abscheidung von Kohlendioxid weiter erhöht. Hierbei kommen heutzutage zumeist die Verfahren der Druckwasserwäsche (DWW) oder aber der Druckwechseladsorption (PSA) zum Einsatz. Je nach Rohbiogasbeschaffenheit kann es zudem erforderlich sein, weitere Gasbegleitstoffe wie beispielsweise Silizium oder Ammoniak abzuscheiden. Diese Schritte lassen sich mit physikalischen, chemischen und / oder biologischen Verfahren durchführen. Für

eine detailliertere Beschreibung der verschiedenen Verfahren sei an dieser Stelle auf folgende Fachliteratur verwiesen: [Fac-06a] [Fac-06b] [Hei-07]

3.3.1 Gasbeschaffenheit

Bei der Einspeisung des aufbereiteten Biogases in das Erdgasnetz kommt es zur Vermischung zweier stofflich unterschiedlicher Gase. Um dabei die Qualität der Gasversorgung sicherzustellen, müssen gewisse Anforderungen an die Beschaffenheit der einzuspeisenden Gase gestellt werden. Die deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches (DVGW) hat in mehreren Regelwerken Standards für die Gaseinspeisung Dritter festgelegt. Besonders hervorzuheben sind die Arbeitsblätter G 260 (Gasbeschaffenheit) und G 262 (Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen), die auf die Zusammensetzung sowie die verbrennungstechnischen Kenndaten abzielen. Demnach bieten sich für Biogas die Möglichkeiten an, entweder als Austauschgas oder als Zusatzgas in das Erdgasnetz eingespeist zu werden. [Deu-08c] [Fac-06a]

Für die Einspeisevariante als Austauschgas muss das Biogas das gleiche brenntechnische Verhalten wie das Grundgas aufweisen. Ebenso muss das Biogas auf den für die Einspeisung erforderlichen Druck gebracht sowie die eingespeiste Energiemenge erfasst werden. Damit das Rohbiogas das Qualitätsniveau von Austauschgas erreicht, werden die zuvor beschriebenen Aufbereitungsschritte durchlaufen. Die resultierenden Kosten variieren dabei je nach ausgewähltem Verfahren sowie der Zusammensetzung des Rohbiogases.

Wird dagegen das Biogas als Zusatzgas eingespeist, darf sich dieses in der Zusammensetzung sowie im brenntechnischen Verhalten vom Grundgas unterscheiden. Da in diesem Fall die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit geringer als beim Austauschgas sind, können im Bereich der Reinigung und Aufbereitung Kosten eingespart werden. Allerdings darf Zusatzgas nur in begrenzten Mengen dem Grundgas beigemischt werden, damit das resultierende Gasgemisch innerhalb der für das Grundgas festgelegten Toleranzen bleibt. Wie viel Zusatzgas dem Grundgas beigemischt werden kann, hängt folglich von der spezifischen Netzsituation vor Ort ab. Ist die Grundgasmenge gering, was bei allen Netzen allgemein im Sommer der Fall ist, wird auch die maximal einzuspeisende Zusatzgasmenge stark limitiert.

3.3.2 Mögliche Zugangspunkte zum Erdgasnetz

Um eine Biogasanlage wirtschaftlich zu betreiben, ist unter anderem die Nähe zu den zu vergärenden Substraten notwendig. Sinnvolle Transportentfernungen für nachwachsende Rohstoffe sollten nicht mehr als 20 km betragen. Soll das gewonnene Biogas in das Erdgasnetz eingespeist werden, so darf auch hier die Distanz zwischen Biogasanlage und Einspeisepunkt nicht zu groß werden.

Somit könnte in dünn besiedelten Gebieten mit wenig ausgebauten Gasleitungen der Gasnetzzugang zu einem Problem werden. Für das deutsche Erdgasnetz ist dieses Problem

jedoch irrelevant. Am Beispiel Mecklenburg-Vorpommern zeigt sich, dass selbst in diesem Gebiet mit der geringsten Bevölkerungs- und Gasnetzichte in Deutschland die maximale Entfernung zwischen zwei Hoch- bzw. Mitteldruckleitungen nicht größer als 40 km ist. Daraus ergibt sich eine maximal mögliche Distanz zwischen Biogasanlage und Einspeisepunkt von 20 km. Damit kann ein Einzugradius einer Biogasanlage für nachwachsende Rohstoffe von nicht mehr als 20 km, bei gleichzeitiger Nähe der Anlage zu einem potenziellen Einspeisepunkt, eingehalten werden. [Ram-06]

3.3.3 Einschränkungen durch das Gasnetz

Neben dem eigentlichen Zugang sind gasnetzseitig weitere Rahmenbedingungen zu beachten. Soll aufbereitetes Biogas als Austauschgas eingespeist werden ist sicherzustellen, dass das Gas auch einem Verbraucher zugeführt werden kann. Da die Gasnetzbetreiber das Gas lediglich durchleiten und nicht beliebig speichern können, muss die aktuelle Aufnahmekapazität des jeweiligen Gasnetzes bei der Einspeisung berücksichtigt werden. Die Aufnahmekapazität unterliegt tages- sowie jahreszeitlichen Schwankungen.

Als erster Orientierungswert für die kontinuierliche Aufnahmekapazität eines Netzes eignet sich dessen minimale Last. Diese wird über den Tageslastgangfaktor oder auch „Nachtalfaktor“ ermittelt. Betrachtet man sämtliche Gasversorgungsunternehmen in Deutschland, erhält man in der Summe ein Potenzial für die Aufnahmekapazität von Austauschgas in Höhe von etwa 212 Mrd. kWh/a. Dem gegenüber steht das Potenzial für die Generierung von Austauschgas aus Biogas, welches bundesweit bis zum Jahr 2030 auf etwa 100 Mrd. kWh/a anwachsen könnte.

Diese Gegenüberstellung zeigt, dass im Ganzen die Kapazitäten für die Einspeisung von Biogas in das Ergasnetz gegeben sind. Berücksichtigt man allerdings die regionalen Gegebenheiten, so sind hier weitere Restriktionen zu erwarten. Das deutsche Erdgasnetz weist nur auf der untersten Verteilerebene, der Ortsverteilung, eine vermaschte Struktur auf. Dadurch wird ein Austausch unter den einzelnen Regionen schwierig. Bundesländer mit geringer Bevölkerungsdichte und damit geringerem Gasverbrauch, gleichzeitig jedoch mit hohem Biogaspotenzial werden ihr erzeugtes Biogas, falls die Aufnahmekapazität des Gasnetzes überschritten wird, zwischenspeichern müssen. Andere Bundesländer, wie etwa Nordrhein Westfalen oder Hamburg, werden hingegen aufgrund ihrer hohen Bevölkerungsdichte und dem damit verbundenen hohen Gasabsatz keine Einschränkungen bei der Einspeisung von Biogas befürchten müssen. Das Problem der schlechten Austauschbarkeit zwischen den einzelnen Regionen zeigt einen der fundamentalen Unterschiede zum Stromversorgungsnetz auf. [Ram-06] [Fac-06a] [Bun-06]

3.3.4 Gasspeicher

Eine wichtige Funktion im Gasnetz kommt den Speicheranlagen zu. Diese können das Gas bei einem Überangebot zwischenspeichern und im Falle einer Unterversorgung wieder zurück in das Gasnetz einspeisen. Gasspeicher mit großem Volumen sind als Untertagespeicher

ausgeführt. Man unterscheidet dabei Kavernenspeicher, Porenspeicher und Speicher in Gruppenräumen. Derzeit existieren in Deutschland 44 Speicher dieser Art. Sie liegen teilweise bis zu 2.500 m unter der Erdoberfläche und sind in der Lage etwa 19 Mrd. m³ Erdgas zu speichern. Diese Menge entspricht rund 18 % des jährlichen, deutschen Erdgasaufkommens.

Erdgasspeicher kleinerer Dimension findet man vor allem auf Ortsnetzebene zur Abdeckung von Bedarfsspitzen wieder. Dabei handelt es sich meist um Scheibenbehälter (Gasometer), Kugelspeicher, Röhrenspeicher oder Flüssiggas-Luftmischanlagen. Scheibenbehälter und Kugelspeicher werden in der Regel mit dem in Schwachlastzeiten überschüssigen Gas aufgeladen, während Röhrenspeicher entweder mit Gas aus dem Hochdrucknetz oder durch den Einsatz von Verdichtern aufgeladen werden. Das Flüssiggas für die Flüssiggas-Luftmischanlagen wird in Hochdruckbehältern gelagert. Bei Bedarf wird es mit Luft gemischt, um anschließend die geforderten Brenneigenschaften des jeweiligen Gasnetzes zu erreichen. [eon-08] [Kon-09] [Hei-07] [Fac-06a]

4 Mikrogasturbine

Die Verwertung des Biogases erfolgt heutzutage zumeist in Blockheizkraftwerken auf Basis eines Gas-Otto-Motors oder Zündstrahlmotors. Eine Alternative zu den Kolbenmotoren stellt die Gasturbinentechnik dar. Gasturbinen sind aus der heutigen Energieversorgung kaum mehr wegzudenken. Auch für die Nutzung des Energieträgers „Biogas“ bietet die Gasturbinentechnik reizvolle Möglichkeiten. Jedoch liegt das untere Ende der Leistungsskala der in den Gaskraftwerken eingesetzten so genannten „Heavy-Duty“-Gasturbinen bei etwa 5 MW. Betrachtet man diesbezüglich den in Kapitel 2.5.2 aufgeführten derzeitigen Stand des Ausbaus von Biogasanlagen, so erkennt man, dass diese mit einer durchschnittlich installierten elektrischen Leistung von etwa 342 kW weit unter dem Bereich der in Kraftwerken eingesetzten Gasturbinenkategorie liegen. Zwar zeichnet sich ein Trend hin zu Biogasanlagen größerer Kapazität ab, jedoch scheint eine Realisierung von Biogasanlagen im Bereich ≥ 5 MW auch u.a. aufgrund von Transportrestriktionen hinsichtlich der verwendeten Substrate als eher unwahrscheinlich.

Als Alternative zu den großen stationären Gasturbinen bieten sich insbesondere im Zusammenhang mit der Nutzung von Biogas die in den vergangenen Jahren stärker in den Vordergrund gerückten Mikrogasturbinen an. Mit einem Leistungsspektrum von etwa 30 kW bis 500 kW elektrischer Leistung, welches den derzeit vornehmlich eingesetzten Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren entspricht, sind die Mikrogasturbinen besser auf das Anforderungsprofil von Biogasanlagen zugeschnitten, als es bei den stationären Gasturbinen der Fall ist. [Pas-08] [Dan-09] [Art-01] [Has-08] [Kam-09]

In diesem Kapitel soll nun die Funktionsweise sowie das Potenzial der Mikrogasturbinen vorgestellt werden.

4.1 Technologie der Mikrogasturbine

Die bereits Anfang der 80er Jahre in ersten Feldversuchen entwickelt und erprobten Mikrogasturbinen stellen eine neue, innovative Technologie im Bereich der Biogasnutzung dar. Bei den Turbinen handelt es sich in der Regel um Einwellenmaschinen, bei denen Generator, Verdichter und Turbine auf einer Welle angeordnet sind. Die Grundlagen ihrer Entwicklung liegen in der Kraftfahrzeug- bzw. der Luftfahrtindustrie. Die Form des Verdichters und der Turbine ähneln im Wesentlichen denen von Abgasturboladern von Kraftfahrzeugen. Die Stromerzeugung erfolgt mittels eines Permanentmagnet-Generators, wie er auch bei Flugzeughilfstriebwerken in ähnlicher Weise realisiert wird. [Die-05] [Näf-06]

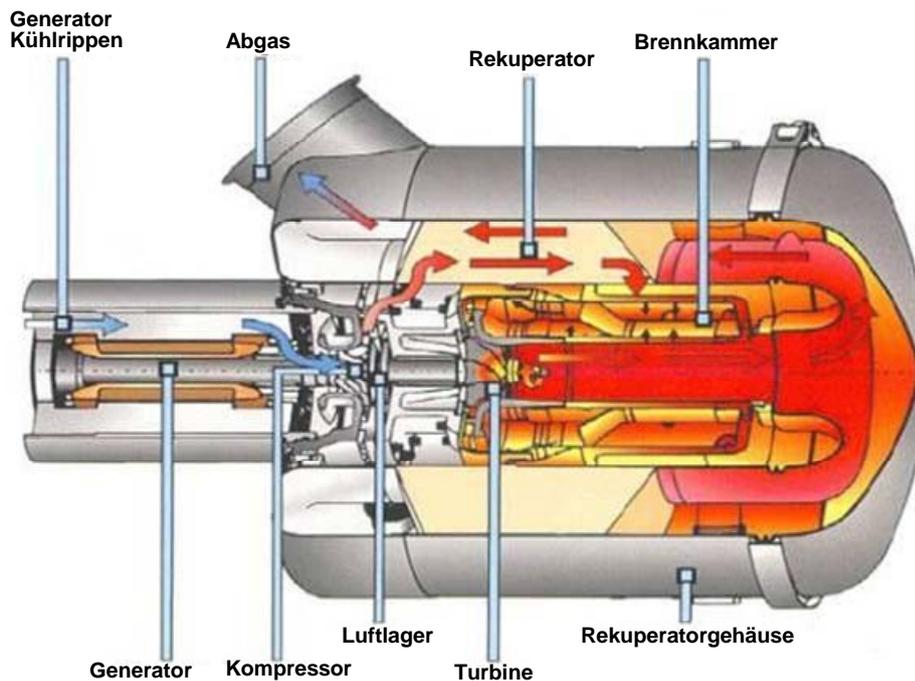


Abbildung 4.1: Aufbau einer Mikrogasturbine [VTA-08]

Mit einer elektrischen Leistung von einigen wenigen bis hin zu etwa 500 kW ähneln sie zwar in ihrem Aufbau und auch in ihrer Funktionalität den herkömmlichen, in Großkraftwerken verwendeten Gasturbinen, laufen jedoch mit extrem hohen Drehzahlen von bis zu $100.000 \text{ Umin}^{-1}$. Bedingt durch diese hohen Drehzahlen erzeugt der Generator einer Mikrogasturbine einen hochfrequenten Wechselstrom. Betrachtet man beispielsweise die Drehzahl einer Capstone C30 MGT von 96.000 Umin^{-1} , so erreicht dieser Wechselstrom eine Frequenz von 1.600 Hz. Zum Betrieb der MGT am öffentlichen Stromnetz muss der Wechselstrom somit durch die Leistungselektronik zunächst gleichgerichtet und anschließend wieder in einen Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz und einer Spannung von 400 V umgewandelt werden. Erst mit der Weiterentwicklung der zur Frequenzrichtung notwendigen Leistungselektronik wurden die MGT aufgrund dieser hohen Drehzahlen für die zivile Stromerzeugung interessant. [Soa-07] [Näf-06]

Um einen Überblick über den Aufbau einer MGT zu erhalten, ist in Abbildung 4.2 das vereinfachte Anlagenschema mit den wesentlichen Komponenten einer typischen MGT dargestellt. Die nennenswerten Komponenten sind demnach:

- der Radialkompressor (K), zur Verdichtung des angesaugten Luftmassenstroms
- die Radialturbine (T), zur Expansion des Abgasmassenstroms
- die Brennkammer (B), in welcher der Brennstoff verbrannt und die Luft erhitzt wird
- der Rekuperator (R), in der Funktion eines Abgaswärmetauschers
- der Permanentmagnet-Generator (G), zur Leistungsumwandlung

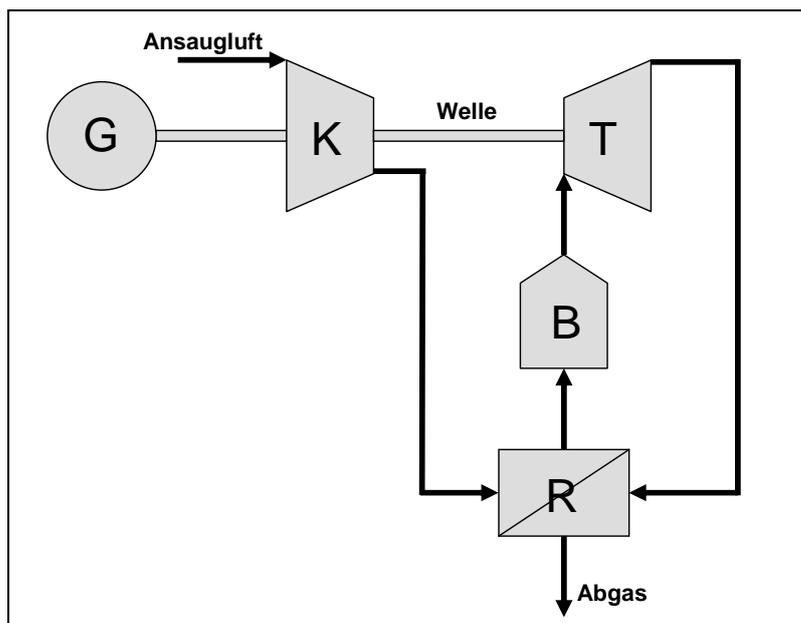


Abbildung 4.2: Wesentliche Komponenten einer Mikrogasturbine [Soa-07]

Des Weiteren ist für den Betrieb einer MGT am Energieversorgungsnetz die bereits angesprochene Leistungselektronik erforderlich, die den vom Generator erzeugten, hochfrequenten Wechselstrom netzkonform umwandelt. [Soa-07]

Wie bereits erwähnt, arbeiten MGT mit sehr hohen Drehzahlen, die bei Vollastbetrieb im Bereich von $100.000 \text{ Umin}^{-1}$ liegen können. Durch die extrem kleine und kompakte Bauweise der MGT kann erst bei so hohen Drehzahlen ausreichend viel mechanische Arbeit bereitgestellt werden.

Zudem bietet die kompakte Bauweise und leichte Konstruktion den Vorteil, dass sich Stillstands- und Wartungszeiten weit unter denen herkömmlicher Gasturbinen und auch unter denen von Kolbenmotoren gleicher Leistungsstärke erzielen lassen. Ebenso stellt sich, im Vergleich zu großen Gasturbinen, die Inbetriebnahme als wesentlich weniger aufwendig dar und ermöglicht sowohl den Insel- als auch den Parallelbetrieb mehrerer MGT. Insbesondere bei einer gewünschten, bedarfsabhängigen elektrischen Energiebereitstellung ermöglichen solche „Turbinenparks“ eine sehr flexible Leistungsabgabe. [Gil-08]

Ein weiteres Charakteristikum der Mikrogasturbinen stellen die wartungsfreien Luftlager dar. Durch diese Technik konnte das jahrelange Problem des hohen Verschleißes aufgrund der extremen Drehzahlen gelöst werden. Ebenso ermöglichen die Luftlager einen MGT-Betrieb ohne den Einsatz von Schmiermitteln, wodurch sie relativ unempfindlich gegenüber Schwefelwasserstoffen sind, die sich sonst im Schmierstoff ablagern würden. Des Weiteren können die MGT mit sehr leisen durchschnittlichen Geräuschemissionen (liegen im Bereich von ca. 65 dB) betrieben werden. [Näf-06] [Meh-09]

Der eingesetzte Abgaswärmeübertrager, der so genannte Rekuperator, dient hauptsächlich der Steigerung des Wirkungsgrades. Durch diesen wird ein Teil der thermischen Energie des

Abgasstroms an den komprimierten Luftstrom vor der Brennkammer abgegeben und heizt diesen somit vor. Gleichzeitig stellt dieser einen wesentlichen Unterschied zu den konventionellen (großen) Gasturbinen dar. Durch die Verwendung der Rekuperatortechnik erreichen MGT inzwischen einen elektrischen Wirkungsgrad von etwa 30 %. Da es sich bei den MGT um eine vergleichsweise junge Technologie handelt, verbirgt diese noch weitere Steigerungspotenziale. Zukünftig sollten sich die Wirkungsgrade der MGT denen der konventionellen Technologien annähern, wobei die Gas-Otto- oder Zündstrahlmotoren Wirkungsgrade von bis zu 38 % erreichen. [Näf-06] [Soa-07]

MGT arbeiten in der Regel mit einstufigen Radialverdichtern und auch einstufigen Radialturbinen. Im Gegensatz zu den großen Gasturbinen, bei denen oftmals mehrstufige Axialverdichter und auch -turbinen zum Einsatz kommen, lassen sich lediglich relativ geringe Brennkammerdrücke im Bereich von 3 bis 5 bar Überdruck erzeugt. Mit Brennkammertemperaturen zwischen 900 bis 980 °C liegen diese ebenfalls deutlich unterhalb der in großen Turbinen üblichen Größenordnung von etwa 1.400 °C. [Näf-06] [Spa-08]

4.2 Anwendungsbereiche für MGT

Aufgrund ihrer kompakten Bauweise, einfachen Inbetriebnahme und einem geringen Wartungsaufwand qualifizieren sich MGT insbesondere zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung in der dezentralen Energieversorgung. Neben dem gekoppelten Betrieb am bestehenden Stromversorgungssystem ist ebenso eine Stromversorgung im Inselbetrieb möglich. Durch den bereits angesprochenen Parallelbetrieb mehrerer Mikrogasturbinen lassen sich zudem größere Verbraucher flexibel versorgen. Da die MGT mit einer Vielzahl verschiedener Brennstoffe wie Erdgas, Biogas oder auch flüssigen Brennstoffen wie beispielsweise Kerosin betrieben werden können, ermöglicht der Einsatz von MGT eine sehr zuverlässige und von Stromausfällen oder anderen Störfällen unabhängige Stromversorgung. Neben dem Betrieb als so genanntes Simple-Cycle⁹-Kraftwerk kann die im Anschluss an den Gasturbinenprozess im Abgasstrom enthaltene thermische Energie verwendet werden, um beispielsweise eine Warmwasserversorgung zu betreiben. [Soa-07] [Näf-06]

Die kompakte und robuste Bauweise sowie die im Vergleich zu anderen konventionellen Kraftwerken schnelle Regelbarkeit der Ausgangsleistung ermöglicht weitere Einsatzmöglichkeiten von Mikrogasturbinen im Bereich der Stromversorgung wie dem so genannten „Peak-Shaving“, der Bereitstellung von „Premium-Energie“, die Versorgung von abgelegenen Verbrauchern sowie der Netzunterstützung bei Spitzenlast. [Soa-07]

⁹ Der Begriff „Simple-Cycle“ beschreibt einen Kraftwerksprozess, in dem eine Gasturbine ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Die heißen Abgase bleiben ungenutzt. Eine Alternative sind „Combined-Cycle“-Anlagen, in denen die im Abgasstrom enthaltene Energie zum Betrieb einer nachgeschalteten Dampfturbine genutzt wird („Kombi-Kraftwerk“). [Spa-07]

Die aktuell noch vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten dieser jungen Technologie können zum Teil mit einer langen Lebensdauer sowie guten Zuverlässigkeit gerechtfertigt werden. Auch das Teillastverhalten offeriert für eine flexible Regelung der Ausgangsleistung von MGT unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten interessante Möglichkeiten. [Näf-06] [Die-05] [Meh-09]

4.3 Hersteller

Die wichtigsten Hersteller von Mikrogasturbinen sind Capstone, Honeywell Power Systems, Elliott, ABB / Volvo (Turbtec) und NREC. Mit einem Marktanteil von etwa 82 % und weltweit 2.500 verkauften Mikrogasturbinen bis zum Jahr 2003 kann die Firma Capstone als Weltmarktführer im Bereich dieser Technologie bezeichnet werden. Daher soll eine detaillierte Beschreibungen der Mikrogasturbine sowie das anschließend vorgestellte Simulink-Modell auf Turbinen der Firma Capstone beruhen. Die Produktpalette der Firma Capstone umfasst Mikrogasturbinen zwischen 30 kW und 200 kW. [Die-05] [Cap-09] [Ene-09c]

4.4 Reale Prozesse einer Mikrogasturbine

Um im Folgenden das Modell der Capstone C30 MGT verstehen und bezüglich seiner Anwendbarkeit hinsichtlich der zu untersuchenden Fragestellung bewerten zu können, erfolgt zunächst eine Einführung in die realen Gasturbinenprozesse anhand des in Abbildung 4.3 dargestellten Anlagenschaltbildes einer Capstone C30 MGT.

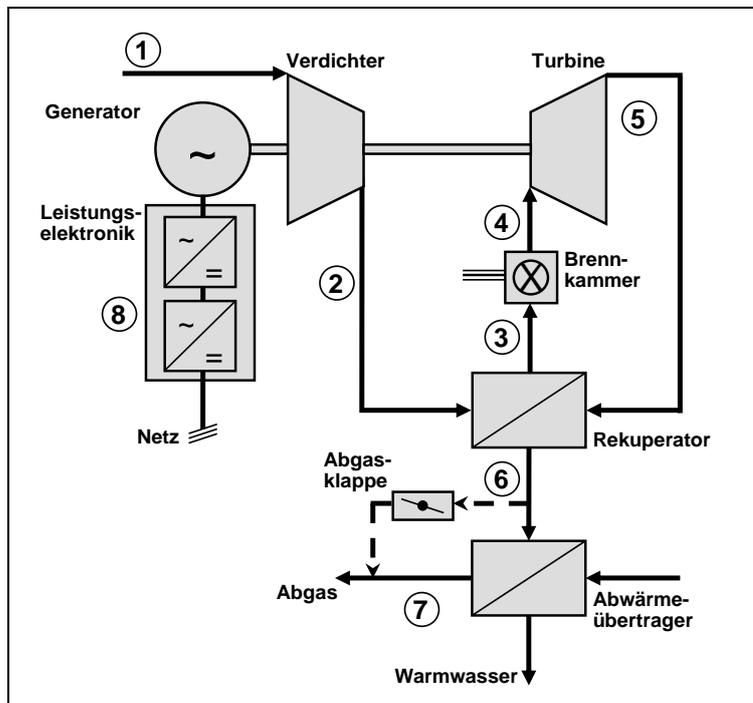


Abbildung 4.3: Schaltbild der Capstone C30 Mikrogasturbine [Näf-06]

1 nach 2: Zunächst durchströmt der Volumenstrom der angesaugten Luft einen Filter. Dieser sorgt dafür, dass keine störenden Partikel und Fremdkörper in die Turbine gelangen. Anschließend wird der Volumenstrom am Generator vorbeigeführt, um die hier entstehende Abwärme aufzunehmen und damit den Generator zu kühlen. Danach gelangt die Luft leicht vorgewärmt zum Kompressor, in welchem sie auf ca. 3 bis 5 bar Überdruck verdichtet und dadurch auf etwa 200 °C erwärmt wird. [Meh-09] [Näf-06]

2 nach 3: Die komprimierte Luft wird innerhalb des Rekuperators auf etwa 500 °C vorgewärmt und erreicht anschließend die Brennkammer.

3 nach 4: In der Brennkammer erfolgt die Verbrennung bei einer Temperatur von knapp 1.000 °C. Um die Verbrennungstemperatur unter den maximal zulässigen Werten der verwendeten Werkstoffe zu halten, beträgt das Luftverhältnis der C30 MGT ungefähr acht. Das Luftverhältnis gibt das Verhältnis der tatsächlich bei der Verbrennung vorhandenen Luftmenge zu der Menge wieder, die für eine stöchiometrische¹⁰ Verbrennung notwendig wäre. Die Abgase des Verbrennungsprozesses weisen einen Sauerstoffgehalt von etwa 18 % auf. [Näf-06]

4 nach 5: Die Abgase der Brennkammer werden in der Turbine entspannt. Die dort gewonnene mechanische Arbeit wird zum Teil¹¹ für den Betrieb des Kompressors verwendet, der Großteil jedoch zum Antrieb des Generators eingesetzt. Im Generator wird die anliegende mechanische Energie in die gewünschte elektrische Energie umgewandelt. [Näf-06]

5 nach 6: Die Temperatur der Turbinenabgase liegt mit etwa 600 °C deutlich über der der komprimierten Luft am Austritt des Verdichters. Diese Temperaturdifferenz nutzt man nun mit Hilfe des Rekuperators zur Steigerung des Wirkungsgrades, indem die thermische Energie der Abgase an die komprimierte Luft vor dem Eintritt dieser in die Brennkammer übertragen wird. Somit werden die aus der Turbine austretenden Abgase gekühlt und verlassen den Rekuperator mit einer Temperatur von etwa 260 °C. [Meh-09]

6 nach 7: Möchte man die Brennstoffausnutzung steigern, kann die thermische Energie der Abgase im Anschluss an den Rekuperator mit Hilfe eines weiteren Wärmeübertragers z. B. einem Wasserkreislauf zugeführt werden. Zum einen steht dadurch Prozesswärme zur Verfügung und zum anderen lassen sich bei geeigneter Wahl der Vor- und Rücklauftemperaturen die Abgase auf etwa 85 °C herunterkühlen. Im Gegensatz zur direkten Abführung der Abgase an die Umwelt kann somit eine Brennstoffausnutzung von bis zu 80 % erreicht werden. [Näf-06]

¹⁰ Als „stöchiometrisch“ wird eine chemische Reaktion bezeichnet, bei der das Mengenverhältnis der beteiligten Produkte gerade so gewählt wurde, dass während der Reaktion alle beteiligten Stoffe komplett umgesetzt werden können. Bei einer Verbrennungsreaktion entsteht genau bei diesem Mengenverhältnis die höchste erreichbare Verbrennungstemperatur, da keine überschüssigen Stoffe vorhanden sind, die während der Reaktion zusätzlich erwärmt werden müssen. [Spa-08]

¹¹ Das Verhältnis zwischen der vom Kompressor benötigten und der von der Turbine abgegebenen Leistung beträgt auf Grundlage einer überschlägigen, idealisierten Berechnung ca. 1:3. Hierbei wurde vereinfacht von einem reversibel adiabaten Prozess unter Vernachlässigung etwaiger Wirkungsgrade ausgegangen. Basis waren außerdem Daten der Capstone C30 Turbine bei Nennlast. [Näf-06] [Spa-08]

Punkt 8: Die durch die Turbine bereitgestellte mechanische Energie treibt zum Großteil den Generator an. Da Turbine, Kompressor und Generator auf einer Welle liegen und somit mit der gleichen Geschwindigkeit drehen, erzeugt der Generator einen hochfrequenten Wechselstrom. Bei Vollast liegt seine Frequenz bei etwa 1.600 Hz. Dieser hochfrequente Wechselstrom wird durch die Leistungselektronik gleichgerichtet und anschließend wieder auf netzkonforme Größen wechselgerichtet. [Näf-06]

4.5 Teillastverhalten und Einfluss von Umgebungsbedingungen

Zur bedarfsabhängigen Energiebereitstellung mit Hilfe von MGT ist die Untersuchung des Teillastverhaltens unabdingbar. Bei MGT erfolgt die Regelung im Teillastbetrieb über die Variation der Drehzahl. Wird weniger elektrische Energie benötigt als im Vollastbetrieb zur Verfügung steht, lässt sich dieses durch die Drosselung der Drehzahl erreichen. Infolge einer verringerten Drehzahl sinkt der angesaugte Luftmassenstrom. Folglich wird das vom Kompressor erzeugte Druckverhältnis kleiner und es kommt zu einer Verringerung des Temperaturanstieges durch die Verdichtung. Analoges gilt für den Temperaturabfall in der Turbine. Der Brennstoffmassenstrom muss nun an die veränderten Bedingungen angepasst werden. Durch die Reduzierung der Turbineneintrittstemperatur steigt ebenfalls die Abgastemperatur am Rekuperator nicht weiter an. Demnach sinkt mit der Ausgangsleistung auch die Abgastemperatur. [Soa-07]

Der Teillastbetrieb wirkt sich auch auf den Gesamtwirkungsgrad aus. Für die betrachtete MGT fällt dieser von etwa 26 % unter Vollast auf 20 % bei einem Drittel der Nennleistung ab. Insbesondere im unteren Leistungsbereich kommt es zu einer deutlichen Verschlechterung des Wirkungsgrades. Abbildung 4.4 verdeutlicht diese Aussage. [Soa-07] [Cap-06]

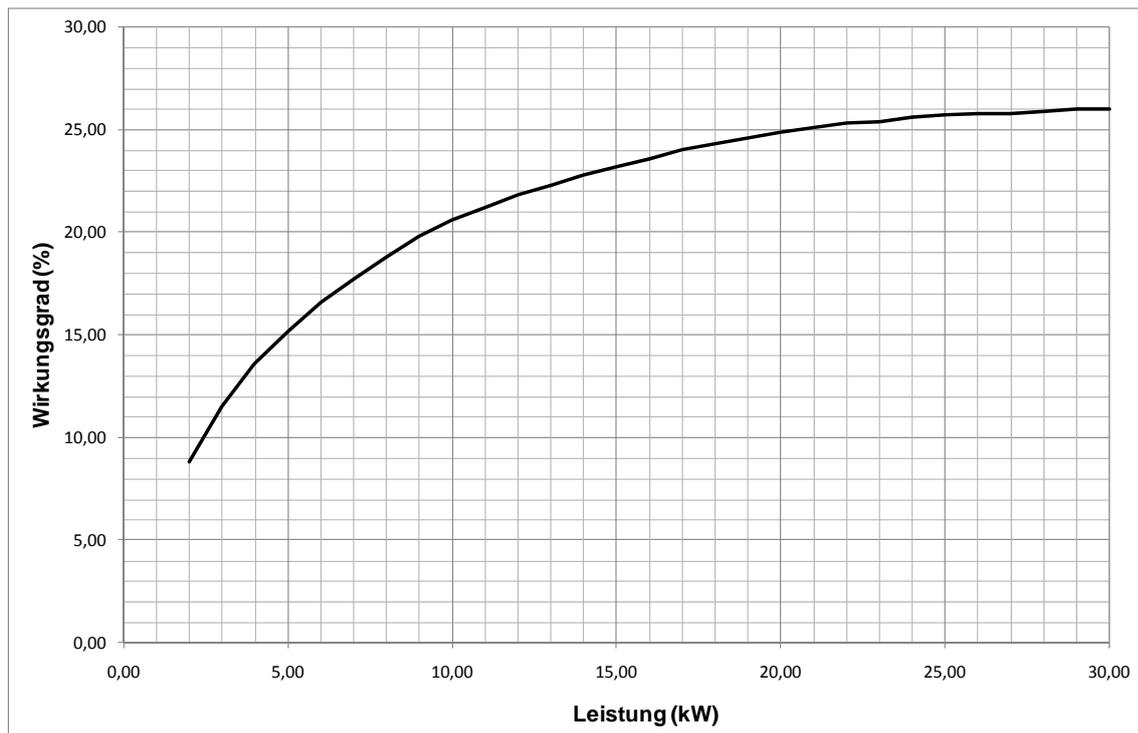


Abbildung 4.4: Wirkungsgrad der Capstone C30 MGT bei verschiedenen Leistungen

Der Teillastbereich von MGT beginnt bei Nulllast mit etwa 45.000 Umin^{-1} und endet im Volllastbetrieb bei etwa 96.000 Umin^{-1} . Bei Nulllast wird gerade soviel Brennstoff zugeführt, dass die Turbine nicht langsamer wird, aber auch keine Leistung abgibt. Abbildung 4.5 zeigt hierzu den nichtlinearen Zusammenhang zwischen der abgegebenen Leistung sowie der Geschwindigkeit der MGT. Insbesondere im unteren Leistungsbereich fällt die Geschwindigkeit der MGT stärker ab als im oberen. [Cap-06] [Con-09]

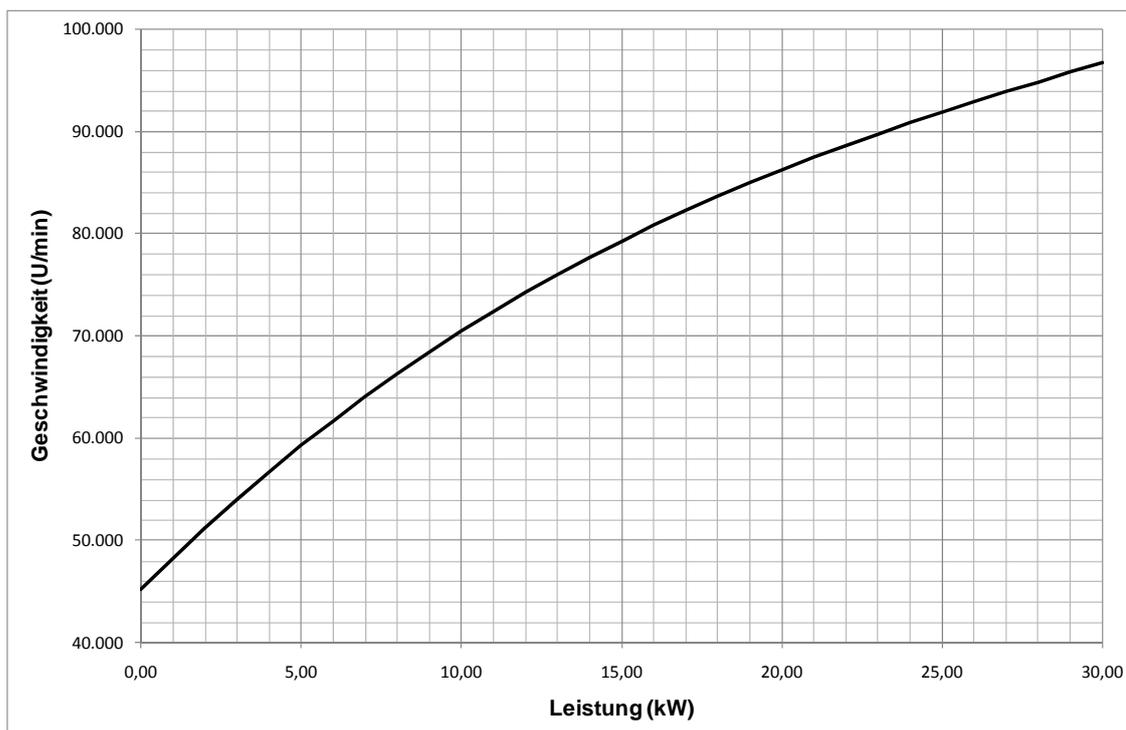


Abbildung 4.5: Geschwindigkeit der Capstone C30 MGT über der Leistung

Neben dem Teillastbetrieb wirken sich auch die Umgebungsbedingungen auf die Leistungsabgabe und den Wirkungsgrad der MGT aus. Wenn die Umgebungstemperatur den Wert von 20 °C übersteigt, fällt die Leistung der MGT. Dieses ist damit zu begründen, dass mit steigender Temperatur die Dichte der angesaugten Luft sinkt. [Con-04] [Soa-07]

Neben der abgegebenen Leistung ist auch der Wirkungsgrad der MGT von der Umgebungstemperatur abhängig. Da mit zunehmender Lufttemperatur der Energiebedarf des Kompressors für die Verdichtung steigt, verringert sich der Wirkungsgrad bei höheren Temperaturen bzw. steigt bei niedrigeren Temperaturen an. [Soa-07] [Cap-06]

4.6 Ansätze zur Simulation von Mikrogasturbinen

Der Simulation des Betriebsverhaltens von Gasturbinen können verschiedene Ansätze zu Grunde liegen. Alle Modelle unterliegen der Aufgabe, den die (Mikro-)Gasturbine charakterisierenden Joule-Prozess so realistisch wie möglich nachzubilden. Ebenso müssen bestimmte Parameter mit einfließen, um in der Simulation die Spezifikationen konkreter Gasturbinenmodelle mit zu berücksichtigen.

Zur Nachbildung des thermodynamischen Verhaltens von (Mikro-) Gasturbinen ist zunächst der auf grundlegenden mechanischen und thermodynamischen Gleichungen basierende *physikalische Ansatz* zu erwähnen.

Daneben liegt der Schwerpunkt anderer Modellierungsansätze nicht unbedingt auf einer genauen theoretischen Betrachtung der Funktionalität der einzelnen Komponenten, sondern vielmehr auf einer adäquaten Abbildung des Gesamtverhaltens, sowie der Regelung einer MGT. Nennenswert sind in diesem Zusammenhang die Modelle nach *W. I. Rowen* oder des *IEEE* (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Dadurch, dass die Simulation mit Hilfe von Zeitkonstanten und abstrakten Übertragungsgliedern der einzelnen Komponenten erfolgt, lässt sich die Simulation vereinfachen und kann den Anforderungen flexibel angepasst werden. Neben weiteren Ansätzen bieten sich für die Simulation der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Mikrogasturbinen insbesondere das physikalische, das Rowen- sowie das IEEE-Modell an. Diese drei Ansätze sollen im Folgenden vorgestellt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert werden. [Yee-08]

4.6.1 Physikalischer Modellansatz

Der zunächst naheliegendste Ansatz zur Modellierung und Simulation einer Mikrogasturbine, ist der eines physikalischen Modells auf Basis des Joule-Prozesses. Mit Hilfe der grundlegenden thermodynamischen und physikalischen Zusammenhänge und Gesetzmäßigkeiten sowie der thermodynamischen Stoffeigenschaften lassen sich die Wirkzusammenhänge der betrachteten Maschine beschreiben. [Yee-08]

Das mathematische Modell der Mikrogasturbine wird dabei durch Differentialgleichungen erster Ordnung sowie algebraische Gleichungen beschrieben. Um das Betriebsverhalten einer MGT zu modellieren, werden die einzelnen Komponenten zunächst separat mit einem physikalischen Modell beschrieben. Für Kompressor, Brennkammer, Turbine und Rekuperator müssen Bilanz- und Differentialgleichungen aufgestellt werden, mit deren Hilfe der Massen- sowie Energiefluss beschrieben werden kann. Die anschließende Verknüpfung der „Einzelmodelle“ erfolgt über Bilanzierungsgleichungen wie die der Massenerhaltung oder einer Enthalpiebilanz. Zur Beschreibung von Kompressor, Brennkammer, Turbine und Rekuperator mit den üblichen thermodynamischen Zustandsänderungsgleichungen sind jedoch genaue Kenntnisse über den Aufbau und das Verhalten dieser Komponenten unerlässlich. [Yee-08]
[Yee-08]

4.6.2 Modellansatz nach W. I. Rowen

Bei dem von W. I. Rowen 1983 erstmals vorgestellten Modell handelt es sich um eine vereinfachte mathematische Darstellung einer Gasturbine sowie deren Regelung. Ziel der Entwicklung war es, ein möglichst einfaches und flexibles Modell zur Simulation des Betriebsverhaltens unterschiedlicher Gasturbinen zu entwickeln. Dieser Modellansatz (Abbildung 4.8) wurde im Laufe der Zeit immer weiter modifiziert bzw. erweitert und stellt heutzutage die Ausgangsbasis vieler weiterer Gasturbinenmodelle dar. [Row-83]

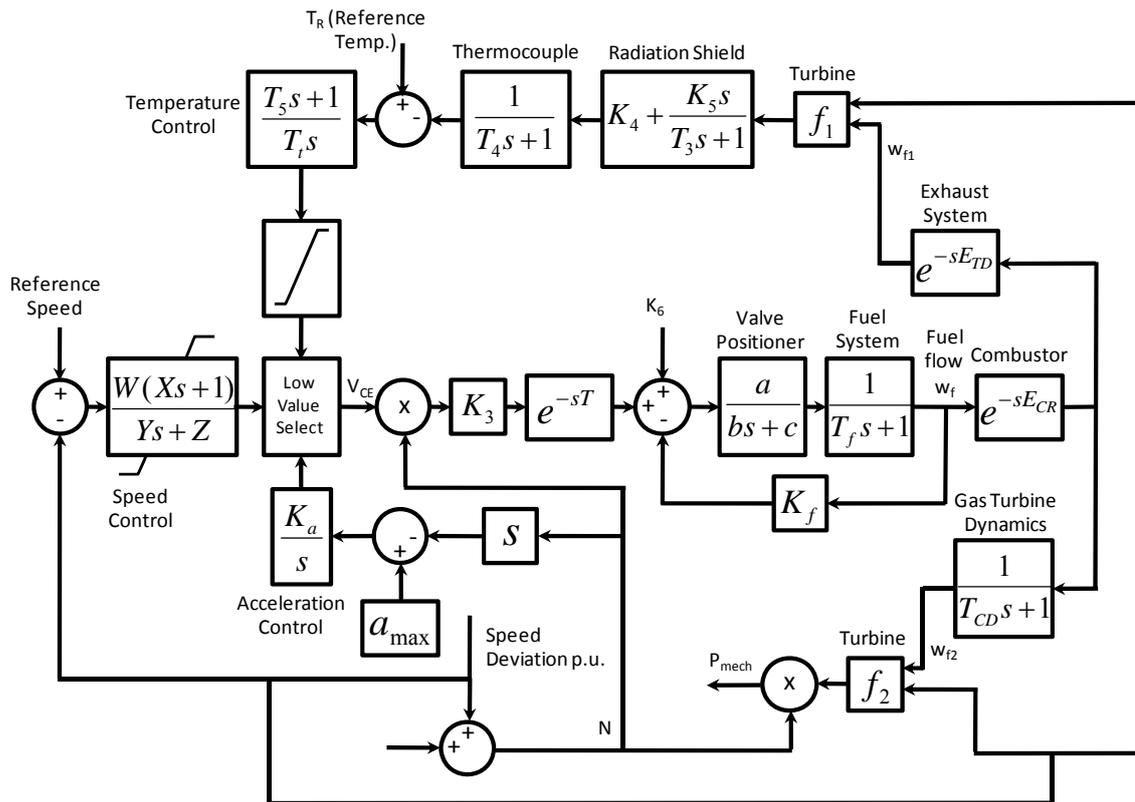


Abbildung 4.6: Rowen-Modell [Row-83] [Gud-05]

Die Regelung des Gasturbinenmodells basiert auf folgenden drei Regelkreisen [Row-83]:

- Geschwindigkeitsregelung
- Beschleunigungsregelung
- Temperaturregelung

Die aus den verschiedenen Regelkreisen resultierenden Regelgrößen münden in einen sogenannten „Least-Value-Select-Block“ oder „Least-Value-Gate“ (LVG), in dem die Ausgangswerte miteinander verglichen und das Signal mit dem kleinsten Wert ausgewählt wird. Nach einer anschließenden Überprüfung, ob sich dieses Signal innerhalb eines festgelegten Bereiches befindet, stellt das LVG das Eingangssignal des Kraftstoffsystems dar und repräsentiert somit die kleinste Menge an Treibstoff, die zum Betrieb der Turbine am gewünschten Betriebspunkt benötigt wird. [Gud-05] [Row-83]

Das dynamische Verhalten der Gasturbine wird mit Hilfe von linearen Funktionen sowie Verzögerungsgliedern simuliert. Die beiden wichtigsten Funktionen werden im Folgenden kurz vorgestellt. [Row-83]

Die erste Funktion (4.1) berechnet die Abgastemperatur aus dem Brennstofffluss sowie der Drehzahl bzw. Rotorgeschwindigkeit. [Gud-05]

$$f_1 = a_{f_1}(1 - w_{f_1}) - b_{f_1} \times N \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (4.1)$$

Mit Hilfe der zweiten Funktion (4.2) wird das Turbinendrehmoment aus dem Brennstofffluss sowie der Drehzahl bzw. Rotorgeschwindigkeit berechnet. [Gud-05]

$$f_2 = a_{f_2} + b_{f_2} w_{f_1} - c_{f_{12}} \times N \quad [Nm] \quad (4.2)$$

In beiden Formeln wird die Rotorgeschwindigkeit (N) sowie der Brennstofffluss (w_{f1}) berücksichtigt. Die Werte a_{f1} , a_{f2} , b_{f1} , b_{f2} und c_{f12} sind Koeffizienten und Konstanten. Diese werden so gewählt, dass bei einem Brennstoffstrom vom 1,0 p.u.¹² sowie einer Geschwindigkeit von 1,0 p.u. jeweils das Nenndrehmoment bzw. die Nennabgastemperatur berechnet werden kann.

Um die Zeitabhängigkeit der Temperaturmessung ausreichend realistisch beschreiben zu können, wird mit Hilfe eines Verzögerungsgliedes die Zeit für den Transport des Abgases durch die Turbine berücksichtigt. Auch die zeitliche Komponente des Verbrennungsprozesses in der Brennkammer wird mit einer einfachen Zeitkonstante beschrieben. Diese bildet die Zeit ab, die das Gas zum Durchströmen ausgehend vom Kompressor durch die Brennkammer hin zur Turbine benötigt. Die Durchflusszeit des Gases durch den Kompressor wird wiederum mit einem PT1-Glied beschrieben, welches eine Verstärkung von eins und eine entsprechend der Dynamik der Gasturbine gewählte Zeitkonstante aufweist. Die Verzögerungen eines möglichen Rekuperators werden durch die Brennkammer- und Abgas-Zeitkonstanten mit berücksichtigt.

4.6.3 Modellansatz nach IEEE

Der im Folgenden vorgestellte Modellierungsansatz einer Gasturbine basiert auf den Ergebnissen der Arbeitsgruppe „Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies“ des „Institute of Electrical and Electronics Engineers“ (IEEE). Diese Arbeitsgruppe beschäftigte sich zunächst allgemein mit der Modellierung von Kraftmaschinen und Energieversorgungssystemen. Es entstand ein Gesamtmodell, bei welchem es sich um eine Kombination aus Gas- und Dampfturbine handelt. Die in den Abgasen der Gasturbine enthaltene Energie wird dabei mittels einer Dampfturbine genutzt, wodurch der Gesamtwirkungsgrad erheblich gesteigert werden kann. Im Rahmen dieser Arbeit findet jedoch lediglich der Anteil Beachtung, welcher auf die Gasturbine entfällt. [IEE-94]

Das Gasturbinenmodell des IEEE lässt sich in zwei Untermodelle gliedern. Der eine Teil bezieht sich auf die Nachbildung der Regelungsstruktur und der andere auf die Simulation des thermodynamischen Verhaltens.

¹²Um eine von der Maschinengröße unabhängige Aussage machen zu können, werden maßgebliche Parameter für das Betriebsverhalten meist in % angegeben. Werden die prozentualen Größen miteinander multipliziert, kann es zu Problemen kommen. Daher verwendet man Relativgrößen bzw. pu-Größen (engl. per unit). Zur Umrechnung physikalischer Größen in Relativgrößen bezieht man die betrachtete Größe auf ihre zugehörige Referenzgröße. [Sch-06a]

Die Modellierung der Regelungsstruktur ähnelt der des Rowen-Modells. Auch beim IEEE-Modell gibt es eine Geschwindigkeits- bzw. Lastregelung sowie eine Temperaturregelung. Abweichend von Rowen erfolgt jedoch die Regelung im Teillastbetrieb über die Beschränkung des Luftmassenstroms und nicht durch Regelung der Betriebsdrehzahl. Die Reduzierung des angesaugten Luftmassenstroms erfolgt in modernen Gasturbinen mit Hilfe von variabel einstellbaren Leitträdern. [IEE-94] [Yee-08]

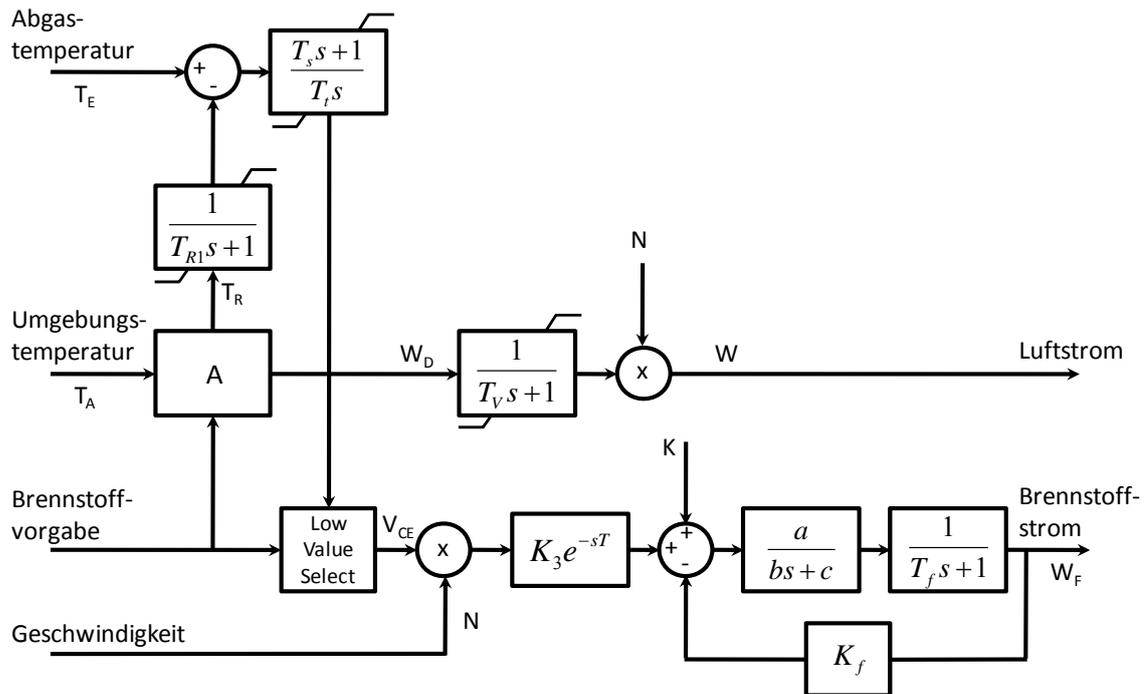


Abbildung 4.7: Regelungstechnischer Teil des IEEE-Modells [IEE-94]

In Abbildung 4.7 ist die Regelungsstruktur des IEEE-Modells dargestellt. Wie man erkennt, erfolgt, in Anlehnung an das Rowen-Modell, auch hier eine Beschränkung des Brennstoffflusses durch den Temperaturregler. Ebenso vergleicht ein Least-Value-Select-Block den aktuellen Brennstoffbedarf mit dem Regelwert des Temperaturreglers und wählt den niedrigsten Regelwert für den aktuellen Arbeitspunkt aus. In Abhängigkeit von der Verbrennungstemperatur, der Umgebungstemperatur, des Wirkungsgrades des Kompressors sowie dessen Druckverhältnis erfolgt die Berechnung und Regelung des in die Turbine einströmenden Luftmassenstroms mit Hilfe einer nichtlinearen Gleichung. Somit stehen die Ausgangsgrößen des Regelsystems (der benötigte Brennstoff- und Luftmassenstrom) für den angestrebten Arbeitspunkt fest. [IEE-94] [Yee-08]

Im thermodynamischen Teil des IEEE-Modells werden die mechanische Leistung sowie die Abgastemperatur der Turbine berechnet. Diese Berechnung erfolgt auf Basis hergeleiteter Gleichungen für die isentropen Wirkungsgrade von Turbine und Kompressor. Der Prozess wird dafür zunächst als reversibel adiabat betrachtet. Mit Hilfe der genannten Wirkungsgrade kann dann eine Näherung an den realen Prozess stattfinden. In Abbildung 4.8 ist das Blockschaltbild

zur Berechnung der mechanischen Leistung und der Abgastemperatur dargestellt. [IEE-94] [Yee-08]

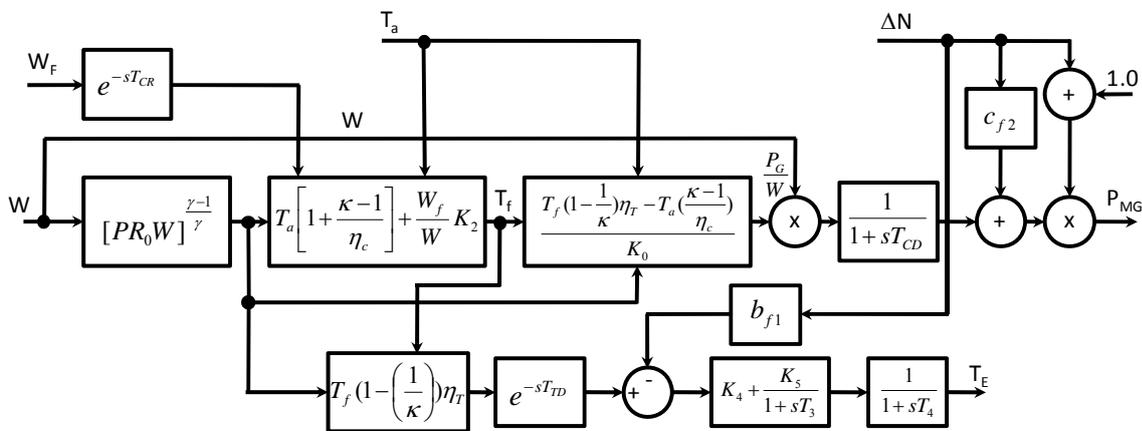


Abbildung 4.8: Thermodynamischer Teil des IEEE-Modells zur Simulation einer Gasturbine [IEE-94]

4.6.4 Analyse der Modellansätze

Für die Simulation des dynamischen Verhaltens einer Mikrogasturbine bringen die vorgestellten Modellansätze unterschiedliche Vor- und Nachteile mit sich.

Die präziseste Simulation des Betriebsverhaltens von Mikrogasturbinen erlaubt sicherlich das physikalische Modell. Liegen die entsprechenden, die Turbine charakterisierenden Daten vor, lassen sich alle relevanten Informationen des thermodynamischen Prozesses berechnen. Diese Informationen erlauben dann eine exakte Simulation u. a. des Teillastverhaltens oder auch der instationären Vorgänge während des Betriebs einer MGT. Hinsichtlich der benötigten Daten macht sich jedoch auch der entscheidende Nachteil des physikalischen Modellansatzes bemerkbar. Ohne die Verfügbarkeit der charakterisierenden Daten der zu simulierenden MGT ist ein physikalischer Modellansatz unmöglich. Er kommt somit nur in Betracht, wenn die erforderlichen Daten vorliegen. Jedoch halten die Hersteller von MGT diese spezifischen Daten aus wirtschaftlichen oder unternehmenspolitischen Gründen verständlicherweise unter Verschluss. Aus diesem Grund wird dieser Ansatz im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt. [Yee-08]

Um auch ohne die Herstellerdaten zu verlässlichen Simulationsergebnissen zu gelangen, lag der Grundgedanke des IEEE-Modells auf einer Simulation von Gasturbinen mit gut erreichbaren Informationen und Parametern, welche in der Regel öffentlich oder in Fachartikeln und Büchern zur Verfügung stehen bzw. vom Hersteller zu wissenschaftlichen Zwecken herausgegeben werden. Um diesem Anspruch gerecht zu werden, mussten jedoch relativ komplizierte Gleichungen hergeleitet werden, die sich nicht ohne zusätzliche Angaben nachvollziehen und auf MGT übertragen lassen. Zudem basierte die Regelung des IEEE-Modells im Teillastbetrieb auf einer Beschränkung des Luftmassenstroms. Eine solche Regelung findet zwar in großen Gasturbinen Anwendung, kommt für MGT jedoch nicht in Betracht. [Yee-08] [IEE-94]

Ein schon sehr lange anerkanntes und vielfach getestetes Modell zur Simulation des Betriebsverhaltens von Gasturbinen ist das Rowen-Modell. Auch wenn dieses zunächst für Heavy-Duty-Gasturbinen entwickelt wurde, existieren in der einschlägigen Literatur bereits Ansätze zur Anwendung dieses Modells auf Mikrogasturbinen. Der Vorteil des Rowen-Modells zeigt sich dadurch, dass im Gegensatz zu einem physikalisch-thermodynamischen Ansatz nahezu komplett auf die Verwendung von thermodynamischen Gleichungen und Bilanzen verzichtet werden kann. Nachteilig wirkt sich dieses jedoch auf die Simulationsergebnisse aus, die zunächst nicht unbedingt sehr präzise oder realistisch sein müssen. Um trotzdem verlässliche Simulationsergebnisse zu erzielen ist eine genaue Abstimmung der Parameter sowie der Regelung unumgänglich. Als unerlässlich stellt sich dafür der Vergleich mit entsprechenden Messdaten heraus. [Yee-08] [Row-83]

Für die Entwicklung und Validierung eines Modells zur Simulation des Betriebsverhaltens einer Mikrogasturbine auf Basis des Ansatzes nach Rowen stehen im Rahmen dieser Arbeit völlig ausreichende Parameter und Messdaten zur Verfügung. Mit Hilfe dieser Daten lassen sich die beiden linearen Gleichungen, die zur Berechnung des Drehmoments und der Abgastemperatur dienen und damit den „Kern“ des Rowen-Modells darstellen, entsprechend anpassen bzw. validieren.

Aufgrund der oben aufgeführten Erläuterungen erfolgt die Modellierung der MGT auf Basis des Modellansatzes nach Rowen. Für die im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchende Fragestellung bietet dieser Modellansatz den bestmöglichen Nutzen und führt zu hinreichenden Ergebnissen.

4.6.5 Grundlagen des MGT-Modells

In Anlehnung an den Ansatz nach Rowen besteht das Modell der Mikrogasturbine aus mehreren Teilmodellen, einem zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens, einem für das Brennstoffsystem und einem für die Regelung. Die Ansätze nach Rowen wurden um ein vereinfachtes Modell eines Permanentmagnetgenerators erweitert. Des Weiteren enthält das Modell dieser Arbeit eine globale Regelung, mit der Daten zur Geschwindigkeit im Teillastbetrieb errechnet werden und zudem für ein angepasstes Verhalten der einzelnen Komponenten beim Anfahren und Stoppen der Gasturbine gesorgt wird. [Row-83] [Gud-05] [Gao-06]

Ein Großteil der Werte dieses Modells werden im Per-Unit-System angegeben, wobei eine 1,0 p.u. hier 100 % des Nennwertes entspricht, eine 0,5 p.u. 50 % des Nennwertes usw. Die Ausgangsleistung wird in kW abgegeben und das mechanische und elektrische Drehmoment in Nm.

Die Grundstruktur des verwendeten Modells ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Als Eingangswert fungiert die Soll-Leistung. Die sich in Abhängigkeit der vorgegebenen Last und des Betriebszustandes der Mikrogasturbine dynamisch einstellende elektrische Leistung stellt die Ausgangsgröße des MGT-Modells dar.

4.6.5.1 Dynamisches Verhalten

Die Modellierung des (vereinfachten) dynamischen Verhaltens einer Mikrogasturbine basiert in diesem Modell auf einer linearen Funktion sowie zweier Kennlinien (siehe Abbildung 4.10). Mit Hilfe von Performance-Daten sowie zusätzlichen Messdaten einer Capstone C30 Mikrogasturbine lässt sich aus einem gegebenen Brennstoffmassenstrom die zugehörige Abgastemperatur und das an der Welle anliegende mechanische Drehmoment berechnen. Diesbezüglich kann der aktuell von der Regelung vorgegebene Brennstofffluss (w_f) als wichtigste Eingangsgröße des MGT-Blocks gesehen werden. [Gao-06] [Row-83] [Cap-06] [Ins-09]

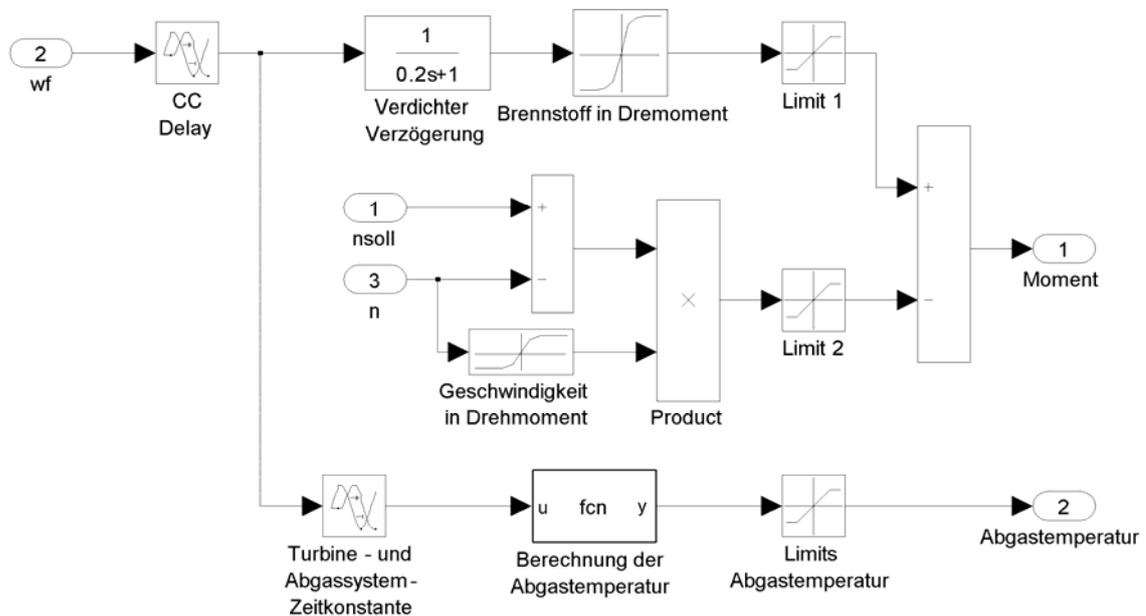


Abbildung 4.10: Dynamisches Verhalten der MGT im Modell

Die Zeit, die das Gas zum Durchströmen von Brennkammer (CC-Delay), Rekuperator und Turbine bzw. Abgassystem benötigt, findet, ebenso wie die Zeit für die Verdichtung im Kompressor, anhand von Verzögerungs-Zeitkonstanten Berücksichtigung. [Row-83] [Gao-06]

Im Rowen-Modell wird das mechanische Turbinendrehmoment in Abhängigkeit von Brennstofffluss und Geschwindigkeit durch die lineare Funktion (4.2) bestimmt. Betrachtet man jedoch die Performance-Daten der MGT-Hersteller sowie die Geschwindigkeits-Messdaten (siehe Anhang), lässt sich nicht auf einen linearen Verlauf des mechanischen Drehmoments aufgetragen über den Brennstoffstrom schließen. Aus diesem Grund wird in diesem MGT-Modell der Verlauf des Drehmoments in Abhängigkeit vom Brennstoffmassenstrom als nichtlineare Kennlinie implementiert. [Row-83] [Gao-06] [Cap-06] [Ins-09]

Des Weiteren wird ein zusätzliches Drehmoment berechnet, welches sich beim Lastwechsel aufgrund der Differenz zwischen der aktuellen Rotor-Geschwindigkeit und der Soll-Geschwindigkeit ergibt. Abbildung 4.10 zeigt die Konfiguration, welche die aktuelle Geschwindigkeit mitberücksichtigt und somit die Empfindlichkeit gegenüber starken

Regelwertschwankungen während auftretender Lastwechsel deutlich mindert. Ebenso lassen sich plötzliche und sehr starke Schwankungen vermeiden und man erhält durch diese Korrektur einen wesentlich realistischeren Verlauf des Drehmoments während auftretender Lastwechsel.

Nach [Cap-06] ergibt sich ein nahezu linearer Verlauf für die Abgastemperatur über dem Brennstofffluss. Aus diesem Grund wird die Temperatur des Abgasmassenstroms in Abhängigkeit vom aktuellen Brennstoffmassenstrom mit Hilfe der linearen Funktion

$$f_3 = 100,9w_f + 176,9 \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (4.3)$$

berechnet.

4.6.5.2 Brennstoffsystem

Das von der Regelung gelieferte Brennstoffsignal VCE¹³ entspricht direkt der Turbinenleistung (in p.u.) und stellt das Eingangssignal des Brennstoffsystems dar (vgl. Abbildung 4.11). Der Systemaufbau stellt sicher, dass auch im Teillastbetrieb der zur geforderten Geschwindigkeit und Leistung benötigte Regelwert berechnet und damit der entsprechende Brennstoff zusätzlich zum Mindestbrennstoff eingespritzt wird. Folglich schwankt der Regelwert im stationären Betrieb im Bereich von 0 bis 1 und entspricht direkt der von der Turbine geforderten Ausgangsleistung in p.u. [Row-83] [Gao-06] [Gud-05]

Das Brennstoffsystem unterteilt sich in die beiden mechanischen Komponenten Ventilsteller und Aktor. Damit der geforderte Brennstoffstrom fließen kann, regelt der Ventilsteller auf Basis seines Eingangswertes die Position des Aktors¹⁴. Somit ergibt sich als Ausgangswert des Brennstoffsystems letztendlich der der MGT zugeführte Brennstofffluss w_f . Das Verhalten dieser beiden Komponenten wird jeweils mit Hilfe eines PT1-Gliedes simuliert. [Row-83] [Gao-06]

¹³ Die Bezeichnung VCE wurde geprägt durch die ursprüngliche Veröffentlichung des zugrunde liegenden Modells durch Rowen und wird in der einschlägigen Fachliteratur noch heute verwendet. Ursprünglich stammt die Bezeichnung von Gasturbinen der Firma General Electrics, welche eine Instrumententafel der Firma SpeedtronicTM besitzen. Diese stellt unter anderem das Signal VCE dar. Die Abkürzung steht für „Variable Control Voltage“ was gleichbedeutend ist mit „Variable Control Electromotive Force“, eine variable Regelspannung. [Pon-06]

¹⁴ Erläutert am Beispiel eines Magnetventils, stellt der Magnet den Ventilsteller und die federgelagerte Ventilklappe den Aktor dar. Der Ventilsteller reagiert sehr schnell auf Regelwertänderungen, während der Aktor zur Umsetzung deutlich länger benötigt.

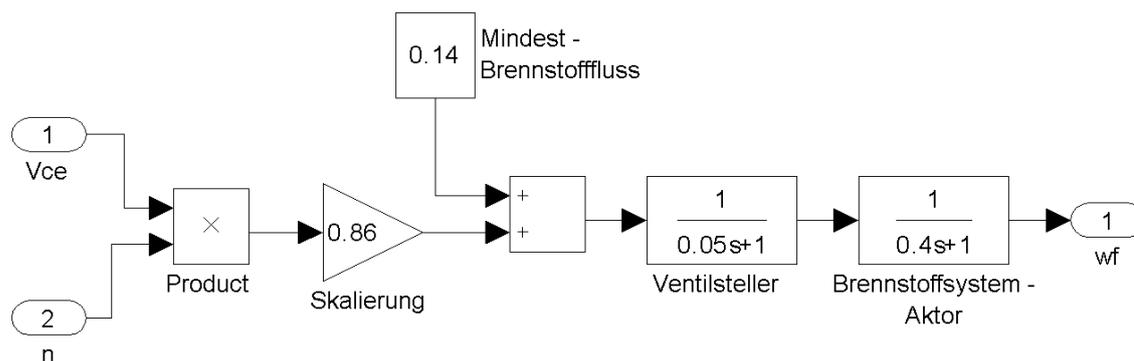


Abbildung 4.11: Brennstoffsystem der MGT im Modell

4.6.5.3 Regelung

Die Regelung der MGT erfolgt „indirekt“ über die Last. Die Last entspricht einem bestimmten Drehmoment bei einer festgelegten Geschwindigkeit. Um nun die Geschwindigkeit bzw. die Beschleunigung zu berechnen, wird das elektrische Drehmoment dem mechanischen Moment gegenübergestellt. Dieses geschieht mit Hilfe der Differentialgleichung (4.4), welche das Momentengleichgewicht zur Berechnung der Rotor-Geschwindigkeit beschreibt. Reibungsverluste werden an dieser Stelle aufgrund der Luftlagerung vernachlässigt. [Gao-06]

$$\frac{dw}{dt} = \frac{1}{J} (T_{mech} - T_{el}) \quad (4.4)$$

Im Nulllastbetrieb ist ein bestimmter Mindestbrennstofffluss notwendig, um die Turbine auf einer konstanten Geschwindigkeit von etwa 45.000 Umin^{-1} zu halten. Es wird jedoch kein Drehmoment erzeugt. Ohne die kontinuierliche Befuerung würde die MGT aufgrund von Strömungs- und Reibungsverlusten schnell zum Stillstand kommen. Der Mindestbrennstofffluss bei Nulllast beträgt etwa 14 % des Brennstoffstromes, der bei Vollast zur Erzeugung des maximalen Drehmoments nötig wäre. Aufgrund der durch die Luftlager sehr reibungsarmen Lagerung der MGT werden in dem Modell die Reibmomente oder andere, durch mechanische Komponenten verursachte Verlustgrößen vernachlässigt. [Row-83] [Gao-06] [Cap-06] [Näf-06]

Das maximal erzeugbare Drehmoment der MGT ist abhängig von der Drehzahl. Im Vollastbetrieb kann diese bis auf etwa 96.000 Umin^{-1} ansteigen.

4.6.5.4 Geschwindigkeitsregler

Dem Geschwindigkeitsregler unterliegt insbesondere die Aufgabe, die Soll-Geschwindigkeit zu erreichen. Die Soll-Geschwindigkeit ergibt sich wiederum aus dem zu erzeugenden Drehmoment bzw. der bereitzustellenden Leistung. Die Geschwindigkeit muss somit kontinuierlich an die an den Generator angelegte Last angepasst werden. Als Eingangsgröße für die Geschwindigkeitsregelung fungiert die Differenz zwischen der dem angestrebten Arbeitspunkt entsprechenden Soll-Geschwindigkeit und der aktuellen Geschwindigkeit. [Row-83] [Gao-06]

Das von der MGT erzeugte Drehmoment hängt zum einen von der aktuellen Geschwindigkeit und zum anderen von dem eingespritzten Brennstofffluss ab. Geht man nun davon aus, dass die aktuelle Geschwindigkeit mit der Soll-Geschwindigkeit übereinstimmt, so kann das gewünschte Drehmoment und dementsprechend die geforderte Leistung über die Steuerung des Brennstoffflusses bereitgestellt werden. Das Einstellen eines bestimmten Brennstoffstromes unter Berücksichtigung der für den gewünschten Arbeitspunkt benötigten Geschwindigkeit stellt somit das Hauptaugenmerk dieser Regelung dar. Die Abbildung 4.12 zeigt den im MGT-Modell verwendeten Geschwindigkeitsregler, welcher vorzugsweise Verwendung für die Regelung der MGT im Teillastbetrieb findet.

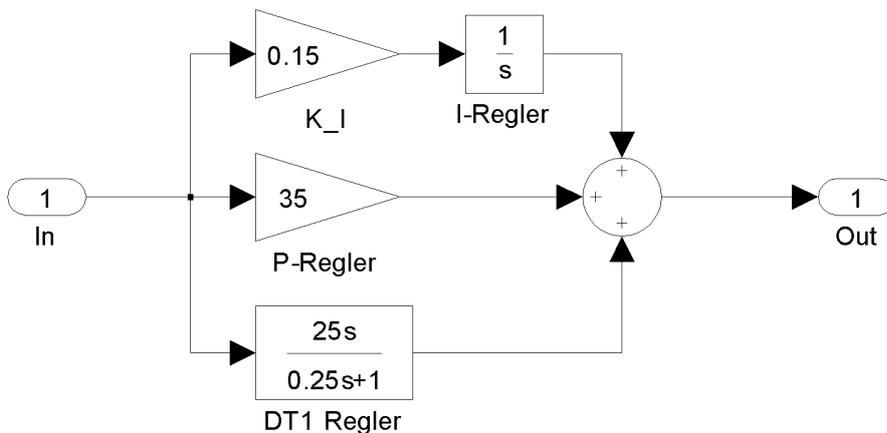


Abbildung 4.12: PIDT1 Geschwindigkeitsregler

4.6.5.5 Temperaturregler

Der Temperaturregler hat sicherzustellen, dass eine vorgegebene, maximale Abgastemperatur nicht überschritten wird. Kommt es doch einmal zu einer Überschreitung der Nennabgastemperatur, so begrenzt der Temperaturregler, um eine weitere Erhöhung zu vermeiden, zunächst den Brennstoffmassenstrom. Anschließend wird die Turbinenleistung soweit heruntergeregelt, bis die Abgastemperatur den Nennwert nicht mehr überschreitet. [Row-83] [Gao-06] [Gud-05]

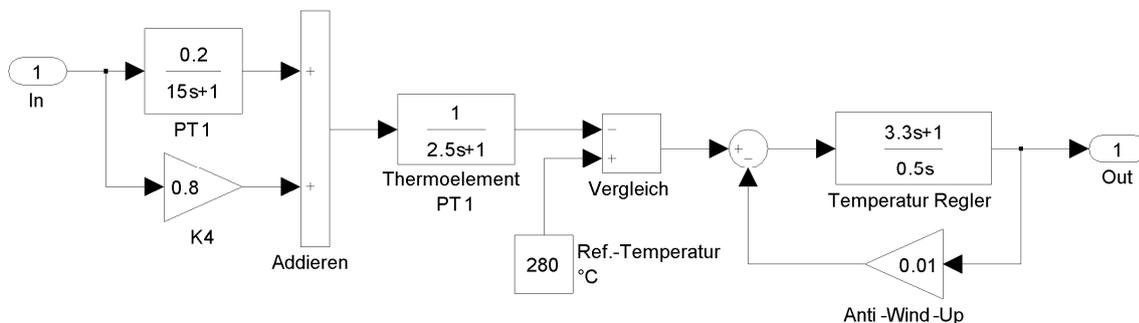


Abbildung 4.13: Temperaturregler

Abbildung 4.13 zeigt den Aufbau des Temperaturreglers. Als Eingangsgröße dient die aktuelle Abgastemperatur. In der Realität ergibt sich die aktuelle Abgastemperatur aus den gemittelten Messdaten mehrerer Thermoelemente, welche, geschützt durch Strahlungsschilde, an verschiedenen Stellen im Abgasstrom angeordnet sind. In diesem Modell werden die Strahlungsschilde durch ein PT1-Glied sowie eine konstante Verstärkung modelliert. Die Thermoelemente finden ebenfalls in einem PT1-Glied Berücksichtigung. [Row-83] [Gao-06]

4.6.5.6 Beschleunigungsregler

Der Beschleunigungsregler findet seine Berechtigung vor allem während Beschleunigungs- und Bremsphasen der MGT und beschränkt die Beschleunigung der Rotor-Welle auf einen maximal zulässigen Wert.

Die aktuelle Rotor-Geschwindigkeit stellt den Eingangswert des Reglers dar (vgl. Abbildung 4.14). Um nun die benötigte, aktuelle Beschleunigung zu erhalten, wird der Eingangswert differenziert. Anschließend wird, ähnlich wie beim Temperaturregler, die aktuelle Beschleunigung mit einem für die Beschleunigung vorgegebenen Maximalwert verglichen. Übersteigt die aktuelle Beschleunigung den vorgegebenen Maximalwert, resultiert hieraus ein negativer Eingangswert für den Beschleunigungsregler. Folglich beginnt dessen Regelwert zu sinken. Sobald der Regelwert kleiner wird als die Werte der Geschwindigkeits- und Temperaturregelung, übernimmt der Beschleunigungsregler die Kontrolle über die MGT und begrenzt den Brennstoffmassenstrom soweit, bis die Beschleunigung unterhalb des zulässigen Wertes gesunken ist. In diesem MGT-Modell ist der Beschleunigungsregler als PD-Regler implementiert. Ebenso wurde beim Beschleunigungsregler eine zusätzliche Anti-Windup-Schleife¹⁵ implementiert. [Row-83] [Gao-06] [Gud-05]

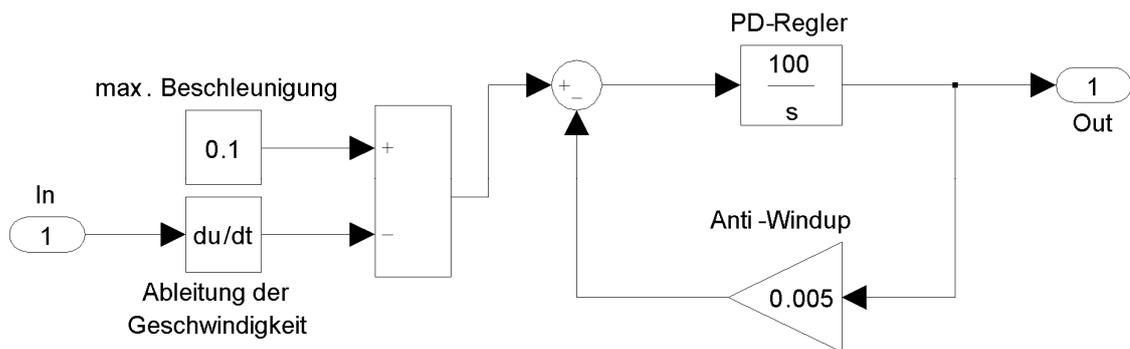


Abbildung 4.14: Beschleunigungsregler

4.6.5.7 Ausgangsleistung

In dem MGT-Modell wird die Ausgangsleistung der MGT mit Hilfe der beiden Größen elektrisches Drehmoment am Generator sowie Turbinen-Drehzahl berechnet (vgl.

¹⁵Anti-Windup-Schleife: Sorgt dafür, dass der Regler während längerer Phasen der Inaktivität nicht zu hoch aufintegriert. Die Reaktionszeit des Reglers nach langer Inaktivität wird dadurch verringert und ein wesentlich schnelleres Eingreifen im Fall eines Zugriffs gewährleistet.

Abbildung 4.15). Die Geschwindigkeit muss dazu zunächst in die Winkelgeschwindigkeit umgerechnet werden. Durch die anschließende Multiplikation mit dem Drehmoment erhält man die Leistung in Watt. [Cap-06]

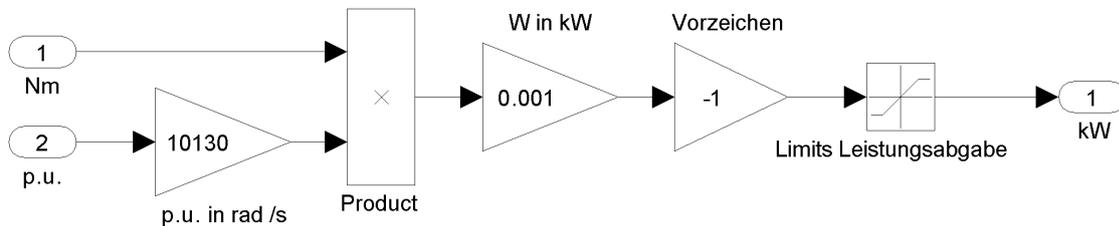


Abbildung 4.15: Ausgangsleistungsberechnung im Modell

4.6.5.8 Generator

Um während der Betriebsphase und vor allem während kurzfristiger Lastwechsel ein weitestgehend realistisches Betriebsverhalten des Generators simulieren zu können, wurde in dem MGT-Modell der Generator als PT1-Glied implementiert (vgl. Abbildung 4.16). Insbesondere die angemessene Dimensionierung der Zeitkonstante des PT1-Gliedes hat hierauf einen großen Einfluss.

Durch das PT1-Glied wird das vom Generator geforderte Lastmoment nicht sprunghaft, sondern innerhalb eines bestimmten Zeitraums zugeschaltet. Somit steht der Regelung der MGT genügend Zeit zur Verfügung um die Welle ausreichend zu beschleunigen und um das geforderte Drehmoment bereitzustellen. Eine sprunghafte Lastmomentaufschaltung würde innerhalb weniger Sekunden zu einem Stillstand der Turbine führen.

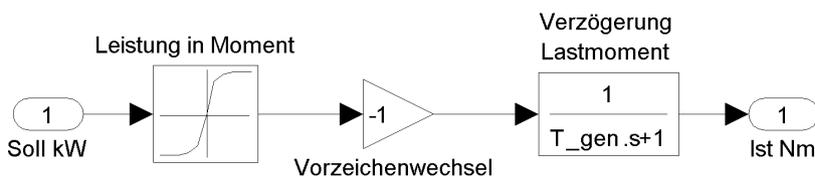


Abbildung 4.16: Vereinfachter Generator im Modell

4.6.5.9 Anfahrverhalten und Regelung der Betriebsphasen

Um die Betriebszustände der Start- und Stopp-Prozeduren im MGT-Modell mit zu berücksichtigen, wurde eine globale Betriebsphasen-Regelung zur adäquaten Steuerung der entsprechenden Komponenten während der verschiedenen Betriebsphasen implementiert.

Anhand von Messdaten konnten die folgenden vier Betriebszustände kategorisiert und in die aufgeführten Teilschritte differenziert werden:

Aus - Wartezustand: Die Mikrogasturbine ist komplett abgeschaltet und wartet auf eine Lastanforderung.

Starten: Der MGT liegt eine Lastanforderung vor. Sie befindet sich nun innerhalb der Start-Prozedur.

Anfahrphase. Die MGT wird aufgrund einer Lastanforderung gestartet und innerhalb kürzester Zeit auf etwa 25.000 Umin^{-1} beschleunigt.

Stabilisierungsphase. Zur Stabilisierung der Geschwindigkeit auf 25.000 Umin^{-1} erfolgt eine kurze Wartezeit. Anschließend erfolgt die Zündung der MGT.

Beschleunigungsphase. Die MGT wird auf die Nulllast-Geschwindigkeit von 45.000 Umin^{-1} beschleunigt.

Aufwärmphase. Um Schäden an der MGT vorzubeugen, benötigt die MGT etwas Zeit, um alle Komponenten vor dem regulären Betrieb entsprechend aufzuheizen.

An - Betriebsphase: Die MGT befindet sich in der Betriebsphase und liefert die von ihr geforderte Leistung solange, bis diese auf Null sinkt.

Stoppen: Die Lastanforderung ist auf Null gesunken. Die MGT durchläuft zunächst die Abschaltprozedur und kommt schließlich komplett zum Stillstand. [Con-09]

Bremsphase. Die MGT wird von der vom regulären Betrieb abhängigen Drehzahl zunächst auf die Nulllast-Geschwindigkeit von 45.000 Umin^{-1} abgebremst.

Abkühlphase. Um Schäden an der MGT zu vermeiden, muss sie vor einem endgültigen Abbremsen ausreichend abgekühlt werden.

Haltephase. Die MGT wird bis zum Stillstand abgebremst. [Con-09]

In der in Abbildung 4.9 bereits vorgestellten Grundstruktur des MGT-Modells sind die zusätzlichen Elemente der Phasenregelung rot gekennzeichnet.

4.6.6 Modellparameter, Modellvalidierung, Plausibilität

In Rahmen dieses Kapitels wird auf die Ermittlung und Validierung der im Modell verwendeten Parameter, Konstanten sowie Funktionen eingegangen. Es werden insbesondere die Werte hervorgehoben, die eine besondere Bedeutung für das dynamische Verhalten der MGT haben. Des Weiteren erfolgt eine Überprüfung der Simulationsergebnisse hinsichtlich ihrer Plausibilität sowie ein Vergleich dieser mit realen Messdaten.

4.6.6.1 Parameter der Regelung

Die für die Regelung benötigten Parameter wurden auf Basis vorliegender Messdaten für verschiedene Leistungssprünge sowie anhand von Literaturangaben ermittelt. Im MGT-Modell wurde zunächst das generelle Regelverhalten mit Hilfe von Daten für große Leistungsanstiege von Null- auf Volllast bzw. andersherum eingestellt. Anschließend erfolgt eine immer feinere Justierung der Regelparameter durch kleiner gewählte Schrittweiten. Die zuletzt gewählten

5-kW-Schritte bildeten, bezogen auf die späteren Anwendungen, eine völlig ausreichende Einstellung der Parameter.

Geschwindigkeitsregler

Zur Realisierung einer möglichst praxisnahen Simulation bildet der Geschwindigkeitsregler eine der wichtigsten Funktionen ab. Auf Basis von gemessenen Leistungsanstiegen einer MGT von Null- auf Volllast (und zurück) erfolgte die Dimensionierung der Regelparameter des Geschwindigkeitsreglers.

Die Auswertung der Messwerte machte deutlich, dass sich sowohl die Rotorgeschwindigkeit als auch die Ausgangsleistung der Turbine von „unten“ an den geforderten Wert annäherten. Ein ausgeprägtes Über- oder Unterschwingen war nicht erkennbar. Daher wurde die Verstärkung des I-Anteils des Reglers auf einen relativ kleinen Wert eingestellt, wodurch zwar ein schneller Anstieg und eine gute Annäherung an den Endwert erreicht wird, es jedoch nicht zu großen Überschwingern bei der Ausgangsleistung kommt.

Durch eine angemessene Dimensionierung des P-Anteils des Verstärkungsfaktors konnte die Anstiegszeit so weit verkürzt werden, bis die vorliegenden Messdaten zu den Einschwingzeiten recht präzise eingehalten werden konnten.

Da der D-Anteil des Reglers nur eine geringe Auswirkung auf das Gesamtregelverhalten hat, erfolgte die Parameterauslegung mit dem Ziel, lediglich kleine Überschwinger sowie ein schnelleres Einschwingen der Regelung hinsichtlich des Endwertes zu erreichen.

Die Wahl der Generatorzeitkonstanten T_{Gen} erzielte eine Einschwingzeit, die durchweg bis auf lediglich wenige Sekunden neben den gemessenen Werten lag.

Primär wurde das Regelverhalten auf Volllast-Sprünge optimiert. Daraus folgert zunächst eine geringere Genauigkeit im Teillastbetrieb. Um diesem entgegenzuwirken, wurde für Simulationen im Teillastbereich eine größere Integrator-Zeitkonstante K_I gewählt.

Temperaturregler

Eine Überprüfung der Parameter des Temperaturreglers kann nicht vollständig durchgeführt werden, da einige der benötigten Daten herstellerspezifisch sind und hinsichtlich der Marktpositionierung dieser Hersteller natürlich nicht frei verfügbar sind. So liegen beispielsweise keine Daten zur Anordnung der Temperatursensoren und zu ihren Eigenschaften vor. Weitere Parameter des Temperaturreglers, beispielsweise die das Strahlungsschild charakterisierenden Verstärkungsfaktoren sowie Zeitkonstanten, konnten der Literatur entnommen werden. Aufgrund des geringen Einflusses der Parameter des Temperaturreglers auf das Simulationsergebnis des MGT-Modells ist eine exakte Validierung der Daten im Rahmen der geforderten Genauigkeit jedoch nicht zwingend erforderlich. Anhand der Performance-Daten der Capstone C30 Mikrogasturbine konnte die Referenztemperatur festgelegt werden. Des Weiteren wurde dem Temperaturregler eine Anti-Windup-Schleife zur Verringerung der Reaktionszeit des Temperaturreglers nach langer Inaktivität hinzugefügt.

Beschleunigungsregler

Der Beschleunigungsregler soll die Beschleunigung der MGT auf einen maximal zulässigen Wert begrenzen. In der Praxis sorgt er dafür, dass die Turbine beim Anfahren keiner zu großen Beschleunigung ausgesetzt wird. Zudem bremst der Beschleunigungsregler die Turbine bei einer plötzlich auftretenden Beschleunigung infolge einer Abtrennung der Turbine vom Generator ab.

In dem für das MGT-Modell zugrunde liegende Modell nach Rowen fanden insbesondere große Gasturbinen Betrachtung. Da die MGT verglichen mit großen Gasturbinen aufgrund ihrer kompakten, leichten Bauweise eine sehr viel größere positive wie auch negative Beschleunigung beim Starten und Abbremsen erreichen, wurde die maximale Beschleunigung ausgehend vom Rowen-Modell deutlich erhöht. Da zudem im Betriebsfall die MGT sehr schnell zwischen verschiedenen Rotorgeschwindigkeiten wechselt, muss der Beschleunigungsregler nur sehr selten in die Regelung eingreifen. Die Parameter des Beschleunigungsreglers konnten der Literatur entnommen werden.

4.6.6.2 Parameter des Brennstoffsystems

Die zur Simulation des Brennstoffsystems der betrachteten MGT benötigten Zeitkonstanten konnten der einschlägigen Fachliteratur entnommen werden. Eine Validierung dieser Werte war jedoch aufgrund unzugänglicher, herstellerspezifischer Daten für das Brennstoffsystem einer Capstone C30 MGT nicht möglich. Die in der Literatur aufgeführten Werte der Zeitkonstanten betragen für den Ventilsteller 0,05 Sekunden und die des Aktors 0,4 Sekunden. Da diese Werte sehr klein verglichen mit dem gesamten relativ langsamen, dynamischen Verhalten der MGT selbst sind und somit eine geringfügige Änderungen dieser Parameter lediglich einen unwesentlichen Einfluss auf das Verhalten des Gesamtsystems haben, können diese Werte in Anbetracht des Untersuchungszieles so verwendet werden.

4.6.6.3 Dynamisches Verhalten der Mikrogasturbine

Berechnung des Drehmoments

In der Realität stellt sich der Verlauf des Drehmoments über dem Brennstoffmassenstrom als nichtlinearer Zusammenhang dar. Zur Implementierung dieses Verhaltens in das MGT-Simulink-Modell wurde die Berechnung des Drehmoments aus einem gegebenen Massenstrom mit Hilfe eines Kennlinienfeldes abgebildet. Das Kennlinienfeld beinhaltete Messdaten für 30 verschiedene Messpunkte zum Brennstoffmassenstrom. Des Weiteren konnten dem Kennlinienfeld Werte für die Turbinendrehmomente entnommen werden.

Während der Simulation des Betriebsverhaltens einer MGT wird in dem Modell zwischen den einzelnen Messpunkten des Kennlinienfeldes linear interpoliert. Dieses Vorgehen ist damit zu begründen, da sich mit dieser Methode, im Gegensatz zu polynomischen Ansätzen, die höchste Genauigkeit über den gesamten Leistungsbereich der Turbine erzielen lässt.

Berechnung der Abgastemperatur

Die benötigten Angaben zur Ermittlung der Abgastemperatur bei verschiedenen Brennstoffmassenströmen konnten den Performance-Daten der Capstone C30 MGT entnommen werden. Es ergibt sich ein nahezu linearer Verlauf.

Zeitkonstanten und Verzögerungen

Bedingt durch die kompakte MGT-Bauweise sowie den hohen Rotationsgeschwindigkeiten von mindestens 45.000 Umin^{-1} während des laufenden Betriebes strömt das Gas extrem schnell durch die gesamte Turbine. Daher sind die in diesem Teil des MGT-Modells verwendeten Zeitkonstanten sehr klein im Vergleich zu den mechanischen Zeitkonstanten der Turbine bzw. der maximalen Beschleunigung der Turbine. Beziffert man diese Konstanten, so ergibt sich für die Transport-Verzögerung durch die Brennkammer ein Wert von lediglich 0,01 Sekunden. Die Verzögerung zum Durchströmen des Abgassystems beträgt 0,04 Sekunden. Ebenso findet die vom Kompressor und der Turbine verursachte Verzögerung anhand der Zeitkonstanten des PT1-Gliedes Berücksichtigung, welches diese Komponenten nachbildet. Die Größenordnung beträgt in diesem Fall 0,2 Sekunden. [Row-83] [Gao-06] [Gud-05] [Näf-06]

Aufgrund der nicht vorhandenen, herstellerepezifischen Angabe können die aus Modellansätzen der einschlägigen Literatur entnommenen Daten nur ungenügend validiert werden. Da diese Daten aufgrund ihrer Größenordnung nur in einem sehr geringen Maße das Gesamtverhalten des MGT-Modells beeinflussen, ist dieses auch nicht zwingend erforderlich.

Soll-Geschwindigkeiten im Teillastverhalten

Auf Basis eines [Wan-04] entnommenen qualitativen, idealen Verlaufs der Soll-Geschwindigkeit aufgetragen über der Leistung einer Capstone C30 MGT sowie anhand verschiedener, vorliegender Messdaten, konnte der Geschwindigkeitsverlauf berechnet werden. Die Validierung des Geschwindigkeitsverlaufs im Teillastbetrieb sowie die der Rotor-Beschleunigung konnte sehr gut anhand der zur Verfügung stehenden Messdaten durchgeführt werden.

Berechnung der Rotor-Geschwindigkeit

In dem Simulink-Modell der MGT erfolgt die Berechnung der aktuellen Rotorgeschwindigkeit unter Verwendung der aus Kapitel 4.6.5.3 bekannten Differentialgleichung (4.4). In dieser finden das Massenträgheitsmoment sowie die mechanische Zeitkonstante Verwendung. Für das Massenträgheitsmoment lagen jedoch keine genauen, herstellerepezifischen Daten vor. Die gewählte mechanische Zeitkonstante konnte mit Hilfe von Messdaten validiert werden. Da die MGT in Verbindung mit der Geschwindigkeitsregelung in allen Betriebssituationen eine ausreichende Beschleunigung entwickeln soll, wurden die fehlenden Daten so assimiliert, dass die vorliegenden, gemessenen Werte der Übergangszeiten zwischen verschiedenen Leistungen möglichst genau abgebildet wurden.

Start- und Stoppverhalten

Basierend auf diversen Messdaten konnten die benötigten Beschleunigungs- und Bremsmomente, welche das Start- und Stoppverhalten einer MGT charakterisieren, ermittelt, in das MGT-Modell implementiert sowie hinreichend validiert werden. Das Anfahrmoment wurde so gewählt, dass eine Beschleunigung auf 25.000 Umin^{-1} innerhalb von etwa 3 Sek. erfolgt. Die sich anschließende Beschleunigung auf die Aufwärm- und Nulllastgeschwindigkeit geschieht mit etwa 10 Sek. etwas langsamer. In der Praxis ist die Aufwärmzeit der MGT abhängig von ihrer zur Startzeit vorhandenen Temperatur sowie der ihrer Komponenten. War die Turbine lange abgeschaltet und konnte sie dadurch auf Umgebungstemperatur abkühlen, beträgt die Aufwärmzeit etwa eine Minute. Eine höhere Temperatur zur gewünschten Startzeit hat demnach eine verkürzte Aufwärmzeit zur Folge. [Con-09] [Set-05]

Im Simulink-Modell findet durch die Gleichung (4.5) bei einer Leistungsanforderung innerhalb der Abkühlphase die verkürzte Aufwärmzeit Berücksichtigung.

$$t_{\text{Neu}} = t_{\text{Auf}0} - \frac{t_{\text{Auf}0}}{t_{\text{Ab}0}} t_{\text{Ab}} \quad (4.5)$$

Berechnung der Ausgangsleistung / Generator

In der Realität entspricht die Ausgangsleistung der MGT der Multiplikation der aktuellen Winkelgeschwindigkeit der Turbine mit dem elektrischen Drehmoment, welches am Generator anliegt. Auch in dem Modell erfolgt die Berechnung der Ausgangsleistung nach diesem Prinzip.

Die Simulationsergebnisse für einen Leistungssprung aus dem ausgeschalteten Zustand in den Volllastbetrieb zeigen die Abbildungen 4.17 und 4.18. Zu Beginn der Simulation tritt eine große Verzögerung auf (vgl. Abbildung 4.17). Ursache dieser vermeintlichen Verzögerung ist das Durchlaufen der Stabilisierungs- sowie Aufwärmphase. Diese beiden Phasen verdeutlicht noch einmal der Verlauf der in Abbildung 4.18 dargestellten Rotor-Geschwindigkeiten. Entsprechend der Parametereinstellungen weisen diese Verläufe ein annähernd realistisches Betriebsverhalten einer MGT auf, das sich vor allem für die im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchende Fragestellung als völlig ausreichend darstellt.

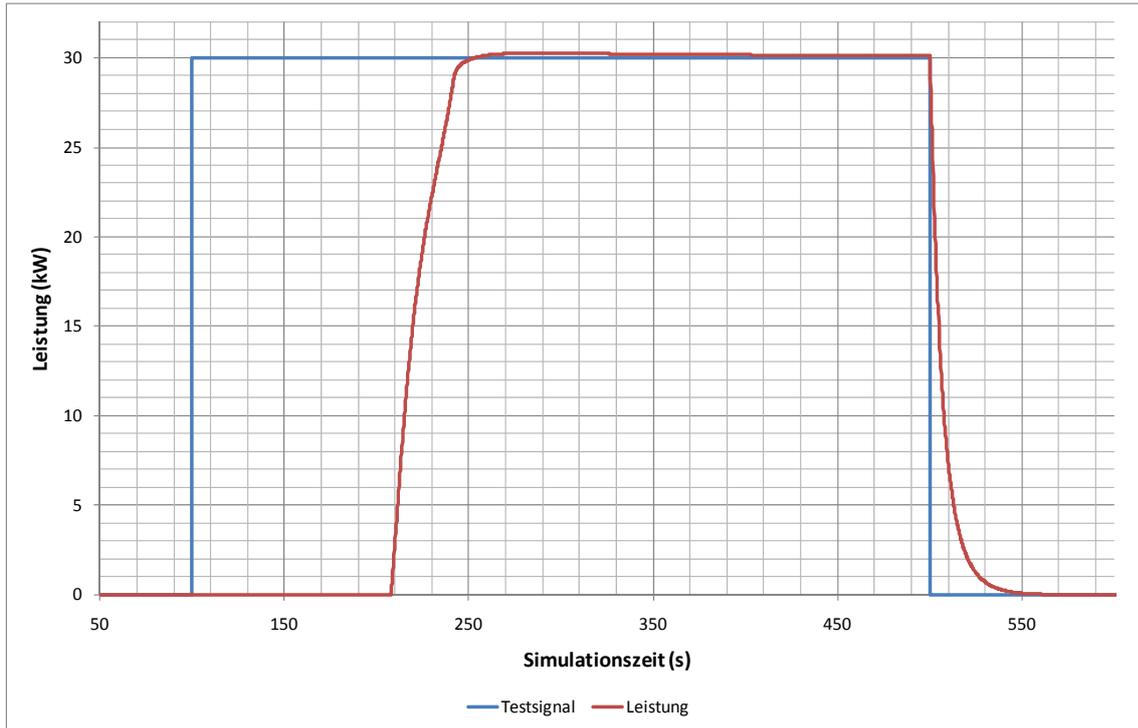


Abbildung 4.17: Simulierter Leistungsverlauf bei Volllastsprung

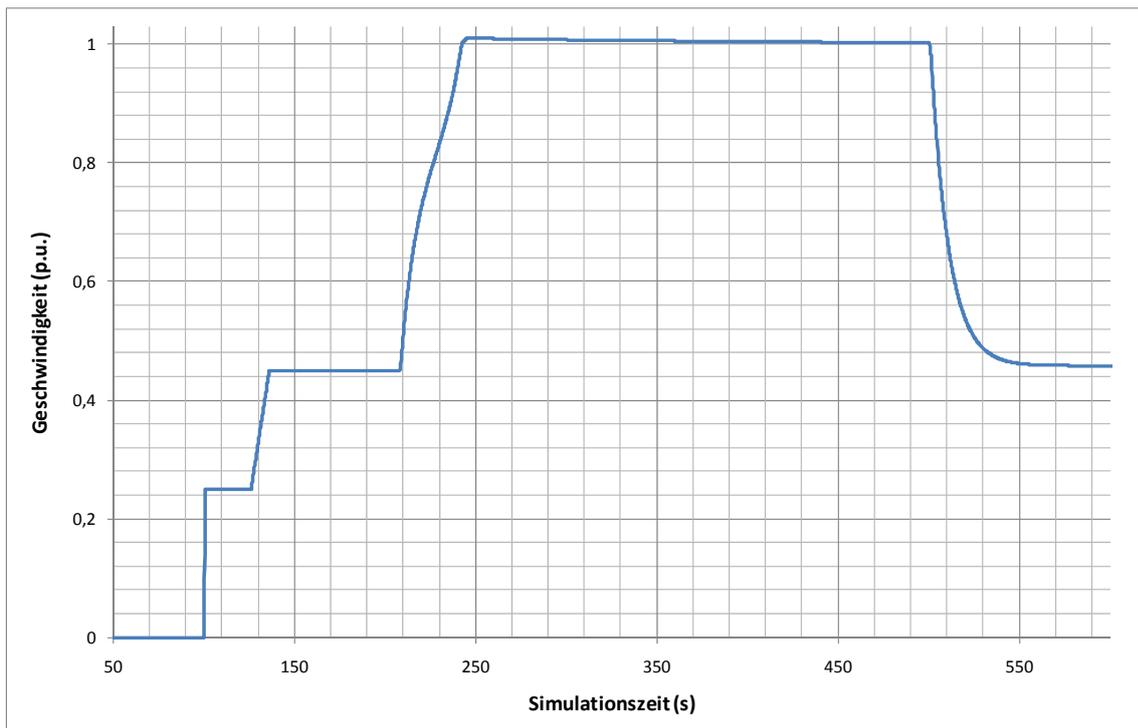


Abbildung 4.18: Simulierter Geschwindigkeitsverlauf bei Volllastsprung

4.6.6.4 Zusammenschaltung mehrerer MGT zu einem MGT-Park

Bisher erfolgte die Modellierung des Betriebsverhaltens einer MGT vom Typ Capstone C30. Der Einsatz von biogasbetriebenen MGT zum möglichen Ausgleich auftretender Differenzen

zwischen der prognostizierten sowie tatsächlichen Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks erfordert jedoch eine weit größere, flexible Leistungsbereitstellung als die einer einzelnen MGT. Auch diese Anordnung kann mit Hilfe des vorliegenden Modells simuliert werden.

Eine zu deckende Leistungsanforderung bildet die Eingangsgröße des Simulink-Modells. Um diesen Bedarf decken zu können, kann eine beliebige Anzahl von MGT genutzt werden. Die Deckung der angeforderten Leistung erfolgt folgendermaßen. Liegt ein Leistungsbedarf vor, wird zunächst berechnet, ob die erste MGT diesen Bedarf decken kann. Übersteigt die angeforderte Leistung die der MGT, wird vom Leistungsbedarf die Leistung der MGT subtrahiert. Die berechnete Leistungsdifferenz wird anschließend an die nächste Turbine als Eingangsgröße weitergegeben, mit der Leistung dieser verglichen und, falls die Leistung der zweiten MGT den Leistungsbedarf nicht decken kann, wiederum von der angeforderten subtrahiert. Diese Prozedur erfolgt so lange, bis entweder die angeforderte Leistung vollständig durch die zur Verfügung stehende Gesamtleistung aller MGT gedeckt wird oder aber alle vorhandenen MGT im Volllastbetrieb arbeiten. Dieses Prozedere stellt somit sicher, dass alle eingeschalteten MGT, bis auf die letzte, die ggf. im Teillastbetrieb arbeitende, unter Volllast betrieben werden. Der Gesamtwirkungsgrad über alle MGT wird somit maximiert. Die Variante einer gleichmäßigen Lastverteilung auf alle Gasturbinen hätte dagegen ggf. einen wesentlich schlechteren Wirkungsgrad zur Folge. Auch unter ökonomischen Gesichtspunkten offenbart die hier gewählte Variante einen optimalen Betrieb.

5 Grundlagen der Windenergienutzung

Die Nutzung der natürlichen, vorhandenen Windenergie stellt eine der großen Säulen der zukünftigen Energieversorgung dar. Windenergieanlagen (WEA) wandeln die kinetische Energie des Windes in elektrische Energie um.

Um die Herausforderungen der elektrischen Energiebereitstellung mit Hilfe der Windenergie verstehen zu können, werden in diesem Kapitel zunächst die grundlegenden Charakteristika des Windes beschrieben. Anschließend erfolgt eine Einführung in die Thematik der Windprognosen, da diese für das Untersuchungsziel dieser Arbeit von hoher Relevanz sind. Den Abschluss dieses Kapitels bildet eine Übersicht über den aktuellen Stand sowie die weiteren Planungen der Windenergienutzung mit dem Schwerpunkt auf der Offshore-Windenergienutzung.

5.1 Charakteristika des Windes

Wind bezeichnet die Bewegung von Luftmassen in der Atmosphäre. Ursache auftretender Winde können zum einen unterschiedliche Erwärmungen der Erdoberfläche durch die Sonne und den daraus resultierenden unterschiedlichen Temperatur-, Dichte- und Druckverhältnissen über der Erdoberfläche sein. Zum anderen wird der Wind durch den Einfluss der Corioliskraft abgelenkt. Daneben gibt es viele Komponenten, welche einen Einfluss auf den Wind haben, neben der Rauigkeit der Erdoberfläche sind dies insbesondere die geographische Breite, die vertikale Temperaturverteilung sowie die Eigenschaft des Reliefs. Die turbulente Bewegung des Windes ist auch auf die Rauigkeit der Erdoberfläche zurückzuführen. Der Grad der Turbulenz steht im Zusammenhang mit der thermischen Schichtung, welche eine beschleunigende oder bremsende Wirkung hat, sowie der Rauigkeit der Erdoberfläche und der Geschwindigkeit des Windes selbst. [Klo-08]

Der Windvektor weist eine starke Abhängigkeit von der Höhe auf, da der Einfluss der Reibung des Windes an der Erdoberfläche mit zunehmender Höhe merklich abnimmt. Hierdurch wird in der Meteorologie zwischen Boden- und Höhenwinden unterschieden. Verglichen mit dem geostrophischen Wind werden für Bodenwinde über Land im Mittel Werte von 50 bis 70 % und über der See von 70 bis 80 % in der Literatur angegeben. [Klo-08]

Da die Richtung sowie Geschwindigkeit des Windes erheblichen turbulenten Pulsationen u.a. bedingt durch die Rauigkeit der Erdoberfläche unterliegt, muss man eine zeitliche und räumliche Mittlung einführen. Das allgemeine Mittlungsintervall beträgt 10 Minuten. Innerhalb dieser 10 Minuten können Böen auftreten, welche per Definition als kurzzeitige Abweichungen des Windes von der mittleren Geschwindigkeit gesehen werden können. Böen haben eine Größenordnung von wenigen Sekunden oder Minuten. [Klo-08]

Die Kenntnis über den Aufbau sowie die Eigenschaften der Atmosphäre sind im Rahmen dieser Arbeit notwendig, um Messdaten wie Windrichtung oder Windgeschwindigkeit zur Berechnung der elektrischen Energiebereitstellung mit Hilfe von Windenergieanlagen richtig interpretieren und verwenden zu können.

5.2 Atmosphäre

5.2.1 Atmosphärische Zustandsgrößen

5.2.1.1 Luftdichte

Die Luftdichte ist ein Maß für die Luftmasse eines bestimmten Volumens. Die allgemeine Definition der Dichte ρ ergibt sich als der Quotient aus Masse m und Volumen V :

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (5.1)$$

Die Luftdichte hat am Boden den höchsten Wert und verringert sich mit zunehmender Höhe. Bei angenommener, gleich bleibender Temperatur mit der Höhe, würde die Luftdichte nach der thermischen Zustandsgleichung idealer Gase konstant mit zunehmender Höhe sinken. Da jedoch die Temperatur bei veränderter Höhe stark schwankt, ist dieser vereinfachte Zusammenhang in der Realität nicht anwendbar. [Mal-07] [Kuc-07]

Bei der Nutzung der Windenergie geben Hersteller die Leistungsabgabe von Windenergieanlagen bezogen auf eine Höhe von „Normal Null“ (N.N.) an. Daher muss bei der Berechnung der elektrischen Leistungsbereitstellung immer die Luftdichte des jeweiligen Aufstellungsortes mit einbezogen werden. Mit Hilfe der barometrischen Höhenformel lässt sich die Luftdichte für eine entsprechende (Naben-) Höhe berechnen:

$$\rho_H = \rho_0 \frac{T_0}{273,15 + T} \frac{p_H}{p_0} \quad (5.2)$$

mit

ρ_H = Luftdichte in Höhe H über N.N.

ρ_0 = Luftdichte in Höhe N.N. ($\rho_0 = 1,225 \text{ kg/m}^3$)

T_0 = 288,15 K bei 15°C in Höhe N.N.

p_0 = Luftdruck in Höhe N.N. ($p_0 = 1013,3 \text{ mbar}$)

T = Temperatur in Höhe H (°C)

[Hau-08]

5.2.1.2 Luftdruck

In der Physik ist der Druck (p) allgemein als Kraft (F) pro Fläche (A) definiert. Im Rahmen der Meteorologie bezeichnet der Luftdruck den auf die Erdoberfläche oder auf einen auf ihr befindlichen Körper ausgeübten statischen Druck, welcher durch die Gewichtskraft der über dieser Fläche vorhandenen Luftsäule der Erdatmosphäre entsteht. Der Luftdruck sinkt folglich mit zunehmender Höhe aufgrund des geringeren Abstandes zur Grenze der Erdatmosphäre und der damit verbundenen kleiner werdenden Luftsäule.

Die Definition des Luftdrucks im Sinne der kinetischen Gastheorie lautet:

$$p = \frac{1}{3} * n * m * \overline{v^2}, \quad (5.3)$$

wobei n die Anzahl, m die Masse und v die Geschwindigkeit der Gasmoleküle darstellt. Unter Verwendung der kinetischen Energie kann der Luftdruck ausgedrückt werden als

$$p = \frac{2}{3} * n * E_{kin}. \quad (5.4)$$

Mit dieser Formel und den unter dem Punkt „Temperatur“ getroffenen Ausführungen zeigt sich die Abhängigkeit des Luftdrucks von der Temperatur.

Die Angabe des Luftdrucks erfolgt üblicherweise in Hektopascal (hPa), wobei 1 hPa = 100 Newton/m² sind. Auf Meereshöhe beträgt der mittlere Luftdruck der Atmosphäre 1013,25 hPa = 1,01325 bar. [Mal-07] [Kuc-07]

5.2.1.3 Lufttemperatur

Die Temperatur, welche eine Maßzahl für den Wärmezustand eines Stoffes darstellt, steht im Zusammenhang mit der Bewegungsenergie der Moleküle. Gemäß

$$E_{kin} = \frac{m}{2} * \overline{v^2} = \frac{3}{2} * k * T, \quad (5.5)$$

wobei k die Boltzmann-Konstante ist, ergibt sich mit steigender Temperatur (T) eine proportional höhere kinetische Energie. Ebenso vergrößert sich auch die mittlere Geschwindigkeit der Moleküle.

In der Troposphäre ergibt sich für die Lufttemperatur ein näherungsweise linearer Verlauf. Auf Mitteleuropa bezogen sinkt die Lufttemperatur von durchschnittlich 10 °C am Boden über 0 °C in zwei km Höhe, etwa -20 °C in fünf km Höhe auf letztendlich -55 °C in zehn km Höhe ab. Somit ergibt sich eine mittlere, statische Temperaturabnahme von etwa 0,65 °C je 100 Höhenmeter. Dieser Zusammenhang wird als so genannter geometrischer Temperaturgradient bezeichnet. [Mal-07] [Kuc-07]

5.2.1.4 Luftfeuchte

In der Erdatmosphäre befindet sich eine zeitlich und örtlich schwankende Menge an Wasserdampf. Um den Anteil des Wasserdampfes am Gasgemisch der Erdatmosphäre anzugeben, wird das Maß der Luftfeuchte verwendet.

Der Anteil des Wasserdampfes in der Atmosphäre, also der so genannte Grad der Sättigung, resultiert aus Verdunstungs- und Kondensationsvorgängen zwischen flüssigem Wasser und dem darüber liegendem Luftvolumen. Infolge einer Temperaturerhöhung wird dieser Austausch intensiviert, bis die Luft schließlich vollständig gesättigt ist. Dieser Zusammenhang zwischen Temperaturerhöhung und Sättigungskonzentration des Wasserdampfes hat einen exponentiellen Charakter. Ein wasserdampffreies Luftgemisch wird als trockene Luft bezeichnet. [Mal-07] [Kuc-07]

5.2.1.5 Relative Feuchte

Im Zusammenhang mit der Luftfeuchte stellt die relative (Luft-) Feuchte das am häufigsten verwendete Maß dar.

Ein bestimmtes Luftvolumen kann in Abhängigkeit der Temperatur nur eine Höchstmenge an Wasserdampf enthalten (Sättigung). Um den Grad der Sättigung unmittelbar zu erkennen, gibt die relative Feuchte [%] das Verhältnis des momentanen Wasserdampfgehalts in der Luft zum maximal möglichen Wasserdampfgehalt bei derselben Temperatur an. [Mal-07] [Kuc-07]

5.2.2 Jahresgang relevanter Zustandsgrößen

Windgeschwindigkeit und Energie

Der Jahresgang der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit über ein Jahr verdeutlicht, dass im Mittel die höchsten Werte im Frühjahr und im Winter erreicht werden. Im Sommer sowie während der ersten Herbstmonate treten dagegen vornehmlich geringere Windgeschwindigkeiten auf.

Das Energiepotenzial des Windes, welches mit Hilfe von Windenergieanlagen nutzbar gemacht und in elektrische Energie umgewandelt wird, hängt im entscheidenden Maße von der vorliegenden Windgeschwindigkeit ab. Dieses lässt sich verdeutlichen, indem man zunächst die allgemeine Berechnung der kinetischen Energie E_{kin} einer Luftmasse m betrachtet, die sich mit der Geschwindigkeit v bewegt:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} mv^2. \quad (5.6)$$

Durch die Ableitung der kinetischen Energie nach der Zeit erhält man, bei konstanter Windgeschwindigkeit, die Leistung P :

$$P = \dot{E}_{kin} = \frac{1}{2} \dot{m}v^2. \quad (5.7)$$

Die Masse m ist gleich dem Produkt aus Dichte ρ und Volumen V ,

$$m = \rho V, \quad (5.8)$$

woraus sich wiederum der Luftmassenstrom zu $\dot{m} = \rho \dot{V} = \rho A \dot{s} = \rho A v$ ergibt. Somit lässt sich die theoretische Leistung des Windes mit

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.9)$$

beschreiben, wenn Luft mit der Dichte ρ , die Fläche A mit der Geschwindigkeit v durchströmt. Bezogen auf eine Windenergieanlage stellt die Fläche A die Rotorfläche einer Windenergieanlage dar. Wie man erkennt, hat diese jedoch lediglich einen linearen Einfluss auf die abgegebene Leistung einer WEA. Die Windgeschwindigkeit v geht hingegen mit der dritten Potenz in die Beziehung ein. Der Einfluss der Luftdichte ρ ändert sich in Abhängigkeit von Druck und Temperatur.

5.2.3 Vertikale Stabilität

Neben der allgemein bekannten horizontalen Bewegung des Windes treten auch vertikale Bewegungen auf. Diese vertikalen Bewegungen beeinflussen die horizontale Windgeschwindigkeit. Insbesondere für die Ermittlung der elektrischen Energiebereitstellung von zukünftig geplanten Offshore-Windenergieanlagen mit Rotorlängen von mehr als 60 m ist eine Untersuchung der Vertikalgeschwindigkeit des Windes unabdingbar. Zudem kann mit Hilfe einer solchen Abschätzung eine Aussage getroffen werden, ob für den auf die Rotorflächen zukünftiger Offshore-Windenergieanlagen auftreffenden Wind eine zweidimensionale Betrachtung ausreicht oder ob die dritte Dimension mit hinzugezogen werden muss.

Die vertikale Stabilität, auch bekannt als thermische Schichtung, kann in die drei Zustände - instabile, stabile und neutrale Schichtung - gegliedert werden. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

5.2.3.1 Instabile (labile) Schichtung

Eine instabile thermische Schichtung kennzeichnet sich dadurch, dass ein aufgrund eines atmosphärischen Vorgangs angestoßenes Luftpaket immer weiter aufsteigt.

Nehmen wir zur Verdeutlichung vereinfacht für die trockenadiabatische Abkühlung eines aufsteigenden Luftpaketes einen Wert von 1 K / 100 m an. Gleichzeitig nimmt der Gradient der gemessenen Temperatur mit der Höhe größere Werte als 1 K / 100 m an. Des Weiteren weisen die Ausgangstemperaturen von dem Luftpaket sowie der Umgebungsluft in Bodennähe dieselben Werte auf. Das durch den atmosphärischen Vorgang angestoßene Luftpaket kühlt sich mit zunehmender Höhe zwar immer weiter ab, jedoch ist es schon nach kurzem Weg wärmer und seine Dichte folglich geringer als die der Umgebungsluft. Somit setzt dieses Luftpaket trotz nachlassendem Anfangsschub seinen Aufstieg immer weiter fort. [Mal-07]

5.2.3.2 Stabile Schichtung

Nehmen wir an, die trockenadiabatische Abkühlung eines aufsteigenden Luftpaketes beträgt wiederum $1 \text{ K} / 100 \text{ m}$, der Gradient der gemessenen Temperatur nimmt jedoch kleinere Werte als $1 \text{ K} / 100 \text{ m}$ an. Ausgehend von derselben Temperatur in Bodennähe von Luftpaket und Umgebungsluft erfährt das Luftpaket wiederum einen Anschub. Auch in diesem Fall kühlt das Luftpaket mit zunehmender Höhe zwar immer weiter ab, wird jedoch gleichzeitig immer kälter im Vergleich zur Umgebungsluft. Demzufolge sinkt das Luftpaket wieder ab und kehrt nach einem Einschwingvorgang in seinen Ausgangszustand zurück. [Mal-07]

5.2.3.3 Neutrale Schichtung

Die neutrale Schichtung stellt genau den Grenzfall zwischen der labilen und der stabilen Schichtung dar. Die trockenadiabatische Abkühlung eines aufsteigenden Luftpaketes entspricht dem Gradienten der gemessenen Umgebungstemperatur.

Wird das Luftpaket wiederum angestoßen, so steigt dieses auf und kühlt sich mit $1 \text{ K} / 100 \text{ m}$ ab. Auch die Umgebungsluft ändert sich mit $1 \text{ K} / 100 \text{ m}$. Ausgehend von gleicher Temperatur am Boden sind auch in der Höhe die Temperatur sowie Dichte von Luftpaket und Umgebungstemperatur identisch. Lässt der Anfangsschub nach, so steigt oder fällt das Luftpaket nicht, sondern „schwebt“ in der entsprechenden Höhe. [Mal-07]

5.2.4 Vertikale Windverhältnisse / planetarische Grenzschicht

Der Einfluss der Bodenrauigkeit auf die Windverhältnisse ist in Bodennähe am größten und vermindert sich mit zunehmender Höhe. Im Mittel erreicht die Reibungsschicht, die auch als planetarische oder atmosphärische Grenzschicht bekannt ist, eine Höhe von etwa 1000 m. Mit zunehmender Höhe steigt gleichzeitig die Windgeschwindigkeit, bis diese die Größe des geostrophischen Windes¹⁶ erreicht hat. [Mal-07]

Die planetarische Grenzschicht lässt sich in drei Bereiche unterteilen.

Der Bereich in unmittelbarer Bodennähe wird als Laminar-Schicht bezeichnet. Dieser Bereich ist nur wenige Millimeter hoch und die Windgeschwindigkeit geht an der Oberfläche aufgrund der auftretenden Oberflächenreibung gegen Null. Über glatten Bodenflächen wie beispielsweise über See und bei geringen Windgeschwindigkeiten kann die Laminar-Schicht stärker ausgeprägt sein. Auf die Nutzung der Windenergie hat die Laminar-Schicht jedoch keinen Einfluss.

Der Laminar-Schicht folgt die Prandtl-Schicht, die sich je nach meteorologischen Bedingungen vertikal in eine Höhe von 10 bis 100 m (offshore max. 60 m) erstreckt. Charakteristisch für die Prandtl-Schicht ist die rasche Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe. In der Prandtl-Schicht macht sich insbesondere die bremsende Wirkung der Erdreibung auf die Windgeschwindigkeit, die so genannte Schubspannung, bemerkbar. [Mal-07]

¹⁶ Geostrophischer Wind ist der Wind, der von der Oberflächenreibung unbeeinflusst ist.

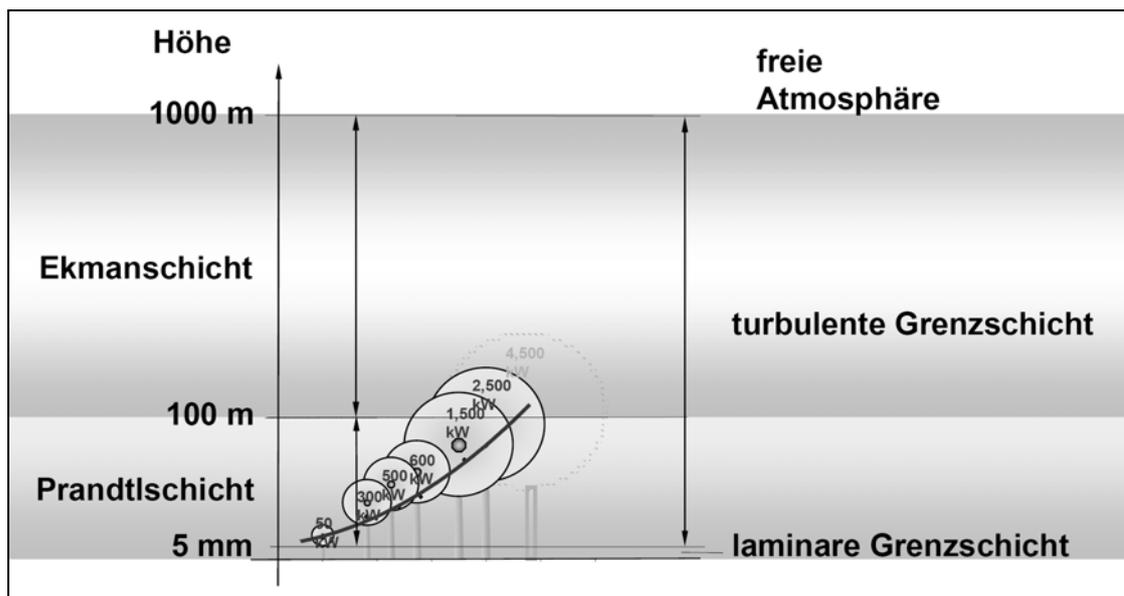


Abbildung 5.1: Planetarische Grenzschicht [Win-05]

Die Ekman-Schicht bildet mit einer Ausdehnung von 500 bis 1000 m den Hauptteil der planetarischen Grenzschicht. In dieser Schicht nimmt die Wirkung der Reibungskräfte mit zunehmender Höhe immer weiter ab, bis sie schließlich am oberen Rand der Ekman-Schicht vernachlässigbar klein wird. Mit sinkenden Reibungskräften steigt gleichzeitig der Einfluss von Druck- und Corioliskraft, wodurch es auf der Nordhalbkugel zu einer Rechtsablenkung und auf der Südhalbkugel zu einer Linksablenkung des Windes kommt.

An die Ekman-Schicht schließt sich die freie Atmosphäre an. In ihr sind die turbulenten Reibungskräfte vernachlässigbar klein, so dass die dortigen Strömungsverhältnisse, der so genannte geostrophische Wind, allein durch die Druck- und die Corioliskraft bestimmt werden.

Für die Offshore-Windparkstandorte geht man von einer ähnlichen Zusammensetzung der atmosphärischen Grenzschichten aus. Die Nabenhöhen der heutzutage für den Offshore-Einsatz geplanten Windenergieanlagen liegen mit etwa 100 m in der Ekman-Schicht. Die Rotorblätter reichen in beide Schichten hinein. Da jedoch im unteren Bereich der Ekman-Schicht keine großen Kräfteänderungen auftreten, wird der Übergang zwischen diesen beiden Schichten vornehmlich von den Verhältnissen der Prandtl-Schicht bestimmt. Die weiteren Berechnungen beruhen demnach auf der Annahme des Vorliegens der Reibungskraft sowie einer konstanten Schubspannungsgeschwindigkeit und Windrichtung.

In [Spl-09] wurden die thermischen Schichtungsverhältnisse für verschiedene Offshore-Standorte in der Nord- und Ostsee untersucht. Dabei hat sich herausgestellt, dass die neutrale Schichtung mit der größten Häufigkeit (>60 %) im Vergleich zu den anderen beiden Schichtungen auftritt. Die Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe ist daher zumeist als normgerecht zu bewerten. Folglich kann bei der Berechnung der elektrischen Leistungsabgabe eines Offshore-Windparks die Vertikalgeschwindigkeit vernachlässigt werden. Für das Modell eines Offshore-Windparks ist daher eine zweidimensionale Betrachtung ausreichend.

Neben der entsprechenden Wahl der thermischen Schichtung kann es erforderlich sein, vorhandene mittlere Windgeschwindigkeiten auf die Nabenhöhe der Offshore-Windenergieanlagen anzupassen. Bei vielen ingenieurmäßigen Anwendungen verwendet man für die Beschreibung der Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe den Potenzansatz nach Hellmann:

$$\bar{v}_H = \bar{v}_{ref} * \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha \quad (5.10)$$

Wobei:

\bar{v}_H = mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe H [ms⁻¹]

\bar{v}_{ref} = mittlere Windgeschwindigkeit in der Referenzhöhe H_{ref} [ms⁻¹]

H = Höhe [m]

H_{ref} = Referenzhöhe [m]

α = Hellmann-Exponent

ist.

5.3 Windenergieanlagen zur Nutzung der Windenergie

Windenergieanlagen wandeln die kinetische Energie des Windes in elektrische Energie um (vgl. Abbildung 5.2).

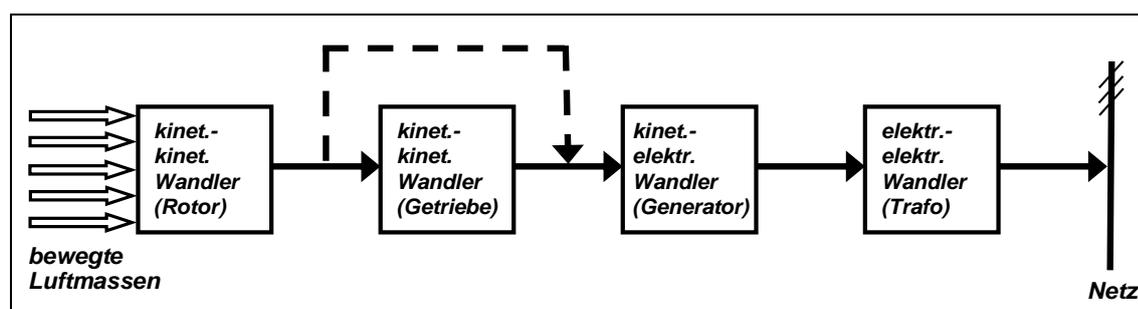


Abbildung 5.2: Energieumwandlungskette einer Windenergieanlage [Kal-06]

Die Leistungsentnahme aus dem Wind und ihre Umwandlung in mechanische und anschließend in elektrische Energie ist gleichwohl natürlichen Grenzen unterworfen. Nach Kapitel 5.2.2.1 konnte das theoretische Leistungspotenzial des Windes durch die Formel

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{vgl. 5.9})$$

ausgedrückt werden. Diese muss nun um den Leistungsbeiwert c_p erweitert werden

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p(v). \quad (5.11)$$

Der Leistungsbeiwert gibt an, welcher Anteil der im Wind enthaltenen Leistung von der Windturbine entnommen werden kann. Einen wesentlichen Einfluss auf den Beiwert hat das Profil der Rotorblätter. Das theoretische Maximum beträgt nach Albert Betz [Qua-09]

$$c_{P,Betz} = \frac{16}{27} \approx 0,593. \quad (5.12)$$

Dieses Optimum wird heutzutage mit realen Windenergieanlagen nicht erreicht. Typische Leistungsbeiwerte liegen zurzeit im Bereich von 0,4 bis 0,5. [Qua-09]

Für Windenergieanlagen gibt es prinzipiell verschiedene Anlagenkonzepte, von denen die Horizontalachsenkonverter für die netzgekoppelte Stromerzeugung marktbestimmt sind. Den Vorteil dieser Bauart zeigen folgende Merkmale:

Die Leistungsabgabe kann durch das Verstellen der Rotorblätter um ihre Längsachse (Blatteinstellwinkelregelung) geregelt werden. Ebenso bietet die Verstellung der Rotorblätter, insbesondere für größere Anlagen, einen Schutz gegen zu hohe Drehzahlen sowie extreme Windgeschwindigkeiten.

Durch die Möglichkeit die Rotorblätter aerodynamisch optimal auszulegen, kann nachweislich der höchste Wirkungsgrad erreicht werden, falls das aerodynamische Auftriebsprinzip maximal genutzt wird. Diese Propellerbauart besitzt heute einen technologischen Entwicklungsvorsprung gegenüber anderen Bauarten. Abbildung 5.3 zeigt den typischen Aufbau einer Windenergieanlage mitsamt den wichtigsten Komponenten. [Hau-08]

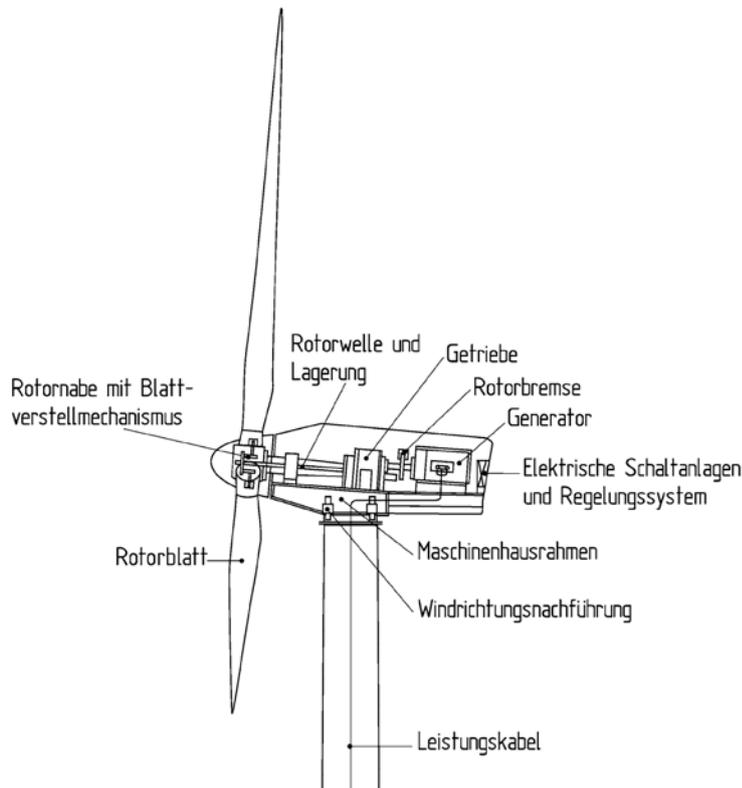


Abbildung 5.3: Schematische Darstellung einer Horizontalachsen-Windenergieanlage nach [Hau-08]

5.3.1 Komponenten einer WEA

Grundsätzlich besteht eine netzgekoppelte WEA aus dem Turm, den Rotorblättern, der Rotornabe, ggf. einem Getriebe, dem Generator, dem Fundament sowie dem Netzanschluss. Bei WEA, die ein Getriebe beinhalten, wird die Drehbewegung des Rotors über ein Getriebe auf eine höhere Drehzahl transformiert. Vorteil dieser Variante bietet die dadurch entstandene Verwendungsmöglichkeit standardisierter und damit kostengünstigerer Generatoren. Allerdings sind die Getriebe fehleranfällig und können somit den Stillstand einer WEA verursachen, welcher sich wiederum negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Daher gibt es Tendenzen zunehmend getriebe lose Anlagen zu nutzen, bei denen die speziell für WEA hergestellten Generatoren direkt mit der Rotordrehzahl betrieben werden. [Kal-06]

Die zukünftige Aufstellung der Windenergieanlagen offshore und die damit verbundenen ungünstigeren Umweltbedingungen erfordern verschiedene Modifikationen der Anlagentechnik, um die Anlagen zuverlässiger zu konstruieren und damit teure Wartungs- und Servicearbeiten reduzieren zu können.

5.3.1.1 Leistungsabgabe einer Windenergieanlage - Leistungskennlinie

Die elektrische Leistungsabgabe einer Windenergieanlage in Abhängigkeit der vorliegenden Windverhältnisse kann anhand einer Leistungskennlinie berechnet werden (vgl. Abbildung 5.4). Die Leistungskennlinie impliziert alle wesentlichen Eigenschaften einer Windenergieanlage wie beispielsweise dem Rotorleistungskennfeld, dem mechanisch-elektrischen Wirkungsgrad oder

der Drehzahlführung des Rotors entsprechend der Windhäufigkeitsverteilung und stellt damit ein vom Hersteller zu garantierendes „Leistungszeugnis“ dar.

Die Leistungskennlinie wird nach der IEC 61400-12 durch die drei wesentlichen Eckpunkte gekennzeichnet:

- Einschaltwindgeschwindigkeit (v_E),
- Nennwindgeschwindigkeit (v_N) sowie
- Ausschaltwindgeschwindigkeit (v_A).

Übersteigt die Geschwindigkeit des Windes die der Einschaltwindgeschwindigkeit, so beginnt die Anlage Leistung abzugeben. Ab dieser Windgeschwindigkeit ist die erzeugte Leistung des Rotors größer als die Summe aller Verluste und Eigenbedarfe innerhalb der Windenergieanlage.

Die Nennwindgeschwindigkeit bezeichnet die Windgeschwindigkeit, bei der die elektrische Leistungsabgabe der Windenergieanlage die Generatormennleistung erreicht hat.

Die höchste zulässige Windgeschwindigkeit, bis zu der die Windenergieanlage betrieben werden darf, wird schließlich als Ausschaltwindgeschwindigkeit benannt.

Die in der Leistungskennlinie angegebene Leistung impliziert bereits den Eigenverbrauch der Windenergieanlage. Sie stellt somit die „Nettoleistung“ dar. Angegeben wird die Leistungskennlinie für eine Normatmosphäre nach DIN 5450. [Hau-08]

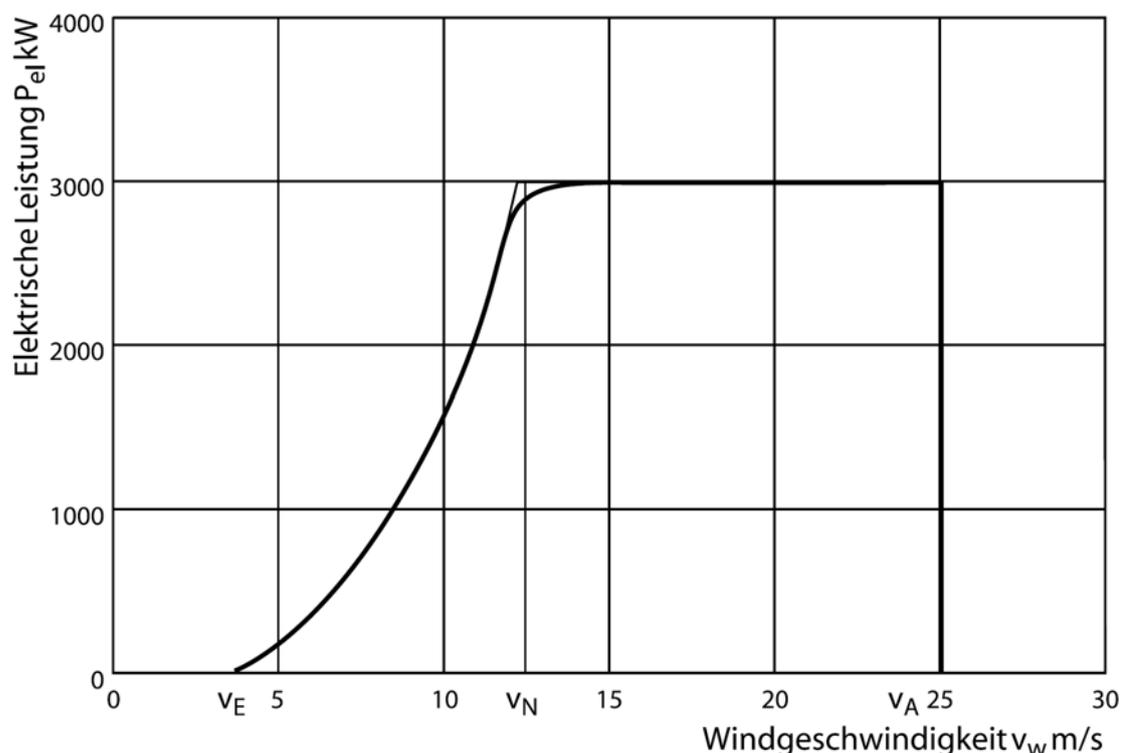


Abbildung 5.4: Leistungskennlinie einer Beispieranlage [Hau-08]

5.4 Windparkmodell zur Berechnung der elektrischen Energiebereitstellung

Der zunehmende Ausbau der Windenergienutzung führt zu einer Verknappung verfügbarer Flächen. Um das vorhandene Windenergiepotenzial jedoch möglichst maximal erschließen zu können, wird bzw. wurde die Errichtung von so genannten Windparks vorangetrieben, die sich durch eine strukturierte Aufstellungsgeometrie einer Vielzahl von Windenergieanlagen charakterisieren lassen. Nachteil der dichten Aufstellung ist die damit verbundene gegenseitige Abschattung der Windenergieanlagen untereinander, welche sich in einer verminderten Energiebereitstellung betroffener, nicht frei angeströmter WEA widerspiegelt. Möchte man nun die elektrische Energiebereitstellung bzw. die Einspeisefluktuationen eines Windparks berechnen, so reicht es nicht aus, die auftretenden, veränderlichen Windgeschwindigkeiten mit den entsprechenden Leistungskennlinien zu multiplizieren. Vielmehr bedarf es einer zusätzlichen Berücksichtigung des Parkverhaltens.

Im Folgenden werden daher die Strömungsverhältnisse in einem Windpark vorgestellt. Anschließend erfolgt eine kurze Einführung bzw. Abschätzung der Modelle, die heutzutage zur Berechnung des Parkverhaltens Anwendung finden.

5.4.1 Strömungsverhältnisse in einem Windpark

Wie bereits erwähnt folgert eine kompakte Aufstellung von Windenergieanlagen eine gegenseitige Beeinflussung dieser untereinander und hat somit Auswirkungen auf das Gesamtverhalten eines Windparks. Die Beeinflussung kennzeichnet sich dadurch, dass ein Teil der Anlagen nicht frei vom Wind angeströmt wird, sondern sich in einer Windströmung befindet, die bereits durch vorstehende Anlage beeinflusst wurde (vgl. Abbildung 5.5).



Abbildung 5.5: Darstellung der Strömungsverhältnisse im Windpark. [EWE-09]

In Abhängigkeit der Windrichtung ergeben sich durch diese „Abschattungseffekte“, die in der einschlägigen Fachliteratur auch als Nachlaufströmungen oder auch Wakes bezeichnet werden, Änderungen in der Leistungsabgabe und damit des Jahresenergieertrags. Mit Hilfe der Größe des „Parkwirkungsgrades“ kann dieser Effekt angegeben werden. Der Parkwirkungsgrad kennzeichnet das Verhältnis der Leistungsabgabe des Parks zur theoretischen Leistungsabgabe einer gleichen Anzahl unbeeinflusst angeströmter Windenergieanlagen. [Bey-95]

Zur Ermittlung der Leistungsabgabe und den damit verbundenen Einspeiseschwankungen eines Windparks reicht es somit nicht mehr aus, nur die Gradienten der tatsächlich auftretenden Wind- und Fluktuationsverhältnisse zu betrachten. Vielmehr bedarf es der Berücksichtigung der Interaktionen von Windenergieanlagen untereinander. In den geplanten, großen Offshore-Windparks mit einer Vielzahl von Windenergieanlagen sorgen sowohl Windrichtungsänderungen als auch Windgeschwindigkeitsänderungen für Schwankungen in der Gesamteinspeisung.

Wie man der Leistungskennlinie nach Abbildung 5.4 entnehmen kann, arbeiten WEA ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit im Nennleistungsbereich, der sich über einen weiten Bereich erstreckt. In diesem Bereich haben geringe Windfluktuationen nur einen geringen Einfluss auf die Leistungsabgabe, da die WEA zumeist im Nennleistungsbereich verbleiben. Werden WEA nun aufgrund auftretender Abschattungseffekte mit einer verminderten Windgeschwindigkeit angeströmt, so gelangen diese in den Bereich der Leistungskennlinie, in dem sie nicht mehr die Nennleistung bereitstellen können. Wie Abbildung 5.4 zu entnehmen ist, haben geringe wechselnde Windgeschwindigkeiten in diesem Bereich bereits große Schwankungen in der Leistungsbereitstellung zur Folge. Wird dieser Effekt einer Einzelanlage auf einen Offshore-

Windpark mit einer Vielzahl von WEA übertragen, so verdeutlicht dies die Herausforderungen hinsichtlich der fluktuierenden elektrischen Leistungsabgabe eines Offshore-Windparks in Abhängigkeit auftretender Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitswechsel.

Das im Folgenden angesprochene grundlegende Modell zur Berechnung der Leistungsbereitstellung eines Windparks berücksichtigt daher nicht nur wechselnde Windbedingungen, sondern zudem auftretende Abschattungseffekte der Anlagen untereinander.

5.4.1.1 Modell nach N. O. Jensen

Das Modell nach Jensen zur Berechnung der Nachlaufströmung von Windenergieanlagen ist eines der weit verbreitetsten. Dieses vergleichsweise einfache Modell beruht auf einem geometrischen Ansatz kombiniert mit der strömungsmechanischen Massenerhaltungsgleichung. Abbildung 5.6 zeigt den Modellansatz, welcher auf einer zweidimensionalen Ausbreitung beruht.

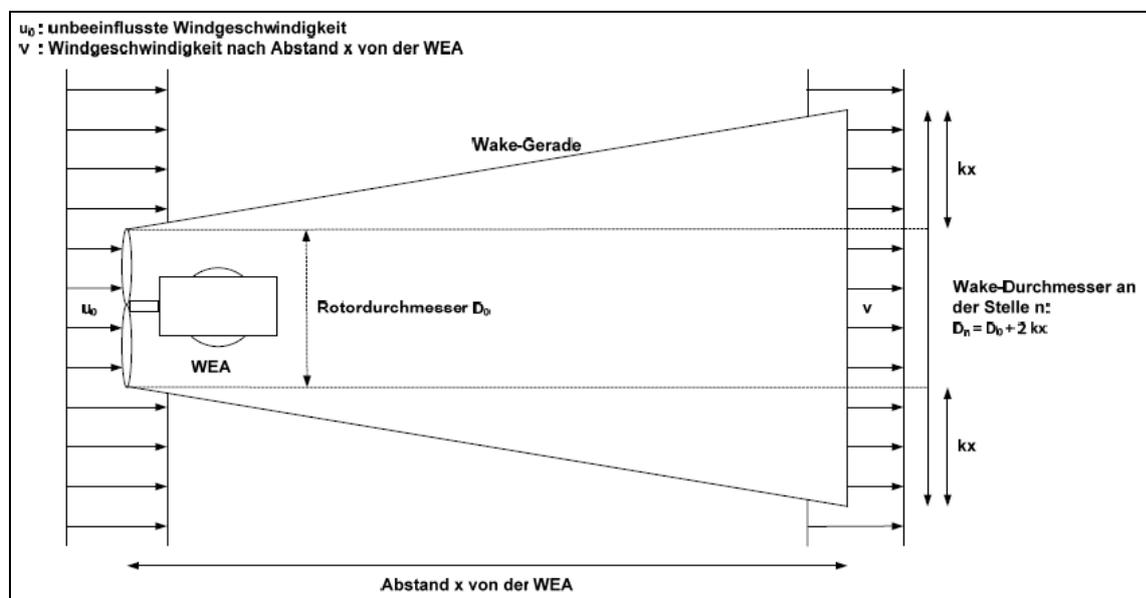


Abbildung 5.6: Darstellung des Wake-Modells nach Jensen [Spl-09]

Der Modellansatz nach Jensen unterscheidet sich von den im Folgenden kurz aufgeführten Modellen im Wesentlichen dadurch, dass Turbulenzen sowie wechselnde thermische Schichtungen keine Berücksichtigung finden. Des Weiteren sind nur wenige Parameter zur Berechnung nötig, wodurch sich eine relativ geringe Berechnungszeit ergibt.

Das Jensen-Modell basiert auf einer linearen Ausbreitung der Nachlaufströmung, welche durch die Wake-Ausbreitungskonstante

$$k = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{z_H}{z_0}\right)} \quad (5.13)$$

beschrieben werden kann. Die Nabenhöhe wird dabei durch den Parameter z_H und die Rauigkeitslänge durch z_0 dargestellt. Die Rauigkeitslänge, als Maß für die Beschaffenheit der Oberfläche des Erdbodens (respektive der Meeresoberfläche), entspricht dem theoretischen Abstand über dem Boden, bei dem der Mittelwert der Windgeschwindigkeit noch den Wert Null aufweist. Je nach Art der Geländeoberfläche werden im europäischen Windatlas entsprechende Werte für die verschiedenen Rauigkeitsklassen und -längen angegeben. Für die Oberfläche „Wasser“ kann dort ein Wert von 0,002 m entnommen werden. [Tro-89] [Jen-86]

Die Bestimmung der Ausbreitungskonstanten (Wake Decay Constant), also des k-Parameters, basiert auf empirischen Untersuchungen. Nach [Sør-08] beläuft sich dieser Parameter offshore auf 0,04. Dieser Wert bietet hinsichtlich seiner angemessenen Größenordnung in den betroffenen Fachdisziplinen jedoch oftmals Anlass zur Diskussion, da Zweifel an seiner Allgemeingültigkeit für die besonderen Bedingungen der zukünftigen, großen Offshore-Windparks mit einer Vielzahl von WEA besteht. In vielen Untersuchungen wird der k-Parameter zwar zunächst so angenommen, bedarf jedoch einer messtechnischen Überprüfung offshore.

Aufgrund getroffener Vereinfachungen erfolgt nach dem Modell nach Jensen eine exakte Berechnung der Geschwindigkeit der Nachlaufströmung erst ab einer Entfernung von etwa dem vierfachen Rotordurchmesser bezogen auf die „Wake-verursachende“ WEA. Die resultierende, geminderte Windgeschwindigkeit v , die auf die nachgelagerte WEA auftrifft, lässt sich mit der Formel

$$v = U - \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{\left(1 + \frac{2 * k * x}{D_0}\right)^2} * U \quad (5.14)$$

berechnen. Die Größe C_t beschreibt dabei den Schubbeiwert (Thrust Coefficient), der Term $\frac{2 * k * x}{D_0}$ das Verhältnis des „Wake-Durchmessers“ zum Rotordurchmesser der verursachenden

WEA. Der Schubbeiwert steht in Abhängigkeit zu der Windgeschwindigkeit. Berechnet wird dieser mit Hilfe des Rotordurchmessers sowie der Drehzahl der WEA, der Luftdichte und schließlich der Axialkraft. [Bur-01]

Die Planungen für die ersten Offshore-Windparks haben gezeigt, dass sich ein Abstand der WEA untereinander in einer Größenordnung von mindestens dem vierfachen Rotordurchmesser als vorteilhaft erweist. Aus diesem Grund ist die Verwendung des Jensen-Modells gerechtfertigt.

Neben dem Modell nach N. O. Jensen gibt es noch weitere Modelle zur Berechnung der Nachlaufströmung. Hierunter fallen u. a. die Modelle nach S. Frandsen, G. C. Larsen oder auch Ainslie. Diese aufwendigeren Modelle berücksichtigen zwar weitaus mehr Parameter zur Berechnung des Wake-Einflusses als das Jensen-Modell, erreichen hierdurch aber oftmals nicht die gewünschte gesteigerte Genauigkeit in den Berechnungsergebnissen. Des Weiteren

benötigen diese Modelle im Vergleich zum Jensen-Modell eine weitaus längere Berechnungszeit. Daher wird heutzutage oftmals der Modellansatz nach Jensen verwendet, da dieser relativ einfache Modellansatz neben den vergleichsweise kurzen Berechnungszeiten auch insbesondere offshore zumeist die präziseren Berechnungsergebnisse liefert. [Gil-08a]

5.5 Windprognosen

Um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss, wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, die Stromerzeugung ständig der aktuellen Stromnachfrage angepasst werden. Da die konventionellen, thermischen Kraftwerke lediglich mit eingeschränkter Variabilität betrieben werden können, sind Prognosen des Strombedarfs zur frühzeitigen Kraftwerkseinsatzplanung erforderlich. Vor dem Hintergrund einer vermehrten Stromeinspeisung aus EE und insbesondere der Windenergie tritt mehr und mehr die Prognose der zu erwartenden Windstromeinspeisung und damit verbunden der Windgeschwindigkeit (bzw. Windrichtung) in den Fokus der Betrachtung. Für den Bereich der kurzfristigen Einsatzplanung der Kraftwerke ist diesbezüglich ein Prognosezeitraum von wenigen Tagen bis wenigen Stunden relevant. Auch die Prognosegüte und der zu erwartende Prognosefehler sind in diesem Zusammenhang von Interesse. Im Folgenden werden diesbezüglich zunächst die grundsätzlichen Abläufe bei Windprognosen erläutert. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf den höher aufgelösten Daten im Stundenraster. Ebenso werden Besonderheiten für die potenziellen Standorte der Offshore-Windenergienutzung näher beleuchtet.

5.5.1 Prognoseverfahren

Eine allgemeine Einteilung von Prognoseverfahren kann hinsichtlich des zeitlichen Prognosehorizontes erfolgen. Je größer der Prognosehorizont gewählt wird, desto ungenauer und schwerer wird die Prognose. In der Energieversorgung erstrecken sich die Prognosen meist über einen Zeitraum von wenigen Stunden bis wenigen Tagen. Begründung findet dieses in der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung. Ebenso lehnen sich Prognosen bis zu einer Dauer von etwa 48 Std. an den Möglichkeiten kurzfristiger Handelstransaktionen an den Spotmärkten des Elektrizitätsmarktes an. Da bereits freitags der Handel für das gesamte Wochenende erfolgt, sind Prognosen von bis zu drei Tagen im Voraus unerlässlich. Eine Betrachtung größerer Prognosehorizonte soll daher in dieser Arbeit nicht weiter erfolgen. Zwar spielen auch diese für die Einsatzplanung des Windenergieaufkommens und dem damit verbundenen Ab- bzw. Zuschalten konventioneller Kraftwerke oder der Planung von beispielsweise Wartungsarbeiten an Offshore-Windenergieanlagen eine Rolle, jedoch nimmt die Prognosegüte nach [Gie-03] für Prognosehorizonte, die über fünf bis sieben Tagen hinausgehen, stark ab. Somit liegt der Fokus auf Prognoseverfahren für Prognosehorizonte zwischen drei Stunden und zwei Tagen, da diese für die operative Einsatzplanung der Kraftwerkskapazitäten am relevantesten sind.

Vorhersagen für Zeiträume ab drei bis sechs Stunden werden in der Regel mit Hilfe numerischer Wettervorhersagen erstellt. Sehr kurzfristige Windprognosen mit bis zu drei Stunden im Voraus erfolgen zumeist mit rein statistischen Ansätzen, da sich mit diesen für diese Zeitbereiche die besten Ergebnisse erzielen lassen. Eingangsgrößen für die statistischen Ansätze sind aktuelle Daten entsprechender Wetterstationen. [Foc-05]

Neben der Einteilung von Prognoseverfahren nach dem zeitlichen Prognosehorizont können diese auch nach ihrer methodischen Datenbearbeitung unterschieden werden. Nach [Lan-03] lassen sich die gängigen Prognosemodelle nach verschiedenen Modellelementen klassifizieren, die jeweils in unterschiedlichem Umfang enthalten sind. Die meisten Modelle arbeiten mit numerischen Wettervorhersagen als Eingangsdaten. Analog dazu können auch aktuelle Werte als Vorhersage für die folgenden Stunden angenommen werden, wie es beispielsweise bei der Basismethode der Persistenz-Prognose gemacht wird. Weitere Modellelemente können einfache oder erweiterte mathematische Ansätze zur Behandlung der Modellergebnisse, der Einsatz eines mikro- oder mesoskalierten Modells sowie die Verwendung von Online-Messungen sein. Abbildung 5.7 zeigt den schematischen Aufbau eines Prognosesystems. Dabei ist anzumerken, dass nicht alle dort aufgeführten Elemente in einem Prognosemodell enthalten sein müssen.

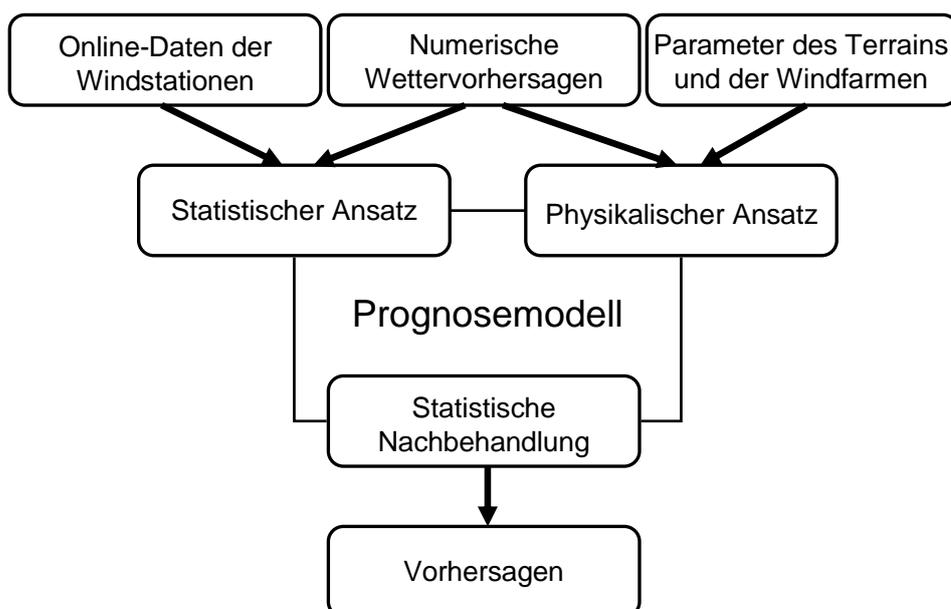


Abbildung 5.7: Aufbau eines Prognosesystems [Has-07]

Nach Abbildung 5.7 gibt es somit drei mögliche Arten von Eingangsdaten für das Prognosesystem. Die erste Kategorie bilden die „Online-Daten“, die als Regressionsparameter in die Windprognose eingehen können. Online-Daten können während der vergangenen Stunden gemessene Windgeschwindigkeiten und Leistungsabgaben relevanter Windparks bzw. Windenergieanlagen sein. Da solche Daten nicht immer online zur Verfügung stehen, können diese auch als Offline-Messungen zur nachträglichen Anpassung der Prognosen herangezogen werden.

Die zweite Kategorie umfasst die zumeist extern erstellten, numerischen Wettervorhersagen. Diese oftmals von nationalen Wetterdiensten wie dem Deutschen Wetterdienst (DWD) betriebenen Modelle unterliegen einem hohen operationellen Aufwand und erfordern häufig die Unterstützung durch komplexe EDV-Systeme. In der Regel liefern diese Modelle alle 6 bis 12 Stunden neue Vorhersagen für die kommenden 48 Stunden. Numerische Wettervorhersagemodelle unterliegen üblicherweise einer räumlichen Auflösung von 5 bis 25 km und erfassen große Gebiete bis hin zu Weltmodellen. Ist das geometrische Raster für den entsprechenden Anwendungsfall zu grob, bedarf es weiterer, feiner aufgelöster Modelle, in welchen zudem die örtliche Topographie Berücksichtigung finden kann. [Lan-03]

Angaben zur vorliegenden Rauigkeit bilden neben Parametern, die beispielsweise den Windpark charakterisieren, die dritte Kategorie an Eingangsdaten.

Liegen die Eingangsdaten vor, gibt es zwei grundsätzliche Ansätze zur Ermittlung der Windleistungsprognose: ein statistischer sowie ein physikalischer Ansatz.

Zu den statistischen Ansätzen gehören beispielsweise erweiterte Regressionsverfahren oder auch neuronale Netze als Modellansätze. Mit diesen lassen sich aus den numerischen Wettervorhersagen Leistungsprognosen für einzelne Anlagen oder ganze Regionen erstellen. Hierbei können zudem Online-Messdaten mit einbezogen werden.

Dem physikalischen Ansatz liegen die physikalischen und technischen Begebenheiten zugrunde. Unter Verwendung von Strömungsmodellen werden dabei aus den numerischen Wettervorhersagen die Windgeschwindigkeiten an der Windturbine abgeleitet. Anhand der Leistungskennlinie kann dann die Leistungsabgabe ermittelt werden.

Der statistische sowie der physikalische Ansatz können auch gemeinsam verwendet werden und schließen sich nicht gegenseitig aus. Auch [Gie-03] empfiehlt diese Kombination, da dadurch neben lokalen Luftströmungen auch auf optimierte Informationsauswertungen zurückgegriffen wird.

In den vergangenen Jahren konnte die Prognosegüte stetig verbessert werden. Auch für die Zukunft wird hier eine Weiterentwicklung gesehen. Neben der Prognosegüte verstärken sich die Forschungsanstrengungen auch auf die benachbarten Gebiete der Integration von Windenergie in die Energieversorgungssysteme. Besonders wichtig ist die Entwicklung von Prognosen, welche an die besonderen Offshore-Bedingungen angepasst sind. Aufgrund der Größe der geplanten Offshore-Windparks und dem regional konzentrierten Ausbau werden für ein sicheres Engpassmanagement im Übertragungsnetz knotenspezifische Vorhersagen für die operative Netzplanung an Bedeutung gewinnen. Zur Integration der Windenergie in den Energiemarkt sind zudem weiter verbesserte Kurzzeitprognosen im Bereich weniger Stunden erforderlich. Hier wird der Intra-Day-Handel zur kurzfristigen Beschaffung von Ausgleichsenergie aufgrund auftretender Windfluktuationen an Bedeutung gewinnen. [Has-07]

Ein weiteres wichtiges, aktuelles Forschungsgebiet der Windprognoseentwicklung befasst sich mit einer Abschätzung der Verteilung von Prognosefehlern. Hierdurch erhält man nicht nur die

prognostizierte Windgeschwindigkeit bzw. -leistung, sondern zudem eine Abschätzung der möglichen Fehler. Dieses wiederum birgt Vorteile für Handelsaktivitäten und nicht zuletzt für die Kraftwerkseinsatzplanung. Nach [Foc-05] treten die größten Prognoseunsicherheiten im Bereich von etwa 20 bis 80 % der Nennleistung, also dem Bereich des steilen Anstiegs der Leistungskennlinie (vgl. Abbildung 5.4), von WEA auf. In diesem Bereich haben kleine Prognosefehler in der Windgeschwindigkeit größere Prognosefehler in der Leistungsabgabe einer WEA zur Folge. In den horizontalen Abschnitten der Leistungskennlinie einer WEA, also nahe bei Null oder im Nennleistungsbereich wirken sich dagegen Windprognosefehler kaum aus. [Has-07]

5.5.2 Prognosefehler

Eine Analyse der Prognosefehler bzw. der Prognosegüte der Windgeschwindigkeit bzw. der Windstromeinspeisung an Onshore- und Offshore-Standorten wurde bereits in mehreren Quellen durchgeführt. Insbesondere ist hier das Anemos-Projekt zu nennen. Da in dieser Arbeit besonders die Offshore-Standorte von Interesse sind, beschränken sich die folgenden Ausführungen zumeist auf diese Bereiche.

Die Prognosequalität für die Offshore-Windparks erreicht theoretisch die Güte küstennaher, flacher Standorte. Da bisher jedoch noch kein Offshore-Windpark in deutschen Hoheitsgewässern errichtet wurde, basieren diese Aussagen zunächst auf Vermutungen, bei denen die besonderen Offshore-Bedingungen wenig bis keine Berücksichtigung finden. Daher sind die heutigen Prognosesysteme den besonderen Offshore-Bedingungen anzupassen. Beispielsweise ist, aufgrund der Wärmespeicherfähigkeit des Wassers, die thermische Schichtung der Luft anders als unter Onshore-Bedingungen. Zudem ist die Wellenoberfläche normalerweise sehr glatt, jedoch zeitlich variabel. Die Wasser-Land Grenze folgert veränderte atmosphärische Strömungen. Auch gewinnen die Abschattungseffekte bei dem flachen „Gelände“ zunehmend an Bedeutung und ebenso die kompakte Aufstellung der Windenergieanlagen sowie der einzelnen Windparks. Da auch in anderen Ländern bisher erst wenige Offshore-Windparks installiert wurden und sich zudem die Anpassung der Windprognosen an die besonderen Offshore-Bedingungen in der Entwicklung befindet, liegen bisher nur sehr wenige Aussagen zur Fehlerstatistik vor.

Untersuchungen von [Kar-04] geben für einen Prognosehorizont von 5 bis 40 Stunden einen mittleren Prognosefehler an, der langsam von 10 bis 15 % ansteigt. Somit sind diese Prognosen vergleichbar mit denen der Onshore-Standorte. Nach [Tam-06] und [Lan-06] geht man jedoch davon aus, dass man mit an die besonderen Offshore-Bedingungen angepassten Prognosemodellen bessere Prognosen als an Onshore-Standorten erzielen kann.

5.6 Aktueller Stand der Offshore-Windenergie

Aufgrund einer zunehmenden Verknappung der ausgewiesenen Vorrangflächen für die Nutzung der Windenergie auf dem Land ist hier ein Ende der Wachstumsphase absehbar. Eine weitere Steigerung der installierten Nennleistung von Onshore-Windenergieanlagen ist vorrangig auf das Repowering, dem Ersetzen älterer Anlagen durch leistungsstärkere neue WEA, zurückzuführen. Vor dem Hintergrund der von der Bundesregierung angestrebten Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien gewinnt die Offshore-Windenergie zunehmend an Bedeutung. Bedingt durch bessere Windverhältnisse sowie geringere Turbulenzen wird eine um bis zu 40 % höhere Leistungsbereitstellung verglichen mit Onshore-Anlagen erwartet. Daneben erfahren die großen Windenergieanlagen im Parkverbund auf See eine wesentlich höhere Akzeptanz als an Land, da die Anlagen in weiter Entfernung von der Küste errichtet werden, so dass diese für die Bevölkerung nicht sichtbar sind. [sci-09]

Im Folgenden werden einige Herausforderungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie aufgeführt. Des Weiteren wird die politische Entwicklung im Bereich der Offshore-Windenergie sowie der „Status Quo“ der Offshore-Projekte in Deutschland aufgezeigt.

5.6.1 Herausforderungen

Die geplanten deutschen Offshore-Windparkstandorte unterscheiden sich stark von denen der Onshore-Anlagen. Bisher gibt es auch auf internationaler Ebene keine Erfahrungen mit der Windenergienutzung in Wassertiefen von bis zu 40 m sowie großen Entfernungen von bis zu 200 km zur nächsten Küste. International stehen die Anlagen in maximal 20 m Wassertiefe. Auch die Küstenentfernungen sind bedeutend geringer, so dass sich für den Offshore-Bereich in Deutschland nur geringfügig Parallelen ziehen lassen. Die Erschließung der Offshore-Windenergie birgt daher nicht nur hinsichtlich des Zugangs zu den Offshore-Anlagen sehr hohe Anforderungen. Auch die eingesetzte Anlagentechnik steht vor neuen Herausforderungen. So müssen die Anlagen für stärkere Belastungen als an Land ausgelegt werden, um den hohen und schwankenden Windgeschwindigkeiten sowie schnellen Windrichtungswechseln trotzen zu können. Daneben erfordert insbesondere die salzhaltige Luft innovative Anlagentechnologien.

Die zu überbrückenden Entfernungen zur Küste, große Wassertiefen sowie die notwendige Netzanbindung folgern ein drastisch gestiegenes Investitionsvolumen. Um trotz allem ein Return on Investment zu erzielen, planen die Investoren mit Anlagen der Megawatt-Klasse. Deutsche Windenergieanlagenhersteller haben auf diese Anforderungen reagiert und bereits Anlagen im Bereich der 5-Megawatt-Klasse produziert, die aktuell unter Offshore-Bedingungen getestet werden. Die nachfolgende Abbildung 5.8 verdeutlicht die enorme Entwicklung von Windenergieanlagen von 1985 bis 2005. [Bun-08a]

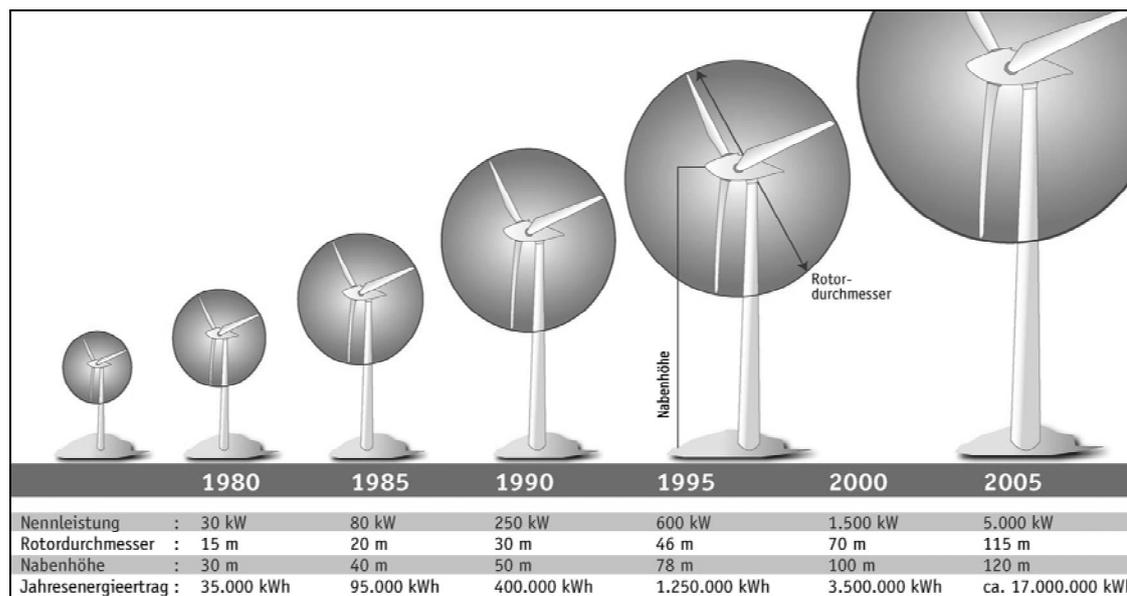


Abbildung 5.8: Leistungssteigerung von Windenergieanlagen - Entwicklung von 1980 bis 2005 [All-08]

Auch die Anbindung der Offshore-Windparks an das deutsche Energieversorgungsnetz erfordert einen besonderen Aufwand. Zur Übertragung des erzeugten Stroms müssen laut einer Studie der Deutschen Energie-Agentur (kurz DENA) zusätzliche Übertragungskapazitäten bereitgestellt werden. So beziffern in dieser Studie Vertreter der Windbranche als auch Kraftwerks- und Netzbetreiber den erforderlichen Ausbau des Höchstspannungsnetzes auf 850 km bis zum Jahr 2015, falls eine verzögerte Offshore-Entwicklung verhindert werden soll. In einem zweiten Teil der Netzstudie werden die Anforderungen an das Netz für den Zeitraum nach 2015 untersucht. [Deu-08b]

5.6.2 Politische Entwicklungen

5.6.2.1 Offshore-Strategie der Bundesregierung

Der Beginn der Offshore-Entwicklung ist in das Jahr 1997 zu legen. In diesem Jahr wurden die ersten grundlegenden, genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen geschaffen, woraufhin im Jahr 1999 der erste Antrag für die Errichtung eines Offshore-Windparks beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) eingegangen ist. Im anschließenden Jahr 2000 wurden mit Inkrafttreten der ersten Fassung des EEG zum ersten Mal definierte Vergütungen für die Offshore-Windenergie dokumentiert. Des Weiteren veröffentlichte die Bundesregierung im Jahr 2002 ein Strategiepapier zur Windenergienutzung auf See mit folgenden strategischen Eckpunkten [Deu-08a]:

- stufenweiser Ausbau, unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und ökologischer Verträglichkeit

- Steigerung des Windenergieanteils an der gesamten, deutschen Stromerzeugung, mit einer möglichen installierten Leistung von 25.000 bis 30.000 MW im Offshore-Bereich bis 2025 bzw. 2030
- Festlegung geeigneter Gebiete zur Aufstellung von Windparks innerhalb und außerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftzone (AWZ)

In der ersten Novelle des EEG im Jahre 2004 wurden die Anreize zum Ausbau der Offshore-Windenergie nach den Zielen des Strategiepapiers weiter berücksichtigt. Im Jahr 2003 wird in der Nordsee, 45 km nördlich von Borkum, die vom Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderte Forschungsplattform Fino I in Betrieb genommen. Mit dieser sollen Erkenntnisse über meteorologische sowie ozeanographische Daten wie Windverhältnisse, Seegang, Materialbeständigkeit der Anlagen und weitere technische Parameter ermittelt werden. Die gesammelten Daten dienen bei der Planung der Auslegung sowie dem Betrieb zukünftiger Offshore-Windparks. In den Jahren 2007 bzw. 2008 folgen die beiden Forschungsplattformen Fino II und Fino III in der Ostsee in der Nähe von Rügen bzw. in der Nordsee etwa 80 km nordwestlich von Sylt. [Sti-09] [Fin-09] [Bun-09b]

Im Rahmen der Weiterentwicklung der Offshore-Strategie werden die Übertragungsnetzbetreiber durch das im Oktober 2006 verabschiedete Infrastrukturbeschleunigungsgesetz verpflichtet, bis zum Jahr 2015 alle Offshore-Windparks, deren Baubeginn vor 2011 datiert, ans Netz anzuschließen und die damit verbundenen Kosten zu übernehmen. Für die Investoren resultiert aus dieser Regelung eine deutliche finanzielle Entlastung. Allerdings bietet diese Regelung derzeit keine Planungs- und Investitionssicherheit für Offshore-Windparks, deren Baubeginn nach 2011 angestrebt wird. [Ene-09a]

Ergebnisse und Erfahrungen wird in Zukunft auch der erste deutsche Offshore-Windpark, Alpha Ventus, liefern, mit dessen Bau 45 km vor der Insel Borkum in 30 m Wassertiefe im Jahr 2009 abgeschlossen wurde. Hier werden weltweit erstmalig zwölf 5-MW-Anlagen mit unterschiedlichen Fundamenttypen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone eingesetzt. Langfristig, also in einigen Jahren, wird das Testfeld wertvolle Informationen für die Planung sowie den Betrieb zukünftiger Offshore-Windparks liefern. [Wag-08]

Mit der zweiten Novelle des EEG, welche im Januar 2009 in Kraft getreten ist, werden die Ausbauziele der Offshore-Windenergie weiter verfolgt. Konkret werden nach dem EEG Offshore-Anlagen vergütet, welche außerhalb von Naturschutzgebieten errichtet werden.

5.6.3 Status Quo der deutschen Offshore-Projekte

Langwierige Genehmigungsverfahren und hohe Umweltauflagen haben dazu beigetragen, dass sich trotz ambitionierter Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen der Ausbau sowie die Integration der Offshore-Windenergie deutlich verzögern.

Gegenwärtig hat das BSH 17 Offshore-Windparks in der AWZ und zwei in der 12-Seemeilen-Zone der Nordsee genehmigt. In der Ostsee sind es hingegen drei Offshore-Windparks in der AWZ und zwei in der 12-Seemeilen-Zone. Diese 24 Projekte befinden sich in der ersten Planungs- bzw. Bauphase. Um das Ziel der Bundesregierung - 20.000 bis 25.000 MW Offshore-Windenergie bis 2030 zu installieren - zu erreichen, bedarf es weitaus mehrerer Windparks. Weitere 46 Windparks in der Nordsee und 6 in der Ostsee sind geplant. Diese Projekte befinden sich derzeit im Genehmigungsverfahren beim BSH. [den-09]

5.7 Verwendetes Windparkmodell

Zur Untersuchung der Fragestellung, inwieweit Biogasanlagen in Kombination mit schnell regelbaren Mikrogasturbinen die Differenzen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher elektrischer Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks reduzieren können, war es zunächst erforderlich, die entsprechende elektrische Leistungsbereitstellung zu ermitteln. Diese Ermittlung basierte auf einem Windparkmodell, in welchem Wind- und Wetterdaten, die Windparkgeometrie sowie die gemessene Leistungscharakteristik als Eingangsparameter dienen.

Warum ein Windpark und nicht einzelne Windenergieanlagen betrachtet wurden, soll im Rahmen dieses Kapitels beantwortet werden. Ebenso werden die Parkkonfiguration sowie relevante Parameter näher erläutert.

5.7.1 Einzelanlage vs. Offshore-Windpark

Allgemein bezeichnet der Begriff „Windpark“ eine räumlich und organisatorisch verbundene Ansammlung von Windenergieanlagen. Dabei werden die WEA zwar über eine interne Verkabelung und eine gemeinsame Übergabestation mit dem Netz verbunden, laufen jedoch autonom im Netzparallelbetrieb. Des Weiteren kann die gesamte Infrastruktur konzentriert werden, wodurch sich nicht nur unter maritimen Bedingungen die Kosten im Vergleich zu Einzelanlagen deutlich reduzieren lassen. Erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Wartungsarbeiten, die konzentriert an mehreren Anlagen durchgeführt werden können und sich somit große Fahrtstrecken und -zeiten und damit Kosten für Techniker vermeiden lassen.

Die Errichtung von Offshore-WEA in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee erfordert einen, im Vergleich zur Onshore-Windenergienutzung, wesentlich höheren, finanziellen Aufwand. Dieser resultiert aus den örtlichen Gegebenheiten (Wassertiefen) sowie Entfernungen für den Netzanschluss von oftmals mehr als 100 km. Gegenüber den an Land errichteten Windparks mit relativ einfachen Fundamenten erfordern die speziellen Gründungskonstruktionen zur Errichtung einer Windkraftanlage auf hoher See hohe Investitionen. Auch bedingen Wartungsmaßnahmen eine enorme finanzielle Belastung. Diesen außergewöhnlichen, ökonomischen Herausforderungen kann man lediglich mit möglichst

geringen spezifischen Kosten sowie hohen Energieerträgen begegnen. Projektierer von Offshore-Windparks streben daher einen maximalen Energieertrag an, welcher wiederum aus einer möglichst großen, installierten Windparkgesamtleistung resultiert. Die für die Installation der WEA in Frage kommenden ausgewiesenen Vorranggebiete werden daher mit möglichst vielen und leistungsstarken WEA bestückt, wobei der Gesamtenergieertrag dieser Windparks das ausschlaggebende Kriterium darstellt. Gegenwärtig maximal zu genehmigende sowie realisierende Projektgrößen belaufen sich auf etwa 80 WEA mit jeweils 5 bis 6 MW-Nennleistung. Dabei werden Genehmigungen für die Errichtung dieser Offshore-Windparks vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt.

Neben der Installation und Wartung von Offshore-WEA stellt insbesondere die Netzanbindung Windanlagen- und Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Um diese enormen, nicht nur finanziellen Belastungen möglichst zu minimieren, erweist sich eine Parkanordnung mit einem Netzanschluss für den gesamten Park als äußerst vorteilhaft. Um in diesem Zusammenhang den Ausbau der Offshore-Windenergie weiter voranzutreiben, trat am 17.12.2006 das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz in Kraft. In diesem werden nach §17 Abs. 2a des EnWG die nächstgelegenen Netzbetreiber zur Netzanbindung aller Offshore-Windparks verpflichtet, deren Baubeginn bis Ende 2015 erfolgt. Dabei müssen die Netzbetreiber die Verbindung vom Umspannwerk auf See bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt realisieren und zudem die Kosten für die Netzanbindung übernehmen.

Neben den monetären Gründen, die auf einen Zusammenschluss mehrerer WEA zu einem Windpark abzielen, sprechen auch technische dafür. So vereinfacht sich die Betriebsführung für einen Windpark im Gegensatz zu vielen Einzelanlagen, da dieser für den Netzbetreiber als ein großes (verteilt) Kraftwerk angesehen und entsprechend behandelt werden kann. Jedoch schließt die zentrale Regelung des Windparks eine separate Steuerung der Einzelanlagen nicht aus.

5.7.2 Windparkkonfiguration / Parameterauswahl

Zur Berechnung der Differenz zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher elektrischer Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks, wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Windpark bestehend aus 77 WEA betrachtet. Die Aufstellungsgeometrie ist der folgenden Abbildung 5.9 zu entnehmen.

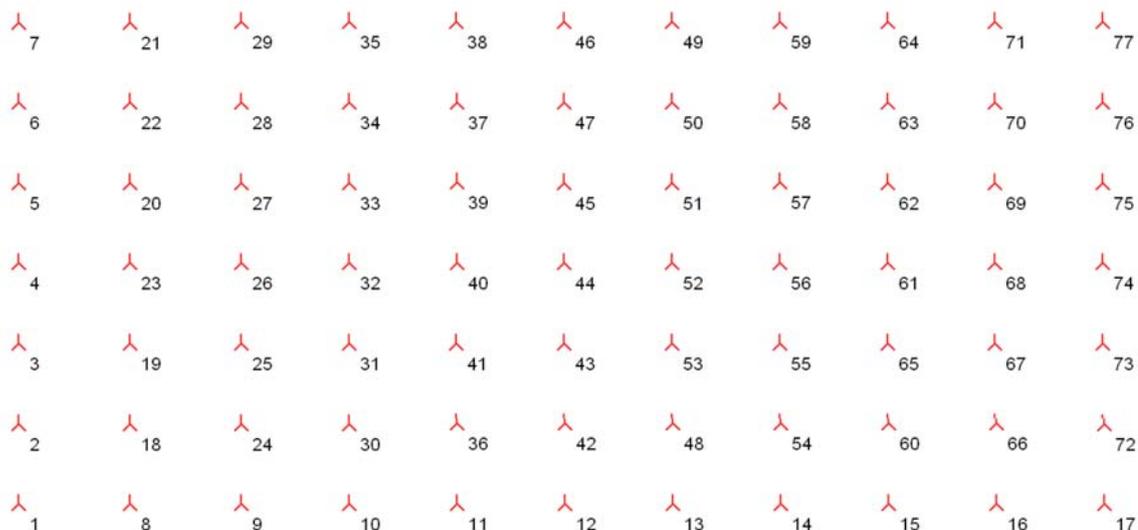


Abbildung 5.9: Aufstellungsgeometrie des betrachteten Offshore-Windparks

Durch die bereits genannten, speziellen Anforderungen küstenferner Offshore-Projekte gepaart mit hohen Investitions- sowie Betriebskosten, bedarf es eines möglichst großen Energieertrages. Folglich geht der Trend zu immer größeren Offshore-WEA. Heutzutage bieten verschiedene Hersteller bereits Multimegawatt-Anlagen mit bis zu 5-MW-Nennleistung an. Daneben befinden sich technisch realisierbare Anlagen in einer Leistungsklasse von bis zu 8 MW schon teilweise in der Entwicklung. Leistungen darüber hinaus sind Gegenstand aktueller europäischer Forschungsaktivitäten. [EWE-08]

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Multimegawatt-Anlagen der Firma REpower Systems AG mit der Handelsbezeichnung „5M“ ausgewählt. Diese Anlagen gehören zurzeit zu den weltweit größten Windenergieanlagen, die sich für einen Offshore-Einsatz qualifizieren. Die REpower 5M kennzeichnet eine Nennleistung von 5 MW sowie einen Rotordurchmesser von 126 m. Die Nabenhöhe beläuft sich auf 92 m. Die Abbildung 5.10 zeigt die gemessene Leistungskennlinie einer einzelnen 5M-Anlage. Wie man der Abbildung entnehmen kann, gewährt dieser Anlagentyp einen Nennleistungsbetrieb für Windgeschwindigkeiten von bis zu 30 ms^{-1} . Auch andere, für den Offshore-Einsatz konzipierte WEA weisen diese Charakteristik auf. Durch diesen im Vergleich zu Onshore-WEA ausgedehnten Nennleistungsbereich sollen abrupte Leistungseinbrüche aufgrund von Sturmabschaltungen weitestgehend vermieden werden.

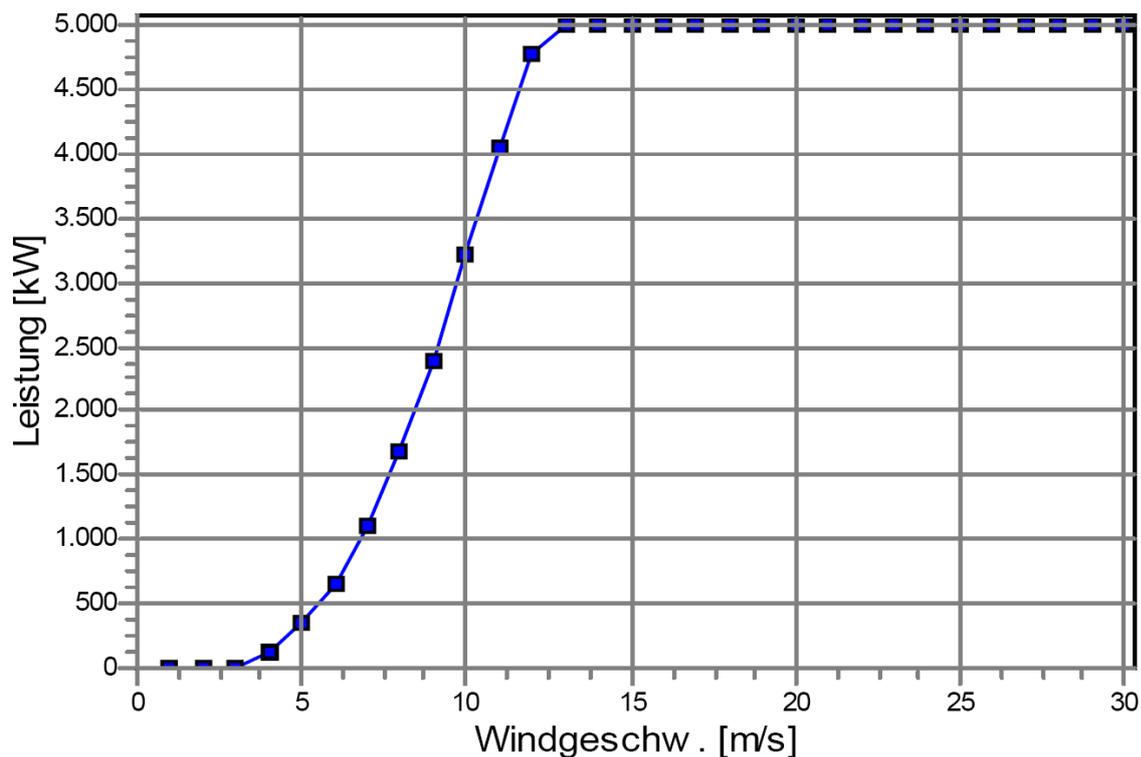


Abbildung 5.10: Leistungskennlinie einer REpower5M - in Anlehnung an [Her-07]

Die Leistungskennlinie charakterisiert eine Einzellanlage und impliziert dabei keine Windparkeffekte. Insbesondere die Nachlaufströmung bedarf einer gesonderten Betrachtung.

Die kompakte Aufstellung von Windenergieanlagen in einem Windpark kann zu einer gegenseitigen Beeinflussung der Anlagen führen. Dabei wird ein Teil der Anlagen nicht mehr frei vom Wind angeströmt, sondern einer von vorstehenden Anlagen beeinflussten Windströmung ausgesetzt (vgl. Abbildung 5.11).

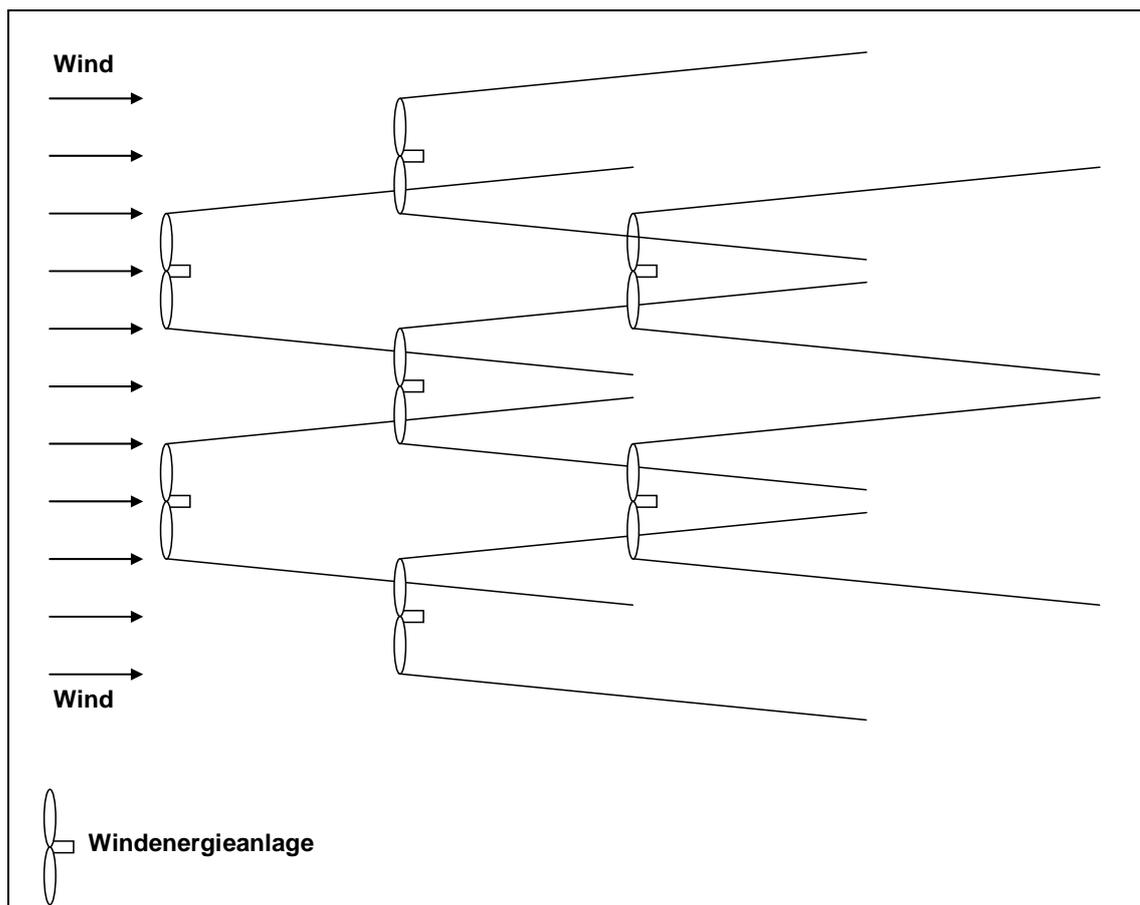


Abbildung 5.11: Schematische Darstellung der Strömungsverhältnisse in einem Windpark [Ben-96]

Die verminderte Leistungsabgabe durch diesen als Nachlaufströmung oder Wake bezeichneten Effekt steht in Abhängigkeit von der Windrichtung sowie der unbeeinflussten, auf den Park auftreffende Windgeschwindigkeit. Folglich reduziert sich auch der so genannte „Parkwirkungsgrad“, welcher wiederum nach [Alb-97] als das Verhältnis der momentanen Leistungsabgabe eines Windparks zur theoretischen Leistungsabgabe einer gleichen Anzahl von unbeeinflusst angeströmten Anlagen definiert ist. [Bey-95]

Um die gegenseitigen Beeinflussungen der WEA untereinander durch die erwähnten Abschattungseffekte mit zu berücksichtigen, finden heutzutage diverse Modelle Verwendung. Wie bereits in Kapitel 5.4.1.1 aufgeführt, bietet von diesen Modellen vor allem das Jensen-Modell den besten Kompromiss zwischen einer möglichst realistischen Abbildung des Wake-Effektes sowie einer akzeptablen Rechenzeit. Daher basiert auch im Rahmen dieser Arbeit die Berechnung der elektrischen Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks auf dem Jensen-Modell.

5.7.3 Parameterauswahl

Im Folgenden werden die wichtigsten Parameter vorgestellt, die für das Windparkmodell verwendet wurden.

Einer der wichtigsten Parameter ist der Abstand der WEA untereinander. Bei der Wahl dieses Parameters gilt es einen Kompromiss zu finden zwischen einer möglichst geringen Reduzierung in der Leistungsabgabe des Offshore-Windparks in Folge des Wake-Effektes sowie einer möglichst guten Flächenausnutzung hinsichtlich der Anlagenanzahl und damit des Gesamtenergieertrages.

Im Rahmen dieser Arbeit liegen daher die Abstände zwischen den WEA in horizontaler sowie vertikaler Richtung in einer Größenordnung des 4,8-fachen Rotordurchmessers. Diese Größenordnung gilt unter Offshore-Bedingungen als ein guter Kompromiss zwischen der Reduzierung des Wake-Effektes und einem möglichst hohen Gesamtenergieertrags.

Wie bereits erwähnt beträgt die Nabenhöhe der betrachteten WEA 92 m. Die verwendeten Messdaten der Windrichtungen sowie Windgeschwindigkeiten liegen für eine Höhe von 90 m vor. Diese Differenz erfordert die Berücksichtigung der Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe. Im Rahmen dieser Arbeit wurde dafür der in Kapitel 5.2.4 bereits erläuterte Potenzansatz nach Hellmann verwendet. Für den in dieser Formel genannten Hellmann-Exponenten α wurde der Wert 0,14 eingesetzt. Dieser Wert kann auch der IEC 61400-3 für den Offshore-Bereich entnommen werden.

Da die mit dem Windparkmodell berechneten Leistungswerte von verschiedenen Parametern abhängig sind, können u.a. folgende Parameter eine gewisse Unschärfe in den Berechnungsergebnissen hervorrufen:

- Modellunschärfen
- Einflüsse der thermischen Schichtung
- Verschmutzung der Rotorblätter
- Zeitliche Mittelung der Messwerte
- Böencharakteristik
- etc.

Eine umfassende Unschärfebetachtung kann letztendlich erst erfolgen, sobald der erste Windpark in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone unter entsprechenden Offshore-Bedingungen errichtet wurde.

6 Auswertung: Windprognosen und reale Windstromeinspeisung

Wie bereits im Kapitel „Prognosen“ erwähnt, sind Windprognosen mit unvermeidbaren Unschärfen gepaart. Folglich kann zur Kraftwerkseinsatzplanung die Anmeldung der Fahrpläne für die Windparks (WP) lediglich auf einer Abschätzung, eben der „Prognose“ der elektrischen Leistungsbereitstellung für diese Parks fußen. Betrachtet man ferner die von der Europäischen Union sowie der Bundesrepublik Deutschland auferlegten Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, so weisen diese u. a. einen hohen Anteil an Windenergie auf. Möchte man den heutigen, hohen Grad an Versorgungssicherheit auch zukünftig wahren, müssen hinsichtlich der Windenergienutzung die Prognosen weiter verbessert werden. Ebenso bedarf es Alternativen, die im Falle auftretender Differenzen zwischen der prognostizierten sowie tatsächlichen elektrischen Energiebereitstellung einer WEA bzw. eines Windparks zum Einsatz kommen.

Um die tatsächliche, elektrische Energiebereitstellung der Prognosen der elektrischen Energiebereitstellung eines Offshore-Windparks anzunähern, wird im Folgenden die sich bietende Möglichkeit der kombinierten elektrischen Leistungsbereitstellung von Offshore-Windparks und schnell regelbaren, biogasbetriebenen Mikrogasturbinen untersucht. Das speicherfähige Biogas kann als einer der wenigen Energieträger unter den Erneuerbaren Energien nicht nur heute schon bedarfsabhängig elektrische Energie bereitstellen, sondern, mit zunehmendem Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Kraftwerkspark, eine wichtige Funktion im Rahmen der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie insbesondere der von Regelenergie übernehmen.

Um eine Aussage treffen zu können, inwieweit Biogas die Aufgabe des Ausgleichs von Einspeisedifferenzen zukünftiger Offshore-Windparks wahrnehmen kann, müssen die Charakteristika der Prognoseabweichungen erarbeitet werden. Hierzu wurde ein Zeitraum betrachtet, der sich vom September des ersten Jahres bis zum Januar des folgenden Jahres erstreckt. In dieser Zeitspanne treten, verglichen mit den übrigen Monaten eines Jahres, nicht nur besonders hohe Windgeschwindigkeiten auf, es kommt zudem verstärkt zu Windgeschwindigkeits- und Windrichtungswechseln. Diese starken, einen stochastischen Charakter aufweisenden Fluktuationen erschweren die genauen Prognosen der Windparkleistung.

Zur gewünschten Einhaltung der elektrischen Einspeiseprognosen müssen Prognoseabweichungen von den biogasbetriebenen MGT nachgefahren werden. Für die Untersuchung der auftretenden Differenzen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher Windstromeinspeisung bietet der ausgewählte Zeitraum besonders hohe Anforderungen an die Ausgleichsvorgänge. Für die Untersuchung der Möglichkeiten und Grenzen des

Kombinationspotenzials von Biogasanlagen mit Offshore-Windparks kann dieser Zeitraum somit als prädestiniert angesehen werden.

6.1 Prognoseabweichungen in der Windparkleistung

Die Berechnung der prognostizierten Windparkleistung erfolgte anhand vorliegender Prognosedaten für die Windrichtungen und -geschwindigkeiten. Mit diesen Werten sowie mit Hilfe des erstellten Windparkkennfeldes (Kapitel 5.7.2) konnten Leistungsprognosen für die folgenden zwölf Stunden errechnet werden. Auch die Ermittlung der tatsächlichen Leistungsbereitstellung des betrachteten Windparks erfolgte über das Windparkkennfeld. Hierbei wurden real gemessene Windrichtungen und -geschwindigkeiten von einem potenziellen Offshore-Windparkstandort verwendet.

Nach der Berechnung der elektrischen Windparkleistung für die prognostizierten und tatsächlichen Werte wurden die prognostizierten Leistungen mit den gemessenen verglichen. Als Resultat konnten die auftretenden Prognoseabweichungen ermittelt werden. Abbildung 6.1 veranschaulicht diese Prognoseabweichungen aufgetragen über den Untersuchungszeitraum. In der Abbildung treten sowohl positive als auch negative Abweichungen mit deutlichen variierenden Dimensionen auf. Sehr vereinzelt erreichen die Prognoseabweichungen sogar Werte im Bereich der installierten Windparkleistung von 385 MW.

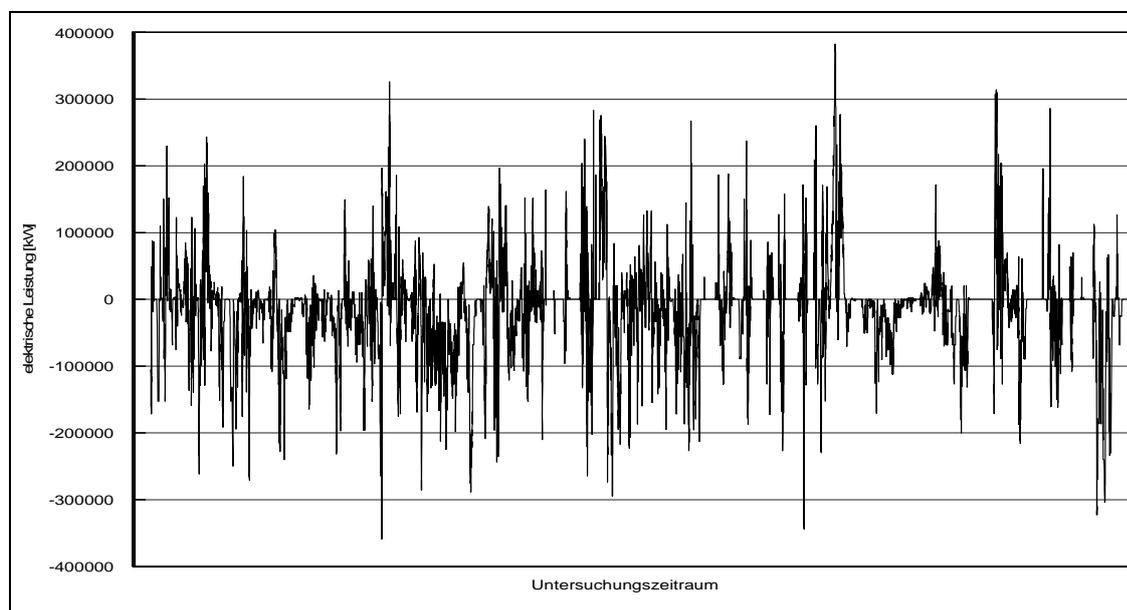


Abbildung 6.1: Differenzen zwischen der prognostizierten sowie disponiblen elektrischen Energiebereitstellung des betrachteten Windparks

Die Abbildung 6.2 veranschaulicht noch einmal die auftretenden Prognoseabweichungen beispielhaft für einen ausgewählten Monat. Aufgrund der größeren zeitlichen Auflösung lassen sich die Größenordnungen auftretender Prognoseabweichungen deutlicher erkennen.

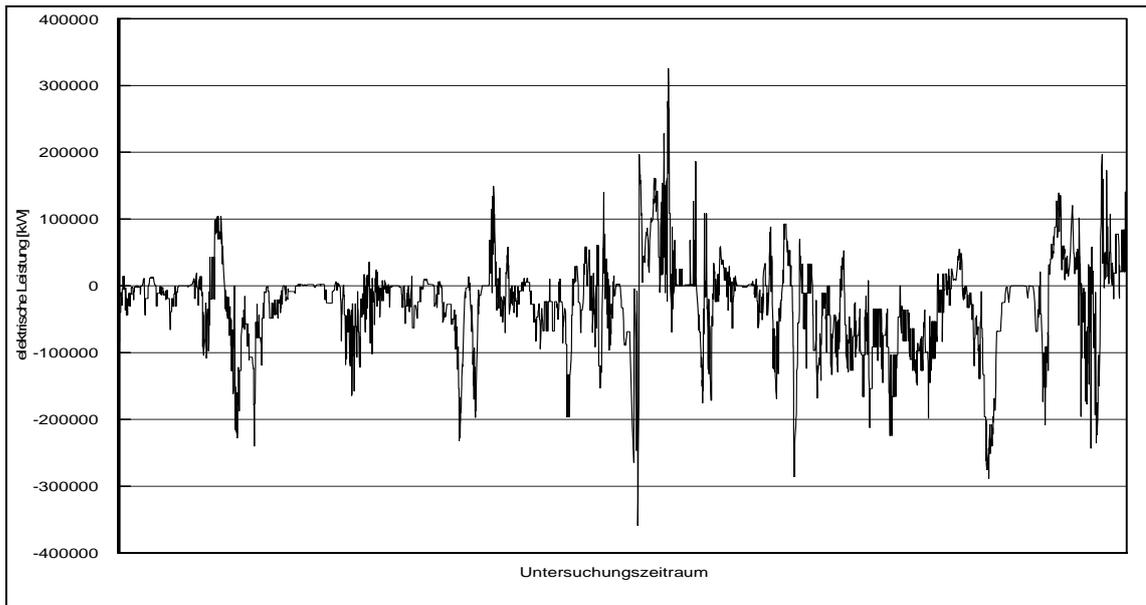


Abbildung 6.2: Differenzen zwischen der prognostizierten sowie disponiblen elektrischen Energiebereitstellung des betrachteten Windparks für einen ausgewählten Monat

Für die Dimensionierung und Einsatzplanung der biogasbetriebenen MGT sowie zur Abschätzung des Biogasbedarfs ist es nun von Interesse, mit welchen Häufigkeiten die jeweiligen Klassen der Differenzen auftreten. Eine Antwort auf diese Fragestellung liefert die Abbildung 6.3. In dieser sind die normierten, absoluten Häufigkeiten der Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der gemessenen elektrischen Leistung eines 385-MW-Offshore-Windparks dargestellt.

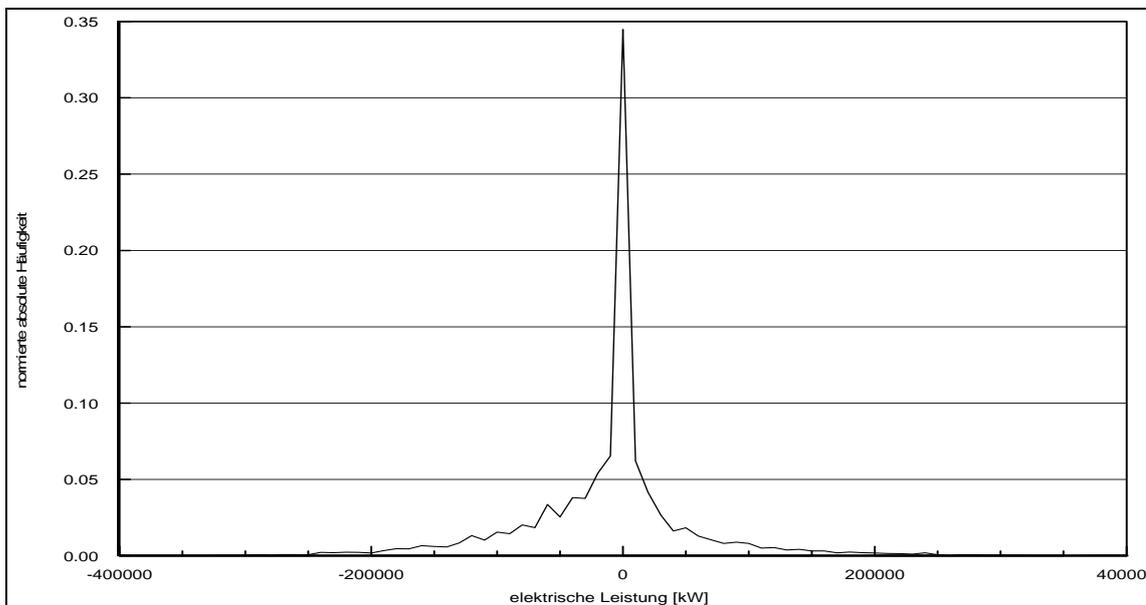


Abbildung 6.3: Normierte absolute Häufigkeit der Prognosedifferenzen

Die Abbildung 6.3 zeigt auf den ersten Blick eine annähernd gleiche Verteilung zwischen den positiven und negativen Leistungsdifferenzen. Ebenso erkennt man, dass ein Großteil der Differenzen (etwa 34 %) Null ist. In diesem Fall stimmt folglich die prognostizierte elektrische Leistungsbereitstellung des betrachteten Offshore-Windparks mit der tatsächlichen überein. Da eine Differenz von Null keine weiteren Maßnahmen erfordert, wird dieses in den folgenden Untersuchungen nicht weiter mit berücksichtigt.

Das Verhältnis zwischen einer Über- zu einer Unterschätzung für die prognostizierte, elektrische Leistungsbereitstellung hält sich in etwa die Waage. Betrachtet man die Verteilung jedoch etwas genauer, so erkennt man, dass die Häufigkeiten auf der negativen Seite größer sind als die auf der positiven. Diese Tatsache ist für das Ziel des Angleichens von realer Leistungsbereitstellung an die prognostizierte und damit für die Einsatzplanung der biogasbetriebenen MGT von Vorteil. Um zu ergründen warum dieses so ist, wird im Folgenden zunächst die Bedeutung des negativen sowie positiven Achsenabschnittes näher erläutert.

Die „negative Seite“ der Abszisse kennzeichnet den Bereich, in dem eine Unterschätzung der elektrischen Leistungsbereitstellung vorliegt, die Prognose somit geringer als die tatsächliche, elektrische Leistungsbereitstellung ist. Ein Angleichen der realen Leistungsbereitstellung an die Prognose und damit die Einhaltung des angemeldeten Windparkfahrplans lässt sich in diesem Bereich relativ einfach realisieren. Mehr bereitgestellte Leistung, als es die Prognose vorausgesagt hatte, bietet die Möglichkeit, einen Ausgleich durch das Herunterregeln der bereitgestellten, elektrischen Leistung der Windenergieanlagen zu bewirken. In diesem Zusammenhang bieten Windenergieanlagen den großen Vorteil, dass sie große Leistungsgradienten realisieren können. So sind sie im Stande innerhalb von wenigen Sekunden aus dem Nennleistungsbereich in den Stillstand zu fahren. Für das Angleichen der Leistungsabgabe an die jeweilige Prognose genügen oftmals geringere Leistungssprünge aus. Daher ist hier mit noch geringeren Zeiten zu rechnen. Dieser extrem schnellen Regelungsgeschwindigkeit kann heutzutage weitestgehend kein konventionelles Kraftwerk folgen. Somit bietet das Herunterregeln der WEA nicht nur die einfachste, sondern auch die schnellste und damit sicherste Möglichkeit die angemeldeten Fahrpläne im Falle einer Überschreitung des Prognosewertes einzuhalten und damit die Systemstabilität sicherzustellen.

Bei der Einhaltung der angemeldeten Fahrpläne sind natürlich nicht nur ökonomische Gesichtspunkte von Interesse. Auch die ökologischen Auswirkungen rücken mehr und mehr in den Fokus. So zieht beispielsweise der Teillastbetrieb eines konventionellen Kraftwerkes einen verminderten Wirkungsgrad nach sich, der wiederum verbunden mit einem höheren Bedarf an Energieträgern in Form von Brennstoffen (wie beispielsweise Kohle oder Gas) pro erzeugter kWh ist. Da WEA keinen Brennstoffbedarf o.ä. aufweisen, stellt das Herunterregeln der Windenergieanlagen auch diesbezüglich die offensichtlich einfachste und vorteilhafteste Variante zur Einhaltung der angemeldeten Fahrpläne dar.

Konträr zum negativen Abszissenabschnitt kennzeichnet die „positive Seite“ der Abbildung 6.3 den Bereich, in dem eine Überschätzung der elektrischen Leistungsbereitstellung vorliegt, die

Prognose die gemessene Leistungsbereitstellung übertrifft. Ein Angleichen der realen Leistungsbereitstellung an die Prognosewerte kann in diesem Bereich nur durch den Einsatz zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten erfolgen. Hieraus wird ersichtlich, dass für die Einsatzplanung von biogasbetriebenen MGT der positive Bereich von Interesse ist.

Die weiteren Untersuchungen, der durch zusätzliche Kraftwerke wie Biogasanlagen bereitzustellenden Leistung, beschränken sich somit auf die positive Seite der Abszisse aus Abbildung 6.3.

6.2 Von biogasbetriebenen MGT nachzufahrende Differenzen

Die Differenzen, die für einen vollständigen Ausgleich zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung von den biogasbetriebenen MGT nachzufahren sind, zeigt die Abbildung 6.4.

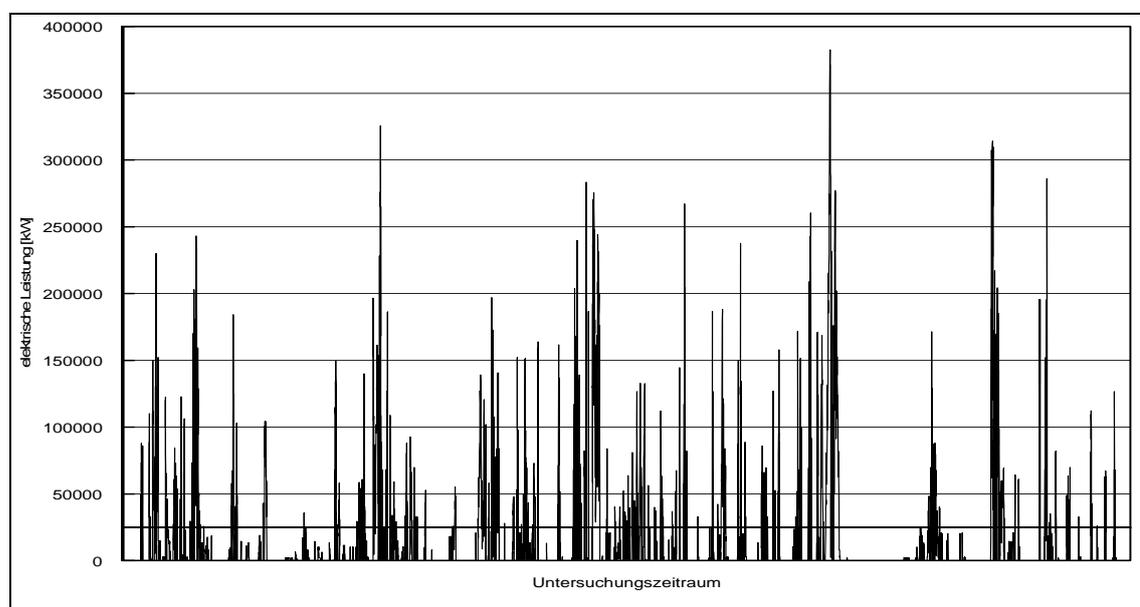


Abbildung 6.4: Darstellung der Differenzen, welche durch das Herunterregeln der WEA nicht auszugleichen sind

In dieser Abbildung sind bereits die negativen Differenzen ausgeblendet worden, welche durch das Herunterregeln der Windenergieanlagen ausgeglichen werden können. Der Bedarf an elektrischer Ausgleichsleistung beläuft sich nicht nur verstärkt in den kleineren Leistungsbereichen, es treten vielmehr auch vereinzelt einige extreme Peaks auf.

In der Abbildung 6.4 ist der gesamte Untersuchungszeitraum dargestellt. Durch eine zeitliche Entzerrung der aufgetragenen Werte können die auftretenden positiven Differenzen deutlich detaillierter dargestellt werden. Das Verhältnis zwischen eher selten auftretenden großen Differenzen und den häufigen Differenzen im Bereich kleinerer Leistungen tritt hervor.

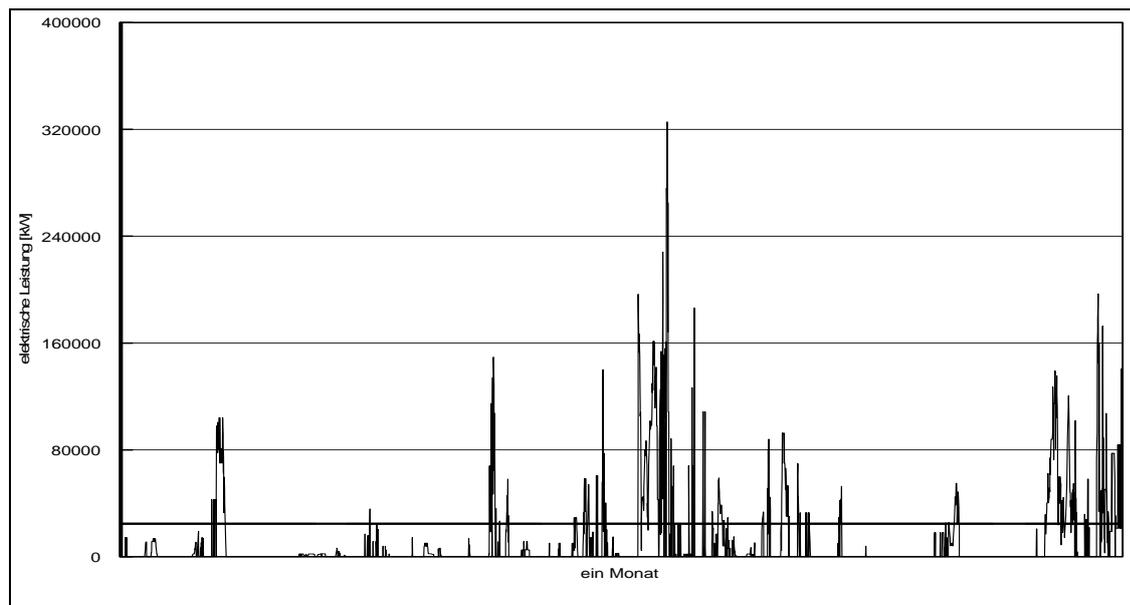


Abbildung 6.5: Positive Differenzen des ausgewählten Monats des Untersuchungszeitraums

Für die Dimensionierung der benötigten, installierten MGT-Leistung ist es von Interesse, wie häufig die verschiedenen Differenzen auftreten. Die Darstellung der Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes aus Abbildung 6.6 zeigt, dass bereits eine installierte MGT-Leistung von 9 % der installierten Windparkleistung (bei dem betrachteten 385.000 kW Windpark wären dieses 34.650 kW) ausreicht, um etwa 50 % der auftretenden, positiven Differenzen abzudecken. Möchte man 75 % der Differenzen ausgleichen, so wird eine installierte MGT-Leistung von 20 % der installierten Windparkleistung (77.000 kW) benötigt, bei 90 % Ausgleich sind es etwa 36 % (138.600 kW), bei 95 % gut 50 % (192.500 kW). Bei einem Ausgleichswunsch von 99,3 % der Prognoseabweichungen sind bereits 75% (288.750 kW) an installierter MGT-Leistung bezogen auf die installierte Windparkleistung nötig. Für den Ausgleich aller Differenzen zwischen den prognostizierten und den tatsächlich auftretenden Windparkleistungen eines 385-MW-Windparks wird eine installierte MGT-Leistung von in nahezu gleicher Größenordnung benötigt. Da der elektrische Leistungsbedarf in dieser Größenordnung jedoch nur äußerst selten auftritt, macht es nicht nur unter ökonomischen Gesichtspunkten wenig Sinn, die installierte MGT-Leistung für diesen Bedarf zu dimensionieren.

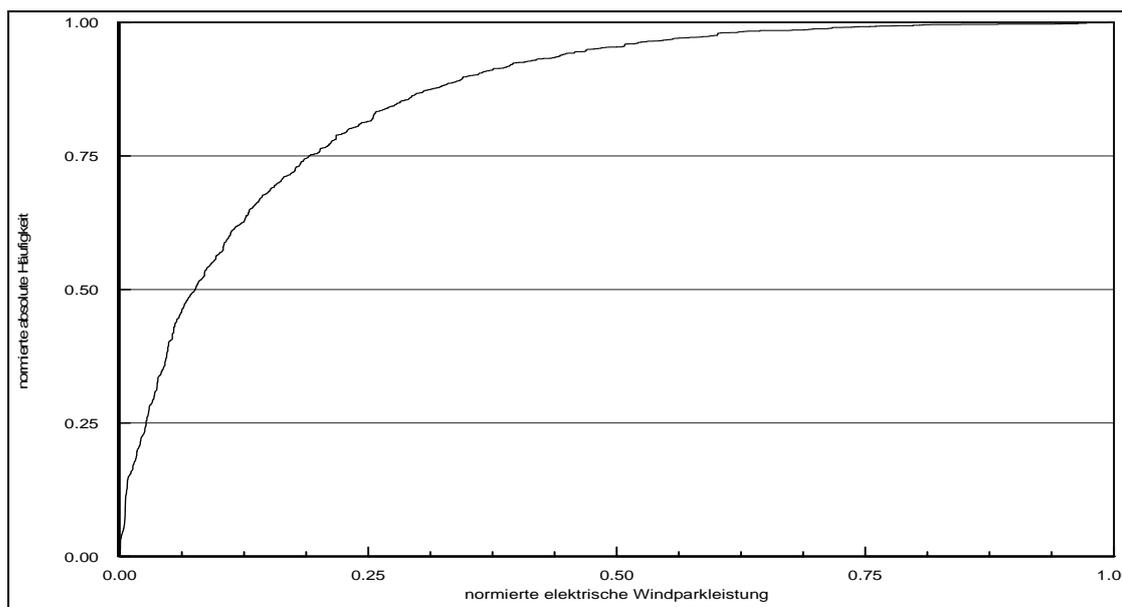


Abbildung 6.6: Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes

Die Darstellung verdeutlicht, dass der Einsatz von MGT zum Ausgleich von Prognoseabweichungen vor allem im unteren Bereich der Leistungsdifferenzen eine interessante Alternative darstellt. Mit steigendem Grad des Ausgleichs sollten weitere Alternativen mit in Betracht gezogen werden, da mit steigenden installierten Leistungen die durchschnittlichen Einsatzzeiten der MGT deutlich sinken und somit die Stromgestehungskosten enorm ansteigen würden.

Zu berücksichtigen ist bei diesen Erkenntnissen zudem, dass sich die Untersuchungen auf einen Zeitraum von September des ersten Jahres bis zum Januar des folgenden Jahres erstrecken. Dieser Zeitraum wird in der einschlägigen Literatur bekanntlich auch als „Starkwindphase“ eines Jahres deklariert. In der übrigen Zeit ist demnach eher mit verminderten Windgeschwindigkeiten sowie Windrichtungswechseln zu rechnen, weshalb folglich der Bedarf an Ausgleichsenergie tendenziell abnimmt. In den Sommermonaten liegen häufig stabile Wetterlagen vor. Dadurch verbessert sich die Prognosegüte enorm. [Hau-08]

6.2.1 Leistungsinkremente

Neben den auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie tatsächlichen elektrischen Windparkleistung, welche die Dimensionierung der installierten MGT-Leistung maßgeblich beeinflussen, bedarf es einer näheren Betrachtung der auftretenden Leistungsinkremente. Nur durch die Untersuchung der auftretenden Leistungsinkremente lässt sich letztendlich eine Aussage generieren, ob die geforderten Leistungsänderungsgeschwindigkeiten auch von den biogasbetriebenen MGT erbracht werden können. Es lässt sich folglich ableiten, ob MGT die gewünschten Lastsprünge je Zeitintervall nachfahren können und somit diesen Anforderungen genügen. Neben der benötigten,

installierten MGT-Leistung stellen die Leistungsinckremente die zweite, begrenzende Größe hinsichtlich der Auslegung eines MGT-Kraftwerkparcs dar.

Bedingt durch die normgerechten Windmessungen beziehen sich die Leistungsinckremente für die Einsatzplanung der biogasbetriebenen MGT auf 10-Minuten-Intervalle. MGT müssen somit in der Lage sein, die angeforderten Inkremente innerhalb von 10 Minuten zu bedienen. Für diese sehr kurzfristigen Leistungsanforderungen und die starken Lastwechsel stellen die MGT aufgrund ihrer schnellen Lastwechseleigenschaften eine sehr interessante Möglichkeit dar. Um beurteilen zu können, ob die MGT die Lastwechsel in der gewünschten Zeit erbringen können, wurden zunächst die auftretenden Leistungsinckremente für die 10-Minuten-Intervalle berechnet. In dieser Berechnung wurden wiederum die negativen Differenzen vernachlässigt, da diese, wie bereits erwähnt, für die Einsatzplanung der MGT irrelevant sind.

Um eine fundierte Aussage hinsichtlich des vollständigen Ausgleichs der Prognoseabweichungen durch biogasbetriebene MGT ableiten zu können, wurden die normierten Häufigkeiten der Leistungsinckremente, welche durch die MGT nachgefahren werden müssen, in Abbildung 6.7 dargestellt.

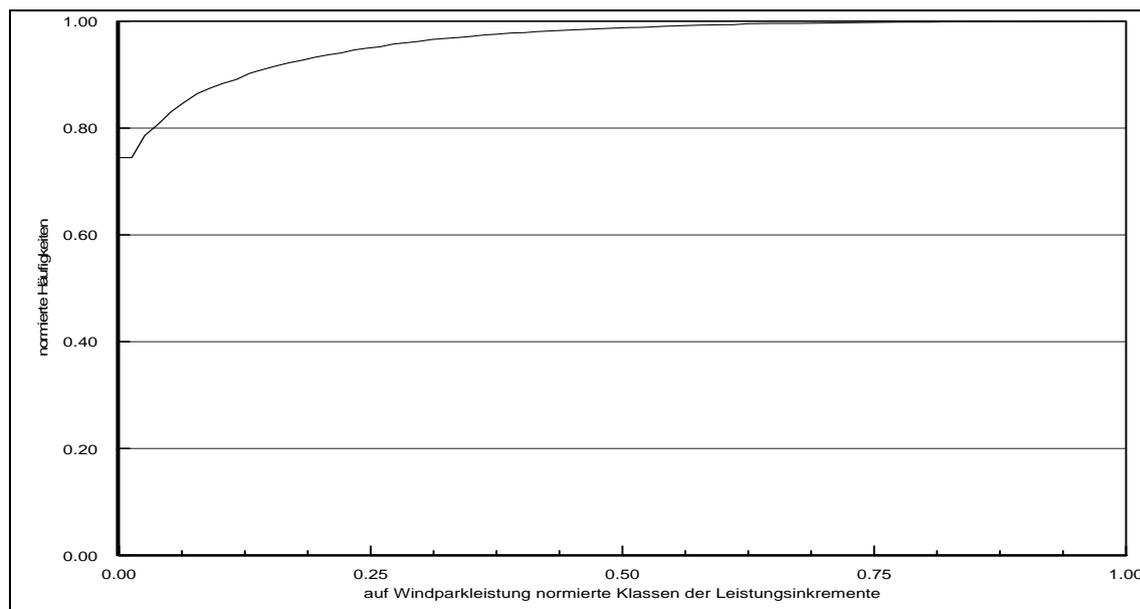


Abbildung 6.7: Normierte Häufigkeiten der Leistungsinckremente

Der Abbildung 6.7 ist zu entnehmen, dass mehr als 80 % der Leistungsinckremente geringer als eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 4 % der installierten Windparkleistung je 10-Minuten-Intervall sind. Knapp 75 % der Leistungsinckremente sind sogar kleiner als 1,3 % der installierten WP-Leistung je 10-Minuten. Im Falle des betrachteten 385-MW-Windparks entspricht dieses einer Leistungsänderung von etwa 5.000 kW innerhalb eines 10-Minuten-Intervalls. Mit steigendem Anteil an gewünschter Abdeckung auftretender Inkrementensprünge durch MGT steigt auch die benötigte installierte MGT-Leistung deutlich an. Verfolgt man das Ziel 90 % der Inkremente nachzufahren, so müssen noch lediglich Leistungsinckremente in einer

Größenordnung von 13 % bezogen auf die installierte Windparkleistung bedient werden. Bei 95 % sind es bereits 25 % der installierten WP-Leistung, bei 98,8 % werden bereits 50 % der Windparkleistung benötigt. Sollen 99,9 % der auftretenden Inkremente nachgefahren werden, so bedarf es innerhalb von 10 Minuten gar einer Leistung von 85,6 % der installierten Offshore-Windparkleistung.

Als Resümee lässt sich festhalten, dass, bezogen auf die installierte Windparkleistung, vorwiegend vergleichsweise geringe Leistungsincremente auftreten. Allerdings bestehen auch vereinzelt große Leistungsbedarfe, die sich, wird ein 100 %-Ausgleich durch MGT angestrebt, stark der installierten Leistung des betrachteten Offshore-Windparks nähern.

6.2.2 Bereitstellung der benötigten Biogasmenge / Zeitlicher Biogasbedarf/-abruf

Die bisherigen Untersuchungen verfolgten primär das Ziel, eine angemessene Dimensionierung der erforderlichen Mikrogasturbinengesamtleistung zu erlangen. Die installierte Leistung der Mikrogasturbinen ist für den gewünschten Ausgleich der Differenzen zwischen prognostizierter sowie disponibler, elektrischer Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks eine der relevantesten Größen. Auch unter ökonomischen Gesichtspunkten hat diese Größe einen entscheidenden Einfluss auf die Gesamtkosten dieser Art der Ausgleichsenergiebereitstellung.

Die installierte MGT-Leistung ist jedoch nicht die einzige Größe, die hinsichtlich der Ausgleichsenergiebereitstellung Berücksichtigung finden muss. Neben ihr ist die zum Betrieb der Mikrogasturbinen benötigte Biogasmenge und damit die erforderliche Größe und Anzahl der Biogasanlagen zur Biogasproduktion ein entscheidendes Kriterium. Aus dem Biogasbedarf lässt sich zudem die erforderliche Rohstoffmenge sowie der damit einhergehende Flächenbedarf zum Anbau der eingesetzten Substrate (Energiepflanzen) ableiten. Auch eine Abschätzung erforderlicher Kapazitäten zur Zwischenspeicherung des Biogases kann folglich getroffen werden. Nur eine Speicherung des produzierten Biogases kann die Abweichung zwischen konstanter Produktion und schwankendem Bedarf kompensieren.

Eine entscheidende Größe stellt also die zum Betrieb der MGT benötigte Biogasmenge dar. Bei dieser gilt es einen Kompromiss zu finden zwischen der, bedingt durch die komplexen Prozessbedingungen, konstanten Biogasproduktion in den Biogasanlagen sowie dem bedarfsabhängigen Abruf des Biogases durch die nachzufahrenden, windbedingten Leistungsincremente. Um aus der benötigten Biogasmenge die dafür notwendigen Größen sowie Anzahl an Biogasanlagen bestimmen zu können, werden nicht nur die Auftrittshäufigkeiten der Leistungsincremente sondern zudem die Pausenzeiten zwischen dem Abruf des Biogases untersucht.

Lediglich in 25,6 % aller Fälle treten Differenzen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher Windparkleistung ungleich Null auf. Null bedeutet in diesem Fall, dass entweder keine Differenzen zwischen der disponiblen und der prognostizierten Windparkleistung vorliegen, die prognostizierten Werte somit zutreffen, oder aber die auftretenden Differenzen durch das

Herunterregeln der WEA ausgeglichen werden können. Somit kann in 74,4 % der Zeit des Untersuchungszeitraumes das Biogas zum Befüllen der Speicher eingesetzt werden.

Demzufolge kommt es in lediglich 25,6 % des betrachteten Zeitraums zu einem Abruf von Biogas. Wie groß der Biogasbedarf in dieser Zeit ist, resultiert wiederum aus der benötigten, elektrischen Leistungsanforderung. Diese bestimmt die erforderliche Anzahl an MGT sowie den Leistungsbereich, in dem die jeweiligen MGT betrieben werden. Insbesondere zur Deckung wechselnder Energiebedarfe über die betrachteten 10-Minuten-Intervalle müssen die Anfahrprozesse der MGT mit berücksichtigt werden. So werden zur Deckung eines bestimmten Energiebedarfs innerhalb eines 10-Minuten-Intervalls mehr MGT benötigt, wenn diese den Anfahrprozess durchlaufen müssen, als wenn die MGT unter Volllast betrieben werden können. Können die MGT aufgrund eines gleich bleibenden Energiebedarfs konstant betrieben werden, so läuft in dem MGT-Parkmodell lediglich die letzte, zur Bedarfsabdeckung noch benötigte MGT ggf. im Teillastbetrieb. Ein Mehrverbrauch von Biogas durch den aus dem Teillastbetrieb resultierenden, schlechteren Wirkungsgrad beschränkt sich in diesem Fall auf diese eine Turbine.

Für die Dimensionierung der Gasspeicher muss neben den Einsatzzeiten und Betriebsbereichen der MGT zudem bekannt sein, wie groß der zeitliche Anteil der drei folgenden Varianten ist:

- Die gesamte, aktuell produzierte Biogasmenge wird komplett verstromt. Der Gasspeichereinhalt ändert sich nicht.
- Der aktuelle Biogasbedarf übersteigt die konstante Biogasproduktion. Es erfolgt ein zusätzlicher Biogasabruf aus dem Gasspeicher. Der Gasspeichereinhalt wird geringer.
- Der aktuelle Biogasbedarf ist geringer als die konstante Biogasproduktion. Nicht abgerufenes Biogas wird in den Gasspeicher eingespeist. Der Speichereinhalt erhöht sich.

Die Speicherdimensionierung resultiert somit aus der installierten und abgerufenen Leistung der MGT sowie der Anzahl und Größe der Biogasanlagen.

6.3 Szenarioanalyse

Im Rahmen der drei im Folgenden vorgestellten Szenarien werden verschiedene Ziele hinsichtlich eines gewünschten Ausgleichs von Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen elektrischen Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks verfolgt. Im ersten Szenario wird eine installierte elektrische MGT-Leistung von 50.000 kW angenommen, im zweiten Szenario 100.000 kW und im dritten 150.000 kW. Für diese drei für einen Ausgleich von Prognoseabweichungen zur Verfügung stehenden installierten MGT-Leistungen sollen aus den Einsatzzeiten sowie dem jeweiligen MGT-Gesamtleistungsabruf der benötigte Biogasbedarf sowie die erforderliche Anzahl an Biogasanlagen abgeleitet werden. Des Weiteren erfolgt eine Abschätzung hinsichtlich des benötigten Flächenbedarfs zum Anbau der

Energiepflanzen. Auch sollen Aussagen zu der Ausnutzungsdauer in Volllaststunden der MGT abgeleitet werden.

6.3.1 Szenario I - 50.000 kW

Im Rahmen dieses Szenarios wird eine installierte elektrische MGT-Leistung von 50.000 kW angenommen. Bezogen auf den betrachteten Offshore-Windpark entspricht diese Leistung knapp 13 % der installierten Windparkleistung. Durch die gewählte Dimensionierung des MGT-Anlagenparks, welcher 1.667 Mikrogasturbinen vom Typ Capstone C30 umfasst, lassen sich bereits etwa 64 % der positiven Differenzen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher Windparkleistung ausgleichen (vgl. Abbildung 6.8).

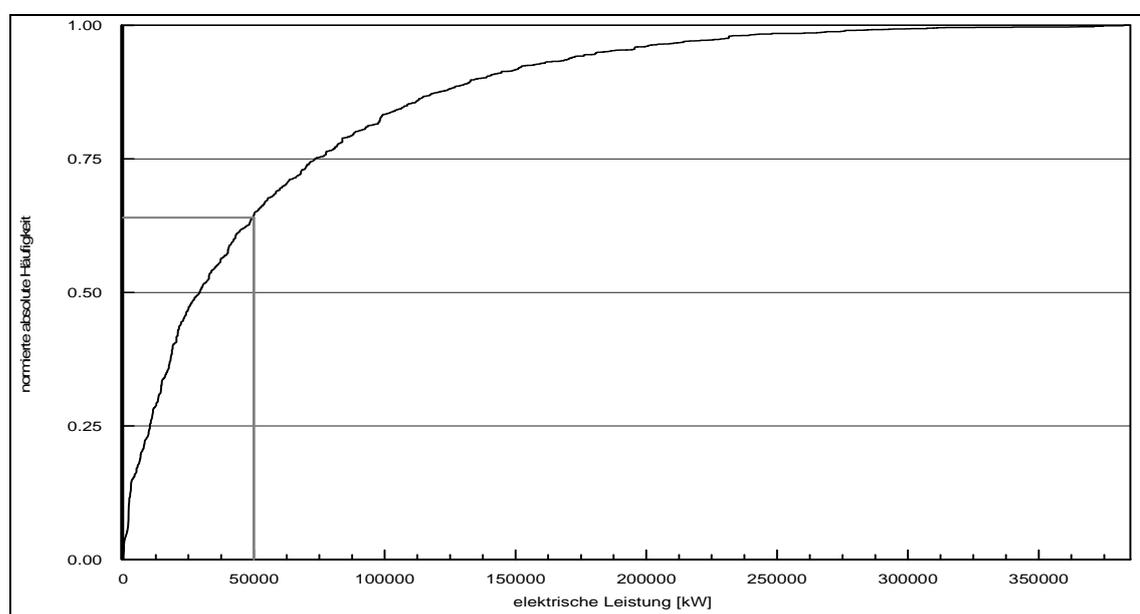


Abbildung 6.8: Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes

In der Abbildung 6.9 sind die auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung des betrachteten Offshore-Windparks für einen Tag dargestellt. Man erkennt in dieser Abbildung mehrere markante Bereiche.

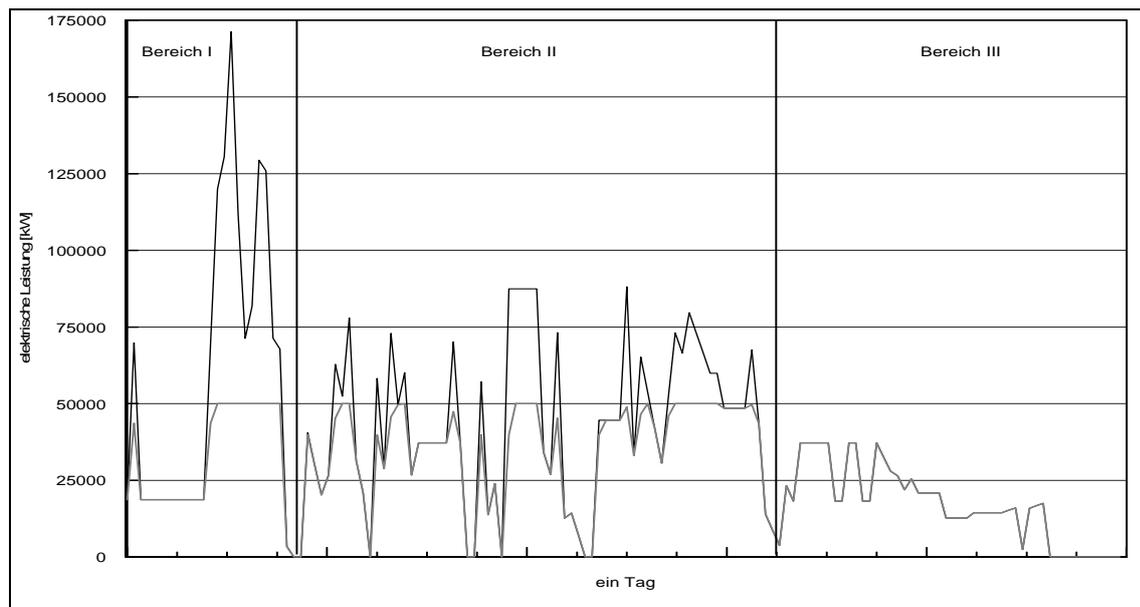


Abbildung 6.9: Szenario I: nachzufahrende Differenzen und bereitgestellte MGT-Leistung an einem Tag des Untersuchungszeitraumes

Den angestrebten Optimalfall zeigt der Bereich III aus Abbildung 6.9. In diesem Bereich können alle auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung durch den Einsatz biogasbetriebener MGT ausgeglichen werden. Die auftretenden Differenzen sind in diesem Bereich kleiner oder gleich der installierten Mikrogasturbinenleistung.

Den zweiten markanten Bereich zeigt der Bereich II der Abbildung 6.9. In diesem können die auftretenden Differenzen nicht vollständig ausgeglichen werden. Zwar gibt es auch Zeiträume, in denen eine vollständige Kompensation der Differenzen erfolgt, jedoch übersteigen die Differenzen in mehreren Abschnitten die Größenordnung der installierten Leistung der Mikrogasturbinen für dieses Szenario. Daneben charakterisieren verhältnismäßig starke Fluktuationen den Bereich II aus Abbildung 6.9. Die MGT sind permanenten Lastwechseln unterworfen und müssen ständig hoch- und heruntergeregelt bzw. neue MGT hinzu- oder abgeschaltet werden. Auch im angesprochenen Bereich III der Abbildung 6.9 treten Lastwechsel auf. Im Gegensatz zum Bereich II der Abbildung 6.9 muss im Bereich III jedoch lediglich ein Teil der sich im Betrieb befindlichen MGT geregelt werden. Etwa die Hälfte der eingesetzten MGT kann nahezu konstant im Nennleistungsbereich laufen, da die Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung diesen Bedarf nur vereinzelt unterschreiten. Folglich können die MGT im Bereich III der Abbildung 6.9 ökonomisch sowie ökologisch günstiger agieren. Dahingegen bedarf es aufgrund der großen Leistungszuwächse im Bereich II der Abbildung 6.9 zumeist der Regelung aller eingesetzten MGT.

Den dritten, markanten Bereich zeigt der Bereich I aus Abbildung 6.9. In diesem sind vornehmlich entweder die auftretenden Differenzen relativ konstant und im Bereich der installierten Leistung der MGT oder sie übersteigen die installierte MGT-Leistung für einen

längeren, zusammenhängenden Zeitraum. Hierdurch können die eingesetzten MGT sehr konstant im Nennleistungsbereich betrieben werden, was wiederum unter ökologischen sowie ökonomischen Gesichtspunkten anzustreben ist. Lediglich die letzte, zur Deckung der angeforderten MGT-Leistung eingesetzte MGT befindet sich ggf. im Teillastbetrieb. Folglich beläuft sich der Wirkungsgrad für den gesamten MGT-Park in diesem Abschnitt auf nahezu dem maximal erreichbaren Wirkungsgrad.

Neben den markanten Bereichen sind in der Abbildung 6.9 die Charakteristika der Anfahrvorgänge ersichtlich. Sehr deutlich werden diese beispielsweise bei dem zweiten Anstieg der nachzufahrenden Differenzen. Man erkennt zunächst eine steigende Diskrepanz zwischen dem steilen Anstieg der nachzufahrenden Differenzen sowie der verzögert ansteigenden, bereitgestellten MGT-Leistung, bis diese schließlich den (konstanten) Nennleistungsbereich erreicht. Diese anfangs zunehmende Diskrepanz begründet sich mit der Anfahr- und Stabilisierungsphase, welche die still stehenden MGT zunächst durchlaufen müssen.

Die Anzahl der eingesetzten MGT resultiert aus der nachzufahrenden Leistungsdifferenz zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung. Innerhalb der 10-Minuten-Intervalle wird ein Gleichgewicht zwischen der benötigten sowie der durch die MGT bereitgestellten, elektrischen Arbeit angestrebt. Da es während der Anlaufphase zu einem Arbeitsdefizit seitens der aus dem Stillstand neu anlaufenden MGT kommt, wird zur Einhaltung des Arbeitsgleichgewichtes eine größere Anzahl an neu anlaufenden MGT erforderlich. Die Leistungsanforderungen erreichen die MGT näherungsweise gleichzeitig, wodurch diese nahezu parallel anlaufen. Da nun alle neu anlaufenden MGT zunächst den Anfahr- und Stabilisierungsprozess durchlaufen müssen, entsteht das in Abbildung 6.9 ersichtliche Defizit zwischen benötigter sowie bereitgestellter Leistung zu Beginn einer Leistungsanforderung. Mit steigender Differenz in der Leistungsanforderung zwischen zwei aufeinander folgenden 10-Minuten-Intervallen wird diese Diskrepanz anschaulicher. Lediglich die bereits im Teillastbereich oder unter Nulllast betriebenen MGT können ihre Leistungsabgabe wesentlich schneller variieren und somit zur Reduzierung der Diskrepanz zwischen Leistungsanforderung und -bereitstellung zu Beginn des nachfolgenden 10-Minuten-Intervalls beitragen.

Die auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen elektrischen Leistungsbereitstellung des betrachteten Offshore-Windparks fluktuieren oftmals sehr stark zwischen zwei aufeinander folgenden 10-Minuten-Intervallen. Folglich muss ein Großteil der eingesetzten MGT innerhalb der zwei aufeinander folgenden 10-Minuten-Intervalle an- bzw. heruntergefahren werden. Ein konstanter MGT-Betrieb im Nennleistungsbereich über einen längeren, zusammenhängenden Zeitraum tritt eher selten auf. Die Kraftwerkseinsatzplanung für die biogasbetriebenen MGT muss folglich eine intelligente Auswahl treffen, wann welche MGT konstant im Nennleistungsbereich arbeiten, welche MGT geregelt werden und welche still stehen sollen. Insbesondere die ökonomischen Kriterien sind hierbei entscheidend, da aus einer ständigen Regelung zu einer erhöhten thermischen Materialbelastung resultiert.

Zusammenfassend lässt sich für das Szenario I festhalten, dass die MGT zwar vielen Lastwechseln unterworfen sind, es jedoch auch mehrere Zeiträume gibt, in denen die nachzufahrenden Differenzen die installierte MGT-Leistung überschreiten und folglich die MGT konstant im Nennleistungsbereich arbeiten können.

Neben den Anforderungen, welche an die MGT gestellt werden, steht die Bereitstellung des benötigten Biogasbedarfs im Fokus der Untersuchung. Hierbei wird das Ziel verfolgt, die Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen elektrischen Leistungsbereitstellung eines Offshore-Windparks möglichst nahe dem Einspeisepunkt in das Stromnetz zu kompensieren. Ziel ist es negative Auswirkungen auf das Stromnetz aufgrund der fluktuierenden Stromeinspeisung zu vermeiden sowie den Abruf der teuren Regelenergie zu minimieren. Da die landwirtschaftlich geprägten Küstenregionen Deutschlands große Potenziale zum Anbau der zur Biogasproduktion benötigten Energiepflanzen bieten, wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Biogasanlagen zu 90 % mit nachwachsenden Rohstoffen gefüttert werden. Die restlichen 10 % werden als Gülle in den Fermenter eingebracht. An dieser Stelle wurden auf NaWaRo basierende Biogasanlagen gewählt, da diese zurzeit auch in der Praxis größere Steigerungsraten aufweisen als auf Gülle basierende, neue Biogasanlagen. Zudem sind sie unabhängiger vom Viehbestand, wodurch wiederum zusätzliche Potenziale leicht durch eine Ausweitung des Flächenbedarfs zum Anbau der benötigten Substrate erschlossen werden können.

Das entscheidende Gütekriterium des produzierten Biogases ist dessen Methangehalt. Dieser ist vom verwendeten Substrat abhängig. Wechselnde Umweltbedingungen wie klimatische Verhältnisse, Niederschläge, Temperatur, Boden, Vegetationszeit oder auch die Sonneneinstrahlung beeinflussen die Qualität der Pflanzen und damit die Methanerträge im erzeugten Biogas. Heutzutage wird in Biogasanlagen, welche nachwachsende Rohstoffe verwenden, zumeist Maissilage vergoren. Auch dieses Szenario berücksichtigt Maissilage als eingesetztes Substrat. Der Methangehalt von Maissilage beläuft sich auf etwa 50 bis 55 Vol-%. Neben der Maissilage muss auch der Methangehalt der verwendeten Gülle Berücksichtigung finden. Auch dieser unterliegt Schwankungen in Abhängigkeit der Tierart, des Futters sowie weiteren Parametern. Beispielsweise wird für Rindergülle, welche in Deutschland mit rund 67 % den größten Anteil am Energiepotenzial von Wirtschaftsdünger aufweist, in der einschlägigen Literatur ein Methananteil von etwa 60 Vol-% angegeben. [Fac-06a]

Mit diesen Werten errechnet sich in diesem Szenario für das erzeugte Biogas ein durchschnittlicher Heizwert von rund $5,4 \text{ kWhm}^{-3}$. Damit ergibt sich ein über den gesamten Untersuchungszeitraum gemittelter Biogasbedarf von $5.064 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$.

Die vorhandenen, landwirtschaftlichen Betriebsstrukturen der deutschen Küstenregionen prägen die Annahmen, dass dort zukünftig überwiegend größere Biogasanlagen errichtet werden. Bei kleineren Anlagen fallen wesentlich höhere, spezifische Kosten an. Allerdings sollte eine Biogasanlage auch nicht zu groß werden, da sonst der logistische Aufwand insbesondere für den Transport der Substrate stark ansteigt. Zur Gewährleistung eines wirtschaftlich rentablen

Betriebs von Biogasanlagen auf NaWaRo-Basis sollten daher die Transportentfernungen der Substrate die Dimension von rund 15 km nicht übersteigen. Demzufolge werden zur Berechnung der benötigten Anzahl an Biogasanlagen für die Bereitstellung der zum Betrieb der MGT erforderlichen Biogasmenge Biogasanlagen mit einem Biogasoutput von $250 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ betrachtet. Diese Biogasmenge entspricht in etwa einer elektrischen (Dauer-) Leistung von 0,5 MW. [Fac-06a]

Zur Berechnung der erforderlichen Anzahl an Biogasanlagen zur Erzeugung des benötigten Biogasbedarfs müssen die Ausnutzungsdauern der Biogasanlagen mit berücksichtigt werden. Heutzutage belaufen sich die Betriebszeiten von neueren Biogasanlagen oftmals auf mehr als 8.000 h pro Jahr. Damit steigt die Verfügbarkeit von Biogasanlagen auf weit über 90 %. Um jedoch eine möglichst realistische und allgemeingültige Abschätzung über den Biogasanlagenbedarf zu erzielen, werden im Rahmen dieser Arbeit die Betriebszeiten relativ konservativ auf 8.000 h pro Jahr festgelegt. Mit diesem Wert berechnet sich die benötigte Anzahl an Biogasanlagen mit einem Biogasoutput von $250 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ auf 23 Anlagen zur Biogasbedarfsdeckung.

Laut [Fac-06a] erfordert die Beschickung einer $250 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ Biogasanlage mit einem NaWaRo-Anteil von 90 % den Einsatz von 36 Tonnen NaWaRo pro Tag. Ebenso werden pro Tag etwa 4 Tonnen Gülle benötigt. Bei der Ermittlung dieser Werte wurde zudem der Eigenenergieverbrauch des Biogas-Erzeugungs-Prozesses mit berücksichtigt, indem die Biogasproduktion auf $280 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ erhöht wurde. Damit wird der Eigenenergieverbrauch mit 12 % angenommen. In der Praxis schwankt dieser Wert im Bereich von etwa 10 bis 15 %. Zur Bereitstellung der benötigten Substrate für eine Biogasanlage wird damit eine Fläche von rund 290 ha Ackerland sowie 80 Großvieheinheiten erforderlich. Rechnet man diese Angaben auf die benötigten 23 Biogasanlagen hoch, so bedarf die Biogasproduktion eine Fläche von 6.670 ha Ackerland sowie 1.840 Großvieheinheiten.

6.3.2 Szenario II - 100.000 kW

Im Gegensatz zum ersten Szenario wird in diesem die installierte elektrische MGT-Leistung von 50.000 kW auf 100.000 kW erhöht. Stellt man diese Leistung wiederum in Beziehung zu der installierten des betrachteten Offshore-Windparks, so entspricht diese knapp 26 % der installierten Windparkleistung. Durch diese Dimensionierung des MGT-Anlagenparks, welcher in diesem Fall 3.334 MGT vom Typ Capstone C30 umfasst, lassen sich mit gut einem Viertel der installierten Windparkleistung bereits mehr als 83 % aller auftretenden Differenzen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher Windparkleistung ausgleichen (vgl. Abbildung 6.10).

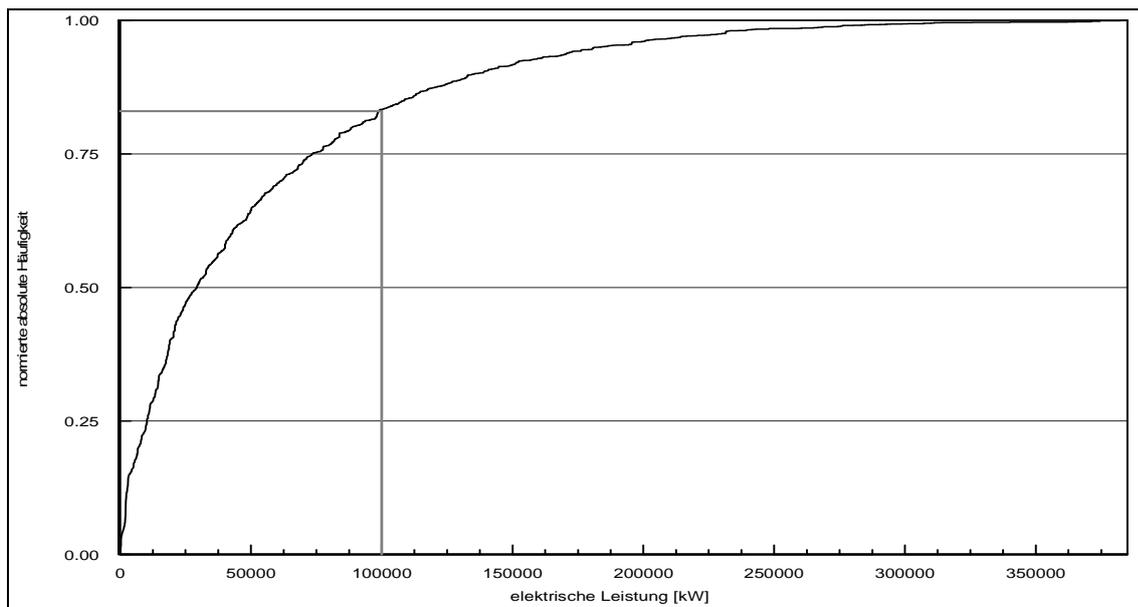


Abbildung 6.10: Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes

Abbildung 6.11 zeigt wiederum die auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung des betrachteten Offshore-Windparks über einen Tag.

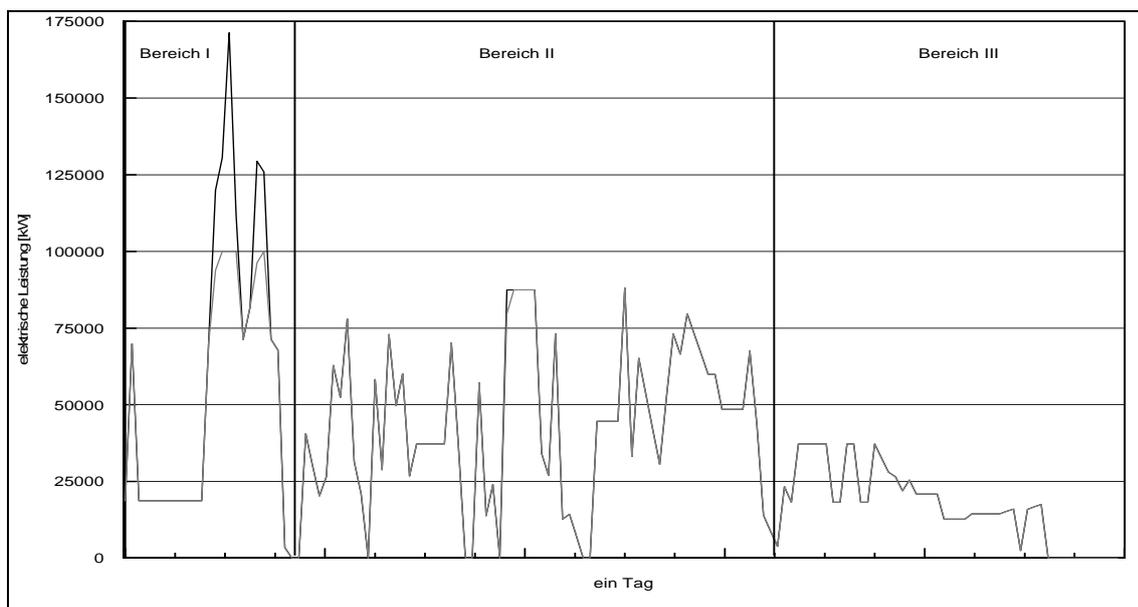


Abbildung 6.11: Szenario II: nachzufahrende Differenzen und bereitgestellte MGT-Leistung an einem Tag des Untersuchungszeitraumes

Der Bereich III aus Abbildung 6.11 entspricht dem des ersten Szenarios. Die zusätzlich installierte MGT-Leistung hat auf diesen Bereich keine weiteren Auswirkungen, da der angestrebte Optimalfall zuvor bereits erreicht wurde. Weiterhin können alle auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung durch den

Einsatz biogasbetriebener MGT ausgeglichen werden, da die auftretenden Differenzen in diesem Bereich kleiner oder gleich der installierten Mikrogesturbinenleistung sind.

Der Bereich II der Abbildung 6.11 weist im Gegensatz zum ersten Szenario einige Unterschiede auf. Konnten im ersten Szenario die auftretenden Differenzen lediglich partiell ausgeglichen werden, so sind es in diesem Szenario bereits nahezu alle auftretenden Differenzen. Lediglich in einem kleinen Bereich kommt es, aufgrund der Anfahrvorgänge der eingesetzten MGT, weiterhin zu einer geringen Diskrepanz. Im ersten Szenario kennzeichnete den Bereich II, dass die stark fluktuierenden Differenzen in mehreren Abschnitten die Größenordnung der installierten MGT-Leistung übertrafen. Der gesamte MGT-Park konnte zumindest zeitweise im ökonomisch sowie ökologisch anzustrebenden Nennleistungsbereich arbeiten. Dadurch, dass in diesem Szenario im Bereich II der Abbildung 6.11 nahezu alle Differenzen nachgefahren werden können, sind die zusätzlichen MGT einem ständigen Regelungsprozess unterworfen. Das permanente Zu- bzw. Abschalten der zusätzlichen MGT führt zu wesentlich höheren Materialbeanspruchungen und hat damit steigende Stromgestehungskosten zur Folge. Ebenso verringert sich der Gesamtwirkungsgrad des MGT-Parks.

Auch die Reduzierung der Differenzen im Bereich I der Abbildung 6.11 führt zu einem geringeren Gesamtwirkungsgrad. Um den großen Fluktuationen der auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie tatsächlichen elektrischen Leistungsbereitstellung des betrachteten Offshore-Windparks zu folgen, müssen, analog zum Bereich II, auch hier die zusätzlichen MGT geregelt werden. Ein konstanter Betrieb des gesamten MGT-Parks im Nennleistungsbereich über einen längeren, zusammenhängenden Zeitraum tritt im zweiten Szenario im Vergleich zum ersten wesentlich seltener auf. Lediglich in den Bereichen, in denen die auftretenden Differenzen die installierte MGT-Leistung übersteigen, können alle MGT konstant im Nennleistungsbereich laufen. Verglichen mit der Abbildung 6.11 des ersten Szenarios ist die Zeit dieser unter ökologischen sowie ökonomischen Gesichtspunkten anzustrebenden Betriebsweise jedoch stark vermindert. In Anlehnung an das erste Szenario kann auch hier ein Teil der vorhandenen MGT sehr konstant im Nennleistungsbereich betrieben werden, für den Fall, dass die installierte MGT-Leistung die auftretenden Differenzen für einen längeren, zusammenhängenden Zeitraum übertrifft. Wiederum befindet sich ggf. die letzte, zur Deckung der angeforderten MGT-Leistung benötigte MGT, im Teillastbetrieb. Der zeitliche Anteil still stehender MGT hat sich zum ersten Szenario jedoch erhöht.

Die Charakteristika der Anfahrvorgänge sind in diesem Szenario nicht mehr so stark ausgeprägt wie noch im ersten Szenario. Lediglich in den Bereichen, in denen die Differenzen die installierte MGT-Leistung übertreffen oder die Differenzen in die Größenordnung der maximal abrufbaren MGT-Leistung gelangen, werden die Anfahrvorgänge deutlich. Begründen lässt sich dieses damit, dass in diesen Fällen keine weiteren MGT zur kurzfristigen Bereitstellung der erforderlichen elektrischen Arbeit innerhalb der 10-Minuten-Intervalle herangezogen werden können.

Zusammenfassend lässt sich für das Szenario II festhalten, dass die zusätzlich zum ersten Szenario eingesetzten MGT häufigen An- und Abfahrprozessen unterworfen sind. Die Zeiträume, in denen die nachzufahrenden Differenzen die installierte MGT-Leistung überschreiten und folglich nahezu alle eingesetzten MGT konstant im Nennleistungsbereich betrieben werden, haben sich merklich reduziert. Der Wirkungsgrad des gesamten MGT-Parks ist im Vergleich zum ersten Szenario gesunken.

Für die Berechnung des benötigten Biogasbedarfs mit einem Heizwert von rund $5,4 \text{ kWhm}^{-3}$ werden die im ersten Szenario getroffenen Annahmen beibehalten. Wiederum werden die Biogasanlagen zu 90 % mit NaWaRo und zu 10 % mit Gülle gefüttert. Gemittelt über den gesamten Untersuchungszeitraum beläuft sich damit der benötigte Biogasbedarf auf $7.321 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$.

Unter Berücksichtigung der Betriebszeit von 8.000 h pro Jahr errechnet sich die erforderliche Anzahl an Biogasanlagen mit einem Biogasoutput von $250 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ auf 33 Anlagen zur Biogasbedarfsdeckung.

Wird der Eigenenergieverbrauch wiederum mit 12 % angenommen, so benötigt die Beschickung der Biogasanlagen eine Ackerfläche von 9.570 ha zum Anbau der Energiepflanzen. Ebenso werden 2.640 Großvieheinheiten zur Bereitstellung der benötigten Gülle erforderlich.

6.3.3 Szenario III - 150.000 kW

Im dritten Szenario wird die zur Verfügung stehende installierte elektrische MGT-Leistung weiter erhöht. Es stehen nun 5.000 Capstone C30 MGT mit einer Gesamtleistung von 150.000 kW bereit, die zum Ausgleichen der positiven Abweichungen zwischen prognostizierter sowie tatsächlicher Offshore-Windparkleistung Einsatz finden können. Die installierte MGT-Leistung beläuft sich in diesem Szenario auf knapp 39 % bezogen auf die installierte Offshore-Windparkleistung. Der Anteil der Differenzen, die mit diesem MGT-Anlagenpark ausgeglichen werden können, erreicht etwa 92 %.

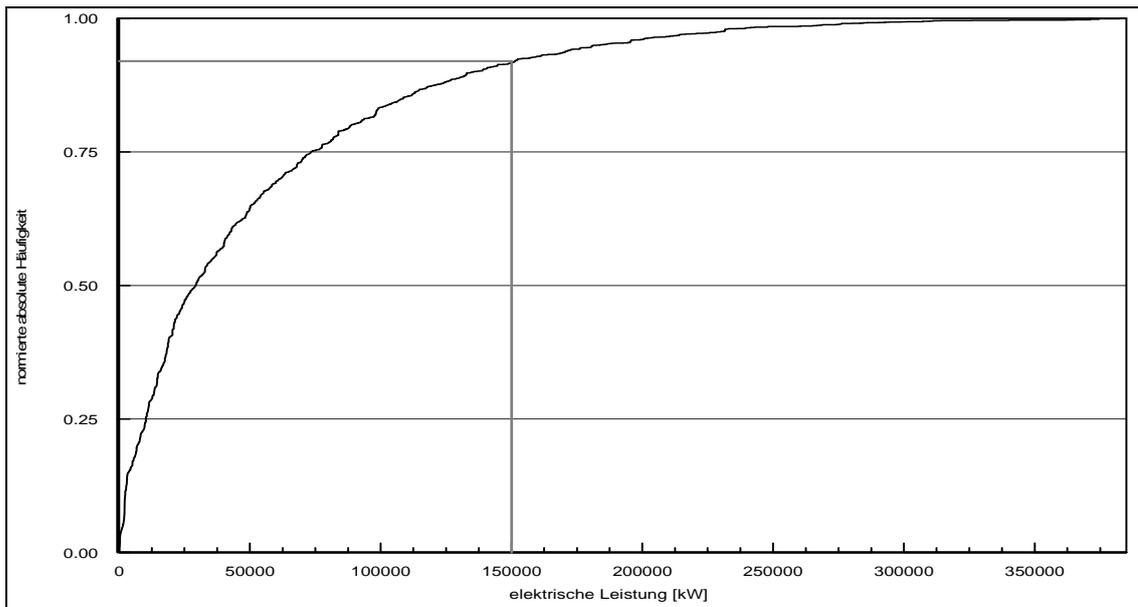


Abbildung 6.12: Häufigkeitsverteilung der positiven Differenzen des gesamten Untersuchungszeitraumes

In der Abbildung 6.13 werden, analog zu den beiden vorangegangenen Szenarien, die auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung des betrachteten Offshore-Windparks sowie die bereitgestellte MGT-Leistung über einen Tag dargestellt.

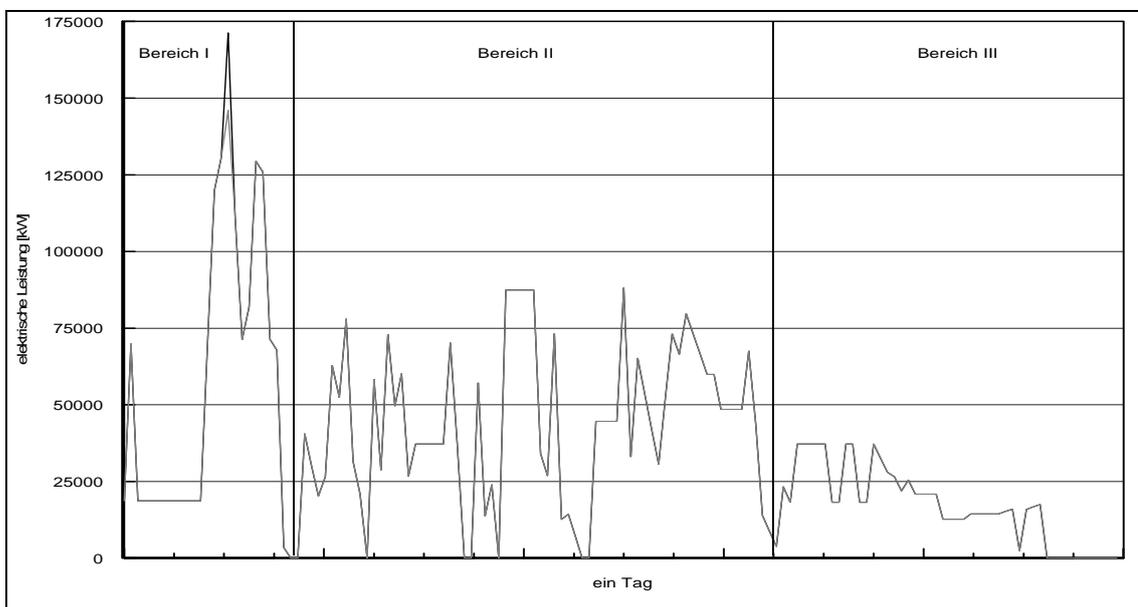


Abbildung 6.13: Szenario III: nachzufahrende Differenzen und bereitgestellte MGT-Leistung an einem Tag des Untersuchungszeitraumes

Analog zu den Ausführungen des zweiten Szenarios, entspricht auch hier der Bereich III aus Abbildung 6.13 dem aus Szenario I. Weiterhin hat die zusätzlich installierte MGT-Leistung keinen Einfluss auf diesen Bereich, da der angestrebte Optimalfall mit der installierten MGT-

Leistung aus Szenario I bereits erreicht wurde. Somit können weiterhin alle auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windparkleistung durch den Einsatz biogasbetriebener MGT ausgeglichen werden, da die auftretenden Differenzen in diesem Bereich kleiner oder gleich der installierten Mikrogasturbinenleistung sind.

Im Bereich II der Abbildung 6.13 gibt es, verglichen mit der Abbildung 6.13 des zweiten Szenarios, lediglich eine kleine Änderung. Im zweiten Szenario war die installierte MGT-Leistung bereits ausreichend, um nahezu alle auftretenden Differenzen auszuregeln. Lediglich ein kleiner Bereich wurde nicht bedient, so dass in diesem die Anfahrvorgänge der MGT ersichtlich wurden. Aufgrund der in diesem Szenario zusätzlich installierten MGT-Leistung ist dieser Unterschied in der Abbildung 6.13 nicht mehr ersichtlich. In Anlehnung an das zweite Szenario sind auch in diesem die eingesetzten MGT einem permanenten Regelungsprozess unterworfen. Die in diesem Szenario zusätzlich verfügbare MGT-Leistung kommt in dem Bereich II und III der Abbildung 6.13 nahezu gar nicht zum Einsatz. Trotzdem müssen die Kosten für diese MGT mit in die Stromgestehungskosten einbezogen werden, wodurch diese weiter ansteigen. Auch sind die zusätzlichen MGT in die Kraftwerkseinsatzplanung einzubeziehen. Dabei müssen nicht nur alle MGT eine annähernd gleiche Materialbeanspruchung erleiden, sondern zudem auch die Prozesse des An- und Abfahrens Berücksichtigung finden. Insbesondere in dem stark fluktuierenden Bereich II ist eine Kraftwerkseinsatzplanung wünschenswert, die diese Vorgänge beordnet.

Im Bereich I der Abbildung 6.13 lassen sich die Differenzen zwischen der prognostizierten sowie tatsächlichen Leistungsbereitstellung des betrachteten Offshore-Windparks durch die zusätzlich installierte MGT-Leistung weiter reduzieren. Bedingt durch die großen Fluktuationen der auftretenden Differenzen werden, im Falle eines Abrufs, die zusätzlichen MGT jedoch geregelt. Ein konstanter Betrieb des gesamten MGT-Parks im Nennleistungsbereich über einen längeren, zusammenhängenden Zeitraum ist in diesem Szenario nahezu nicht mehr vorhanden. In Anbetracht des ersten sowie zweiten Szenarios reduziert sich damit die unter ökologischen sowie ökonomischen Gesichtspunkten anzustrebende Betriebsweise mit zunehmender installierter MGT-Leistung. Die Betriebsweise der in diesem Szenario zusätzlich verfügbaren MGT führt ebenso einen geringeren Gesamtwirkungsgrad verglichen mit den beiden vorangegangenen Szenarien.

Die Charakteristika der Anfahrvorgänge von MGT sind in diesem Szenario lediglich in den Bereichen ersichtlich, in denen die Differenzen die installierte MGT-Leistung übertreffen oder die Differenzen in die Größenordnung der maximal abrufbaren MGT-Leistung gelangen. In der meisten Zeit übersteigt jedoch die installierte MGT-Leistung die auftretenden Differenzen. Folglich kann auch bei größeren Fluktuationen eine Vielzahl von zusätzlichen MGT herangezogen werden, um die benötigte elektrische Arbeit innerhalb eines 10-Minuten-Intervalls bereitzustellen. Ebenso lassen sich Anfahrvorgänge weiter reduzieren.

Zusammenfassend lässt sich für das Szenario III festhalten, dass die zusätzlich zum zweiten Szenario verfügbaren MGT zumeist ungenutzt bleiben. Im Falle eines Einsatzes sind diese

zudem häufigen An- und Abfahrprozessen unterworfen. Zeiträume, in denen die nachzufahrenden Differenzen die installierte MGT-Leistung überschreiten und folglich nahezu alle eingesetzten MGT konstant im Nennleistungsbereich betrieben werden können, sind lediglich sporadisch vorhanden.

Die Berechnung des benötigten Biogasbedarfs beruht weiterhin auf den im ersten Szenario getroffenen Annahmen. Das erzeugte Biogas weist einen Heizwert von $5,4 \text{ kWhm}^{-3}$ auf und die Biogasanlagen werden zu 90 % mit NaWaRo und zu 10 % mit Gülle gefüttert. Damit beläuft sich, gemittelt über den gesamten Untersuchungszeitraum, der Biogasbedarf auf $8.405 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$.

Unter Berücksichtigung der Betriebszeit von 8.000 h pro Jahr errechnet sich die erforderliche Anzahl an Biogasanlagen mit einem Biogasoutput von $250 \text{ m}^3\text{h}^{-1}$ auf 37 Anlagen zur Biogasbedarfsdeckung.

Wird der Eigenenergieverbrauch wiederum mit 12 % angenommen, so erfordert die Beschickung der Biogasanlagen einer Ackerfläche von 10.730 ha zum Anbau der Energiepflanzen. Ebenso werden 2.960 Großvieheinheiten zur Bereitstellung der benötigten Gülle erforderlich.

7 Fazit und Ausblick

Ein weltweit steigender Energiebedarf gepaart mit der Verknappung fossiler Ressourcen verlangt einen grundlegenden Strukturwandel des gesamten Energieversorgungssystems. Zudem stellt der antropogene Klimawandel die Menschheit vor immense, zukunftsweisende Herausforderungen und macht den Einsatz umweltschonender, regenerativer Energieträger unerlässlich. Die deutsche Bundesregierung verfolgt daher das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % auszubauen und anschließend stetig zu erhöhen.

Möchte man den heutigen, hohen Grad an Versorgungssicherheit auch zukünftig wahren, verlangt ein zunehmender Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten deutschen Kraftwerkspark einen Paradigmenwechsel im Stromsektor. Insbesondere die fluktuierenden Einspeiser wie die Photovoltaik als auch die Windenergienutzung mittels Windenergieanlagen bergen in diesem Zusammenhang signifikante Herausforderungen.

Nach dem EEG sind die Netzbetreiber zur vollständigen Abnahme des mit Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Stroms verpflichtet. Das EEG wurde aus technologiepolitischen Gründen eingeführt, um die EE konkurrenzfähig zu machen. Diese Förderung der Erneuerbaren Energien ist auch in naher Zukunft unerlässlich. Jedoch muss das EEG auch, mit zunehmendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung, dem Strukturwandel des Energieversorgungssystems Rechnung tragen. Ein erster Ansatz wurde bereits mit dem Systemdienstleistungsbonus vollzogen, nach dem die Betreiber von Windenergieanlagen für die Bereitstellungen von Systemdienstleistungen einen zusätzlichen Ertrag generieren können.

Unter den Erneuerbaren Energien weist heutzutage die Windenergienutzung den größten Anteil an der deutschen Stromerzeugung auf. Perspektivisch, vor dem Hintergrund der Erschließung der Windenergiepotenziale in den deutschen Hoheitsgebieten der Nord- und Ostsee, wird sich dieser Anteil weiter erhöhen und damit die Windenergie eine der großen Säulen des zukünftigen, elektrischen Energieversorgungssystems bilden. Der Implementierung dieser Energieform in bestehende und vor allem zukunftsfähige Energieversorgungsstrukturen kommt aus diesem Grund eine besondere Bedeutung zu.

Die elektrische Energiebereitstellung mittels Windenergieanlagen ist im entscheidenden Maße von der nicht zu beeinflussenden Größe „Windgeschwindigkeit“ abhängig. Die Windgeschwindigkeit verfügt über einen stochastischen Charakter und ist nur sehr schwer zu prognostizieren. Auch wenn Institute wie beispielsweise der Deutsche Wetterdienst jahrelange Erfahrungen in der Vorhersage von Wind- und Wetterverhältnissen aufweisen, sind Prognosen von Windgeschwindigkeiten immer mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Trotz der auftretenden Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen elektrischen

Energiebereitstellung von WEA müssten die WEA adäquat in die Kraftwerkseinsatzplanung implementiert werden können, um die Versorgungssicherheit perspektivisch nicht zu gefährden.

In diesem Zusammenhang wird oftmals die Kombination von WEA und Biogasanlagen genannt. Die auftretenden Fluktuationen der Windenergieanlagen sollen demnach durch die Verwertung des speicherbaren Energieträgers Biogas kompensiert werden. Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit haben jedoch verdeutlicht, dass eine vollständige Fluktuationskompensation der Windstromeinspeisung durch den Einsatz von Biogas nicht nur vor dem Hintergrund der Erschließung von bis zu 25 GW an Offshore-Windenergie in den deutschen Hoheitsgebieten der Nord- und Ostsee als unrealistisch anzusehen ist. Es konnte gezeigt werden, dass bereits ein angestrebter Fluktuationsausgleich für einen 400-MW-Offshore-Windpark enorme Anforderungen an die vorgehaltene, installierte Kraftwerksleistung stellt. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen der Windstromeinspeisung auf Basis real gemessener Windgeschwindigkeits- sowie Windrichtungsdatensätze haben ergeben, dass die Einspeisefluktuationen zwischen zwei benachbarten 10-Minuten-Intervallen durchaus im Bereich der installierten Windparkennleistung liegen können. Ein Ausgleich dieser Größenordnung unter Einsatz von biogasbetriebenen, schnell regelbaren Gasturbinen erscheint als nicht realistisch.

Hinsichtlich der aufgeführten Werte sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der Untersuchungszeitraum durch verstärkt auftretende Windgeschwindigkeits- sowie Windrichtungswechsel gekennzeichnet ist. Des Weiteren fanden im Rahmen dieser Arbeit natürliche Ausgleichseffekte von räumlich verteilten Offshore-Windparks keine Berücksichtigung, durch die eine Verstetigung der Windstromeinspeisung erfolgt. Hinsichtlich dieser Punkte ist im Jahresmittel mit eher verringerten Prognosedifferenzen zu rechnen. Eine vollständige Angleichung der Prognose an die tatsächliche elektrische Energiebereitstellung wird unter Berücksichtigung natürlicher Ausgleichseffekte dennoch nicht erreicht.

Obwohl Biogasanlagen keine vollständige Fluktuationskompensation leisten können, ist die Möglichkeit eines bedarfsabhängigen Biogasabrufs in Kombination mit WEA sehr interessant. Mit zunehmendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird es mehr und mehr unerlässlich, dass sich die Erneuerbaren Energien an den Systemdienstleistungen beteiligen und damit zum Erhalt der Versorgungssicherheit beitragen. Insbesondere biogasbetriebene, schnell regelbare Mikrogasturbinen können zur Einhaltung des vom Windpark angemeldeten Fahrplans beitragen und damit die Kraftwerkseinsatzplanung unterstützen sowie den Bedarf an Regelenergie verringern. Damit werden nicht nur die ökonomischen sowie systemrelevanten Aspekte bedient. Die annähernd CO₂-neutrale elektrische Energiebereitstellung auf Basis der Biogasnutzung trägt ebenso den zunehmend an Priorität gewinnenden, ökologischen Anforderungen Rechnung.

Zur Konkretisierung der Potenzialabschätzung inwieweit Biogasanlagen eine Einhaltung der angemeldeten Fahrpläne von zukünftigen Offshore-Windparks unterstützen können, wurde im Rahmen dieser Arbeit zunächst die prognostizierte elektrische Energiebereitstellung eines

zukünftigen Offshore-Windparks für einen Prognosehorizont von 12 Stunden berechnet. Des Weiteren erfolgte die Ermittlung der tatsächlichen elektrischen Energiebereitstellung desselben Windparks. Hierbei musste nicht auf imaginäre Datensätze zurückgegriffen werden. Stattdessen konnte das Windparkmodell auf real gemessene Windrichtungs- sowie Windgeschwindigkeitsdaten auf Nabenhöhe eines potenziellen Offshore-Windparkstandortes zurückgreifen.

Die Auswertung der Gegenüberstellung von prognostizierter zu tatsächlicher elektrischer Energiebereitstellung des betrachteten Offshore-Windparks hat gezeigt, dass Prognoseüberschreitungen nahezu gleichverteilt vorliegen. Zudem wurde in etwa einem Drittel des Untersuchungszeitraums die prognostizierte elektrische Energiebereitstellung eingehalten.

In dem Drittel, in dem die tatsächliche elektrische Energiebereitstellung die Prognosen übersteigt, können die angemeldeten Fahrpläne durch das Herunterregeln der Leistungsabgabe der WEA eingehalten werden. Lediglich für das letzte, verbleibende Drittel wird überhaupt erst ein Abruf von zusätzlicher Leistungsreserve erforderlich.

Eine Auswertung der Differenzen des letzten Drittels hat ergeben, dass bereits eine Leistung von 9 % der installierten Windparkleistung ausreicht, um 50 % dieser Differenzen auszugleichen. Zusammen mit den ersten beiden Dritteln lassen sich insgesamt etwa 83 % aller angemeldeten Fahrpläne einhalten. Für den Ausgleich von 75 % aller auftretenden Differenzen des letzten Drittels wird eine installierte MGT-Leistung von 20 % bezogen auf die installierte Windparkleistung benötigt. Insgesamt können so etwa 92 % der Fahrplanmeldungen eingehalten werden.

Hinsichtlich der Dimensionierung der installierten MGT-Leistung gilt es einen Kompromiss zu finden. Zum einen sollen möglichst alle auftretenden Prognosedifferenzen ausgeglichen werden. Wie die Auswertungen dieser Arbeit gezeigt haben, ist dafür eine installierte MGT-Leistung in der Größenordnung der installierten Windparkleistung erforderlich. Ein Abruf der kompletten, vorgehaltenen MGT-Leistung erfolgt jedoch äußerst selten. Daher gilt es zu überlegen ob für diese Extremsituationen andere Alternativen wirtschaftlicher wären. Exemplarisch sei an dieser Stelle die Möglichkeit des Lastabwurfs genannt. Perspektivisch, auch vor dem Hintergrund der zurzeit durch die Politik geschaffenen, fördernden Rahmenbedingungen für die Verbreitung der Elektromobilität, verspricht die Verwendung von Wechselakkus eine durchaus interessante Option zur Bewältigung von Prognosedifferenzen. So ließe sich die Windparkeinspeisung, die die Prognosen übertreffen würde, in den Akkus zwischenspeichern und zu Zeiten einer Unterschreitung der prognostizierten Windstromspeisung wieder abrufen.

Dem angestrebten Ausgleich aller Prognoseabweichungen steht eine möglichst lange und konstante Betriebszeit der MGT gegenüber. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass 80 % der MGT-Einsatzzeiten kleiner oder gleich siebzig Minuten sind. Etwa 70 % der MGT-Einsatzzeiten sind sogar kürzer oder gleich vierzig Minuten. Diese Werte verdeutlichen, dass die MGT relativ kurze Einsatzzeiten aufweisen und damit häufigen An- und Abfahrprozessen unterworfen sind. Häufige Lastwechsel folgern starke Materialbeanspruchungen und resultieren

in frühzeitigen Materialermüdungen verglichen mit einem kontinuierlichen Betrieb der Turbinen.

Diese vorliegende Diskrepanz zwischen einem vollständigen Ausgleich von Prognoseabweichungen sowie einem kontinuierlichen MGT-Betrieb gilt es für den jeweiligen Einsatzfall genau abzuwägen. Auch ist zu überlegen, ob nicht das EEG, welches bisher ausschließlich die maximale elektrische Energiebereitstellung der Erneuerbaren Energien fördert, einer entsprechenden Modifizierung zu unterwerfen ist. Bislang trägt dieses Gesetz lediglich mit dem Systemdienstleistungsbonus für WEA dem Erhalt der Versorgungssicherheit Rechnung. Unter der Voraussetzung des mit den Zielen der EU sowie der Bundesregierung konformen voranschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien, sind finanzielle Anreize für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie der Sicherung der Versorgungssicherheit unabdingbar, da dieser vergleichsweise kostenintensive Prozess für eine elektrische Energieversorgung basierend auf EE unerlässlich ist. Eine ökonomische Unterstützung sollte neben der installierten Leistung auch den Ausbau der erforderlichen Strukturen wie die Errichtung und Vorhaltung von (Gas-) Speicherkapazitäten an zentralen und dezentralen Standorten sowie einen fortschreitenden Ausbau des Gasnetzes zur verstärkten Aufnahme und Transport von Bio(erd)gaskapazitäten fördern.

Ebenso besteht weiterer Forschungsbedarf für die mit dem Ausbau der Windenergienutzung enorm an Priorität gewinnende Verbesserung der Windprognosen. Windprognosen zielen heutzutage eher ungenügend auf die zukünftigen Standorte der Offshore-Windparks ab. Spezielle Prognosen für diese Standorte gilt es zu entwickeln. Auch sind die Prognosen durch Messungen an den interessierenden Standorten weiter zu kalibrieren, um die Prognosegüte deutlich zu erhöhen. Die in der Folge verminderten Differenzen zwischen der prognostizierten sowie der tatsächlichen Windstromeinspeisung würden die Kraftwerkseinsatzplanung für die Windenergieanlagen simplifizieren. Zur Einhaltung der angemeldeten Fahrpläne wäre dann eine geringere Ausgleichsleistung erforderlich. Mit der gleichen Anzahl an MGT sowie Biogasanlagen im Vergleich zu heute könnte folglich ein viel größerer Anteil an Differenzen ausgeregelt werden.

Aufgrund der Größe der geplanten Offshore-Windparks und dem regional konzentrierten Ausbau werden für ein sicheres Engpassmanagement im Übertragungsnetz knotenspezifische Vorhersagen für die operative Netzplanung an Bedeutung gewinnen. Eine Verbesserung der Prognosen sollte auf verschiedene Zeitbereiche abzielen.

Die Integration der Windenergie in den Energiemarkt verlangt nach verbesserten Kurzzeitprognosen. In diesem Zusammenhang wird der Intra-Day-Handel zur kurzfristigen Beschaffung von Ausgleichsenergie aufgrund auftretender Windfluktuationen weiter an Bedeutung gewinnen. Für diesen Markt sind genaue Prognosen im Bereich weniger Stunden erforderlich.

Neben dem Ausgleich der Prognoseabweichungen von Offshore-Windparks bietet sich die Biogasnutzung für die bedarfsabhängige, verbraucherorientierte Energiebereitstellung an. So

kann in Starkwindphasen, also in Zeiten, zu denen mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Betrieb der WEA im Nennleistungsbereich vorhergesagt werden kann, mit biogasbetriebenen MGT zusätzlich weiterer Strombedarf anderer Verbraucher gedeckt werden. Auch in dem anderen Extrem, dem Vorliegen einer längeren Windflaute, kann das Biogas entsprechend Verwendung finden.

Neben einer adäquaten Dimensionierung der MGT sowie der Biogasanlagen gilt es daher in einer möglichen aufbauenden Arbeit, die Auslegung der notwendigen Speichereinheiten zu untersuchen und damit die Diskrepanz zwischen Biogasproduktion und -verwertung zu bedienen.

Weiteres Potenzial für nachfolgende Arbeiten bietet der Sachverhalt, dass in dieser Arbeit der Blickwinkel primär auf der technischen Machbarkeit der Kompensation eines Teils der von den Offshore-Windparks verursachten Fluktuationen durch die Kombination dieser Parks mit Mikrogasturbinen lag. Dazu wurde (zunächst) davon ausgegangen, dass die eingespeiste Leistung in der Bilanz gleichwertig und unabhängig von der Spannungsebene der Einspeisung ist. Für die Weiterentwicklung des bestehenden Energieversorgungssystems zu einem zukunftsfähigen und intelligenten System – einem sogenannten Smart Grid – kommt jedoch der wesentliche Aspekt neu hinzu, dass die Spannungsebenen eben ungleich sind. Die dynamischen Eigenschaften des Netzes erschweren folglich die reale Situation. Die Leistungseinspeisung muss zukünftig in Abhängigkeit des Einspeiseortes, der Netztopologie, der Netzverluste, der Art der Lasten usw. bewertet werden. Eine Untersuchung dieser Sachverhalte bietet folglich Potenzial für aufbauende Arbeiten.

Bei der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Zusammenschaltung mehrerer Mikrogasturbinen zu einem Park wurde im Rahmen der Modellannahmen ein uniformes Verhalten mehrerer Anlagen simuliert. In der Praxis weisen die Netze, in die die Mikroturbinen integriert werden, jedoch ein anderes Verhalten auf. Viele Netze verändern sich durch die Integration dezentraler Einspeiser mit Wechselrichtern und werden zunehmend schwingungsfähig; die Netze „entdämpfen“ sich. Als Folge lassen sich vermehrt (sehr) niederfrequente Oszillationen in den Netzen messen. Diese niederfrequenten Oszillationen regen wiederum die Mikroturbinen an, so dass es zu einem Schwingen der Turbinen kommt. Um diesem Schwingen entgegenzuwirken und die Oszillationen zu dämpfen bedarf es, ähnlich wie bei klassischen Kraftwerken im Verbundbetrieb, überlagerter Regelungen. In der klassischen Kraftwerkstechnik nennt man diese Geräte Pendeldämpfungseinrichtungen bzw. Power System Stabilizer (PSS). In den zukünftigen Energieversorgungsnetzen mit einer zunehmenden Anzahl an dezentralen Einspeisern gewinnt dieser Sachverhalt zunehmend an Bedeutung. Eine Beantwortung der Fragestellungen, die auf die zusätzlichen, übergeordneten Dämpfungsregler sowie eine Anpassung der jetzt verwendeten Regelparameter abzielen, macht umfangreiche Studien unerlässlich. Eine nähere Analyse dieser Abhängigkeiten hätte den Umfang dieser Arbeit deutlich überschritten, bietet jedoch Potenzial für aufbauende Arbeiten.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und hierbei vor allem der fluktuierenden Einspeiser hat nicht nur mengenmäßig Konsequenzen auf die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern. Er bedeutet auch eine Abkehr von der aktuellen Architektur des Stromversorgungssystems. Die Einteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast wird hinfällig. Mehr und mehr wird ein elektrisches Energieversorgungssystem entstehen, das auf lediglich zwei Pfeilern beruht. Zum einen sind dies die fluktuierenden Erzeuger, deren Anteil in den letzten Jahren bereits stark angestiegen ist und mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie sowie der Photovoltaik weiter wächst. Zum anderen sind es die an die fluktuierenden Einspeiser angepassten, schnell regelbaren Kraftwerke, zu denen bisher die konventionellen Kraftwerke zählen, perspektivisch jedoch auch die Erneuerbaren Energien einen wachsenden Anteil haben (müssen). Sollen die fluktuierenden Erneuerbaren Energien ihren Platz im Stromversorgungssystem finden, müssen für diesen Paradigmenwechsel alle Systemkomponenten an die neue Situation angepasst werden. Auch verlangt dieser grundlegende Wandel des Stromsektors geeignete politische sowie marktwirtschaftliche Instrumente. In diesem Zusammenhang bietet das Bilanzkreissystem eine hervorragende Grundlage für die Umsetzung der notwendigen Maßnahmen. Eine angemessene Modifizierung dieses Systems sowie eine gesetzliche Verankerung des Paradigmenwechsels im Energiewirtschaftsgesetz würden die Schaffung geeigneter Marktmechanismen weiter vorantreiben. Die Erneuerbaren Energien können diese notwendigen Anpassungen des elektrischen Energieversorgungssystems alleine nicht erreichen.

8 Literaturverzeichnis

- [Agr-03] AgriKomp GmbH, TÜV Süddeutschland Bau und Betrieb GmbH, Geschäftstelle Ulm: *Brandversuch einer EPDM Folie im Einsatz als Gasspeicher*. Weidenbach: 2003
- [Alb-97] Albers, A.; Söker, H.: *Wind Speed and Turbulence Evaluations from Power and Nacelle Anemometer Data*. In: DEWI Magazin, Nr. 10, S. 51 bis 62, 1997
- [All-08] Allnoch, N.; et al.: *Zur Struktur der Windenergieforschung in Deutschland*. Studie i. A. des BMU, Internationales Wirtschaftforum regenerative Energien, Münster: 2008. Internet 2009-01-15
(http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/windforschung_endbericht2008.pdf)
- [Art-01] Arlt, A.: *Biogas - mit erneuerbaren Energien Ressourcen schonen*. In: Tagungsbericht ITAS, 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V., Borken: 2001
- [Bar-08] Bartsch, M.; et al.: *Stromwirtschaft: Ein Praxishandbuch*. 2. Auflage, Köln: Carl Heymanns Verlag, 2008, ISBN 978-3-452-26343-8
- [Bay-04] Bayerisches Landesamt für Umwelt: *Biogashandbuch Bayern*. Materialienband, Kapitel 1.1 bis 1.5, Augsburg: 2004
- [Bay-08] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: *Agrarmärkte - Jahresheft 2006: Teilauszug Kartoffeln*. Internet 2008-01-15
(http://www.lfl.bayern.de/iem/agrarmarktpolitik/23978/linkurl_0_7_0_0.pdf)
- [Bec-08] Becker, M.: *Stromhandel an der Börse: Erste Erfahrungen und Ausblick am Beispiel der European Energy Exchange*. Saarbrücken: VDM Verlag, 2008, ISBN 978-3-639-06122-2

- [Ben-96] Bendfeld, J.; et al.: *Windatlas für den Kreis Lippe*. Forschungsbericht, Universität Paderborn, Fachbereich Elektrische Energieversorgung, Paderborn: 1996
- [Bey-95] Beyer, H. G.; Rüger, T.; Waldl, H.-P.: *Ein Verfahren zur Auswahl der geometrischen Konfiguration von Windparks*. In: DEWI Magazin, Nr. 6, Seite 55 bis 61, 1995
- [Bis-05] Bischofsberger, W.; et al.: *Anaerobtechnik*. 2. Auflage, Heidelberg: Springer-Verlag, 2005, ISBN 978-3-540-06850-1
- [Bra-82] Braun, R.: *Biogas - Methangärung organischer Abfallstoffe. Grundlagen und Anwendungsbeispiele*. 1. Auflage, Wien: Springer-Verlag, 1982, ISBN 3211817050, Seite 24 ff
- [Bra-07] Braun, M.: *Virtuelle Kraftwerke aus Mikro-KWK Anlagen zur Bereitstellung von Regelleistung*. Diplomarbeit, Fachhochschule München, München: 2007
- [Bun-06] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Energieversorgung für Deutschland - Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006*. Internet 2006-04-03
(http://www.bmu.de/files/download/application/pdf/statusbericht_0603.pdf)
- [Bun-07] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Auslegungshilfe „Trockenfermentation für kontinuierliche Biogasverfahren“*. Internet 2007-09-28
(<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39019/5982/>)
- [Bun-08a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Windenergie*. Themenpapier, Internet 2008-11-25
(http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/themenpapier_wind.pdf)

- [Bun-08b] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2008*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn: 2008
- [Bun-08c] Bundesgesetzblatt: *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften - Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)*. Jahrgang 2008 Teil 1 Nr. 49, Internet 2008-12-04
(<http://www.bgblportal.de/BGBL/bgb11f/bgb1108s2074.pdf>)
- [Bun-09a] Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft: *Netztechnik*. Internet 2009-05-25
([http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B5MB6_Netztechnik?open& Highlight =>](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7B5MB6_Netztechnik?open&Highlight=>))
- [Bun-09b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland*. Internet 2009-11-02
(http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/offshore_wind_deployment_de_en.pdf)
- [Bun-09c] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Stand Juni 2009, Broschüre des BMU, 1.Auflage, Berlin: 2009
- [Bun-09d] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Entwicklung der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland*. Internet 2009-02-19
(<http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42038/39882/-teil1>)
- [Bun-09e] Bundesnetzagentur: *Selbstvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen durch Anlagenbetreiber*. Internet 2009-07-12
(<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/10845.pdf>)

- [Bun-09f] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; Agentur für Erneuerbare Energien: *Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche - Stromversorgung 2020 Wege in eine moderne Energiewirtschaft*. Internet 2009-06-30 (http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/2020_Szenario/Branchenprognose2020_Langfassung.pdf)
- [Bun-09g] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009*. Internet: 2009-06-23 (http://www.umweltministerium.de/erneuerbare_energien/erneuerbare-energien-gesetz/doc/40508.php)
- [Bun-10] Bundesministerium der Justiz: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. Internet 2010-01-23 (http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf)
- [Bur-01] Burton, T.; et al.: *Wind Energy Handbook*. Hoboken: Wiley-Verlag, 2001, ISBN 978-0-4714-8997-9
- [Cap-06] Capstone Turbine Corporation: *Technical Reference: Capstone Model C30 Performance*. Chatsworth, CA: 2006
- [Cap-09] Capstone Turbine Corporation: *Products / Capstone Turbine*. Internet 2009-10-10 (<http://www.capstoneturbine.com/prodsol/products/index.asp>) (<http://www.capstoneturbine.com/company/index.asp>) (https://docs.capstoneturbine.com/docs.asp?ddlModel=45&select_category=38)
- [Con-04] Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions (CERTS): *Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators during Load Changes*. California Energy Commission, Berkeley, CA: 2004, Internet 2009-03-03 (<http://certs.lbl.gov/certs-pubs.html>)

- [Con-09] Consortium for Electrical Reliability Technology Solutions (CERTS): *Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators during Load Changes*. California Energy Commission, Berkeley, CA: 2004 Internet 2009-02-03
(<http://certs.lbl.gov/certs-pubs.html>)
- [Cra-09] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 2: Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung*. 2. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2009, ISBN 978-3-540-70877-3
- [Dan-09] Daniel, J.; Vogt, R.: *Materialband A - Entwicklung und Status Quo des Biogasausbaus*. Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Internet 2009-09-13
(<http://www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/BMU-Biogasprojekt%202008-Materialband%20A.pdf>)
- [den-09] dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Tabelle Windparks*. Internet 2009-02-02
(<http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761>)
- [Deu-08a] Deutsche Bundesregierung: *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See - im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung*. Internet 2009-02-06
(http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Strategie_der_Bundesregierung_zur_Windenergienutzung_auf_See.pdf)
- [Deu-08b] Deutsche Energie-Agentur GmbH: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und offshore bis zum Jahr 2020 - Endbericht*. Internet 2008-12-14
(http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena-Netzstudie_1.pdf)

- [Deu-08c] Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.: *Regelwerke*. Internet 2008-03-02
(<http://www.dvgw.de/angebote-leistungen/regelwerk/regelwerkverzeichnis/>)
- [Deu-09] Deutscher Bundestag: *Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV)*. Internet 2009-07-13
(<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/131/1613188.pdf>)
- [Die-05] Dielmann, K.; Schieke, W.: *Mikro-Gasturbinen: Aufbau und Anwendung*. Fachhochschule Aachen, Aachen: 2005
- [Die-07] Diekmann, J.; Langnis, O.; Lehr, U.: *Die Förderung Erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe*. Forschungsbericht FZKA-BWPLUS, Förderkennzeichen BKW 24011, ZSW, DIW Berlin, DLR Stuttgart, Stuttgart: 2007
- [Ede-07] Eder, B.; Schulz, H.: *Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit*. 4. Auflage, Staufen bei Freiburg: Ökobuch Verlag, 2007, ISBN 978-3-936896-13-8
- [Els-07] Elsner, T.: *Technische Zuverlässigkeitsanalyse sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Biogastechnologie*. Diplomarbeit, Universität Paderborn, Fachgebiet für Nachhaltige Energiekonzepte, Paderborn: 2007
- [Ene-09a] EnergieKontor: *Jetzt geht's los: Startschuss für Offshore*. In: Windforum - Newsletter der Energiekontor AG, April 2007, Seite 1 bis 2, 2007
- [Ene-09b] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen: *Energiewirtschaft und Energierecht Summer School 2008: Teil 2: Erneuerbare Energien - Wälzungsmechanismus*. Internet 2009-09-29
(http://www.iber.tu-clausthal.de/fileadmin/IBER/Vortraege/EEG_2_-_Vortrag_Gross.pdf)

- [Ene-09c] Energy and Environmental Analysis, Inc.: *Advanced Microturbine System: Market Assessment*. Washington, DC: Internet 2009-09-05
(http://www.eere.energy.gov/de/pdfs/microturbine_market_assess.pdf)
- [eon-08] e.on Ruhrgas AG: *Erdgas - Der Energieträger der Zukunft*. Internet 2008-07-28
(<https://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-3F57EEF5-B242F40B/er-corporate/hs.xsl/591.htm>)
- [eon-09] e.on Wasserkraft: *Netzbelastungskurve über einen Tag*. Stromerzeugung, E.ON Wasserkraft GmbH, Internet 2010-01.25
(http://www.eon-wasserkraft.com/pages/ewk_de/Energiefakten/Stromerzeugung/_images/Bild_Diagramm_Netzbelastungskurve.gif)
- [Erc-07] Erckert, C.: *Biogas als Energiequelle, Chancen und Risiken*. Südtiroler Bauernbund. Bozen: 2007
- [Eur-08] European Energy Exchange: *EEX mit kontinuierlichem Wachstum in 2008*. Leipzig: Internet 2009-05-08
(<http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/45753>)
- [Eur-09a] European Energy Exchange: *Die Produkte des EEX-Konzerns*. Leipzig: Internet 2009-05-10
(http://www.eex.com/de/document/43449/D_Produktbroschuere_2009_final.pdf)
- [Eur-09b] European Energy Exchange: *Unternehmensstruktur*. Leipzig: Internet 2009-05-23
(<http://www.eex.com/de/EEX/EEX%20AG/Unternehmensstruktur>)
- [Eur-09c] European Energy Exchange: *Über EEX*. Leipzig: Internet 2009-05-18
(<http://www.eex.com/de/Presse/%C3%9Cber%20EEX>)

- [EWE-08] The European Wind Energy Association (EWEA): *Project UpWind*. Internet 2008-11-12
(<http://www.ewea.org/index.php?id=47>)
- [EWE-09] The European Wind Energy Association (EWEA): *Oceans of Opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource*. Internet 2009-06-03
(<http://www.ewea.org/offshore/>)
- [Fac-06a] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): *Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. 2. Auflage, Leipzig: FNR, 2006, ISBN 3-00-018346-9
- [Fac-06b] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): *Handreichung: Biogasgewinnung und -nutzung*. 3. Auflage, Gülzow: FNR, 2006, ISBN 3-00-014333-5
- [Fac-07] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): *Gülzower Fachgespräche - Messen, Steuern, Regeln bei der Biogaserzeugung*. Band 27, Hannover: FNR, 2007
- [Fac-08a] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): *Biogas - Basisdaten Deutschland*. Gülzow: FNR, 2008
- [Fac-08b] Fachverband Biogas e.V.: *EEG 2009 und Stand der Umsetzung*. ETI-Arbeitsgruppensitzung Biogas, Leibniz Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim, Müncheberg: Internet 2009-03-16
(http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/eti_upload/vortraege2008/AG_Biogas16.12./vortrag-gegner.pdf)
- [Fac-09] Fachverband Biogas e.V.: *Biogas - das Multitalent für die Energiewende: Fakten im Kontext der Energiepolitik-Debatte*. Internet: 2009-07-06
(<http://www.platformvergisting.be/Pdf/Biogas2005Faktenbroschuere.pdf>)

- [Fac-10] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): *Biogasanlagen in Deutschland*. Internet 2010-01-09
(<http://www.bio-energie.de/biogas.html>)
- [Fin-09] FINO 3: *Aktuelles*. FINO 3 - Forschungsplattform in Nord- und Ostsee Nr. 3, Fachhochschule Kiel GmbH, Forschungs- und Entwicklungszentrum, Kiel: 2009
- [Foc-05] Focken, U.; Lange, M.: *Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction*. 1. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2005, ISBN 978-3540256625
- [For-07] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: *Bereitstellung von Regelleistung - zusätzliches Wertschöpfungspotenzial für KWK*. Kooperationsforum Kraft-Wärme-Kopplung - Innovative Konzepte für neue Anwendungen, Internet 2007-10-29
(http://www.bayern-innovativ.de/ib/site/documents/media/7500727f-0637-b315-8f5a-6f5dcd303af5.pdf/Vortrag_vRoon_776KB.pdf)
- [Gao-06] Gaonkar, D. N.; Patel R. N.: *Modeling and Simulation of Microturbine Based Distribution Generation System*. Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Technology Roorkee, Roorkee, Uttaranchal, India: IEEE, 2006
- [Geb-07] Gebhardt, K.: *pH-Wert*. Quality-Datenbank Klaus Gebhardt e. K.. Umweltdatenbank, Bremen: Internet 2007-11-09
(<http://www.umweltdatenbank.de/lexikon/ph-wert.htm>)
- [Gie-03] Giebel, G.; Brownsword, R.; Kariniotakis, G.: *The State-of-the-Art in Short-Term Prediction of Wind Power. A Literature Overview*. Deliverable Report D1.1 in the ANEMOS Project: Development of a Next Generation Wind Resource Forecasting System for the Large-Scale Integration of Onshore and Offshore Wind Farm. Roskilde: 2003
- [Gil-08] Gillette, Steve: *Capstone Turbine Corp.*. Pacific Region CHP Application Center, Capstone Turbine Corporation, 2008

- [Gil-08a] Gill, A.; et al.: *Fine Tuning of Commonly Used Wake Models Using Data of a Large Offshore Wind Farm in the UK*. Konferenzbeitrag, DEWEK 2008, Bremen: 2008
- [Gör-06] Görisch, U.; Helm, M.: *Biogasanlagen*. 1. Auflage, Stuttgart: Eugen Ulmer Verlag, 2006, ISBN 978-3-8001-4831-8
- [Gud-05] Guda, S. R.; Wang, C.; Nehrir, M.H.: *A Simulink Based Microturbine Model for Distributed Generation Studies*. IEEE, Electrical and Computer Engineering Department, Montana State University, Seite 269 bis 274, Bozeman, MT 59715-USA: 2005
- [Has-07] Hasche, B.: *Analyse von Prognosen der Windgeschwindigkeit und Windstromeinspeisung*. Teilbericht zu AP 1.5. im Projekt NetMod, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart: 2007
- [Has-08] Haselberg, C.: *Biogas in Brennstoffzellen - Energie mit Zukunft*. Informationsdienst Wissenschaft, Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim e.V., Internet 2008-12-28
(<http://idw-online.de/pages/de/news110339>)
- [Hau-08] Hau, Erich: *Windkraftanlagen - Grundlagen, Einsatz, Technik, Wirtschaftlichkeit*. 4. Auflage, Berlin: Springer Verlag, 2008, ISBN 978-3-540-72150-5
- [HEA-08] Fachverband für Energie-Marketing und -Anwendung (HEA) e.V.: *Lexikon Energiewelten*. Internet 2008-02-06
(<http://www.energiewelten.de/elexikon/lexikon/index3.htm>)
- [Hei-07] HEI - Hornbachner Energy Innovation: *Technische Planung Biogaserzeugung, -aufbereitung, -netzeinspeisung*. Internet 2007-12-19
(<http://www.biogas-netzeinspeisung.at/index.html>)

- [Her-07] Herold, H.: *Power Curve - Repower 5M*. Datenblatt, REpower Systems, 2007
- [Heu-07] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 7. Auflage; Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2007, ISBN 978-3-528-58547-1
- [Heu-08] Heuterkes, M.; Janssen, M.: *Die Regulierung von Gas und Strommärkten in Deutschland*. Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung Nr. 29, Münster: Internet 2008-12-29 (http://www.wiwi.uni-muenster.de/cawm/forschen/Download/Diskussionsbeitrag_nr29.pdf)
- [Hir-07] Hirschhausen, C. v.: *Einführung in die Energiewirtschaft für Elektrotechniker*. Technischen Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, Dresden: Internet 2007-11-15 (<http://www.tu-dresden.de/wwbwleeg/Lehre/ss07/eet/trading.pdf>)
- [Hör-04] Hörning, B.: *Tierhaltung*. Skript, Teilmodul im Modul Tierhaltung und -gesundheit, Fachhochschule Eberswalde, Fachgebiet Ökologische Tierhaltung, Eberswalde: 2004
- [IEE-94] IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies: *Dynamic Models for Combined Cycle Plants in Power System Studies*. In: Transactions on Power Systems, Vol. 9 Nr. 3, 1994
- [Ins-09] Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET): *Bereitgestellte Messdaten zur Geschwindigkeit der Capstone C30 Mikrogasturbine über der Leistung*. Abteilung Hanau, Hanau, Internet 2009-04-02 (http://www.iset.uni-assel.de/pls/w3isetdad/www_iset_new.main_page)
- [Jen-86] Jensen, N.O.; et al.: *A Simple Model for Cluster Efficiency*. In: EWEA Proceedings. European Wind Energy Conference and Exhibition, 1986

- [Kai-07] Kaiser, F.; et al.: *Sicherung der Prozessstabilität in landwirtschaftlichen Biogasanlagen*. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, Freising: 2007
- [Kal-01] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.: *Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 1. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2001, ISBN 3-540-64853-4
- [Kal-06] Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W.: *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2006, ISBN 3-540-28204-1
- [Kam-09] Kampmann, H.-J.: *Gas-Otto-Motor oder Zündstrahl-Gas-Motor für Nutzungsmöglichkeiten und deren Einordnung*. Anlagen- und Antriebstechnik Nordhausen GmbH, Bielen: Internet 2009-05-21
(http://www.biogas-infoboard.de/pdf/H_Kampmann.pdf)
- [Kar-04] Kariniotakis, G.; et al.: *What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics?*. European Wind Energy Conference, London, UK: 2004
- [Kli-07] Klinski, S.: *Studie - Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz*. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 3. Auflage, Leipzig: FNR, 2007, ISBN 3-00-018346-9
- [Klo-08] Klose, B.: *Meteorologie - Eine interdisziplinäre Einführung in die Physik der Atmosphäre*. 1. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2008, ISBN 978-3-540-71308-1
- [Kon-09] Konstantin, P.: *Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 2. Auflage, Berlin: Springer-Verlag, 2009, ISBN 978-3-540-78592-7

- [Kuc-07] Kuchling, H.: Taschenbuch der Physik. 17. Auflage, München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, 2007, ISBN 978-3446217607
- [Kyo-02] Gesetz zu dem Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (Kyoto-Protokoll), Bonn, 2002
- [Lan-03] Landberg, L.; et al.: *Short-term Prediction - An Overview*. In: Wind Energy, Vol.6, Issue 3, Seite 273 bis 280, 2003
- [Lan-06] Lange, B.; et al.: *Wind power forecasting in Germany - Recent advances and future challenges*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 30.Jahrgang, Heft 2, Seite 115 bis 120, 2006
- [Pon-06] Pond and Lucier: *Turbine Tips: August 2006*. Pond and Lucier, LLC; New York: 2006, Internet 2009-09-17
(<http://www.pondlucier.com/Company/TIPS/2006/AUGUST06.pdf>)
- [Mal-07] Malberg, H.: *Meteorologie und Klimatologie - Eine Einführung*. 5. Auflage, Berlin: Springer Verlag, 2007, ISBN 978-3-540-37219-6
- [Meh-09] Mehlkopf, M.: *Capstone MikroTurbinen*. E-quad Power System GmbH, Aachen: 2009
- [Mic-09] Michaelsen, T.: *European Energy Exchange: Branchendialog Energie bei den Stadtwerken Leipzig*. Leipzig: Internet 2009-05-05
(http://www.ais-management.de/fileadmin/user_upload/PDFs_2008/Michaelsen.pdf)
- [Näf-06] Acrona Systems Ltd.: *Mikrogasturbinen*. Aarau: Internet 2009-12-02
(<http://www.acrona-systems.com/deutsch/>)

- [NZV-09] Bundesministerium der Justiz: *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV)*. Internet 2009-06-28
(<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzv/gesamt.pdf>)
- [Ohl-06] Ohly, N.: *Verfahrenstechnische Untersuchung zur Optimierung der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen*. Dissertation, Fakultät für Maschinenbau, Verfahrens- und Energietechnik der Technischen Universität Bergakademie Freiberg, Freiberg: 2006
- [Pas-08] Paschereit, O.: *Gasturbinen ohne Kohlendioxidausstoß*. Forschungsberichte Juli 2008, TU Berlin, Fachbereich Strömungsmechanik, Berlin: 2008
- [Qua-09] Quaschnig, V.: *Regenerative Energiesysteme - Technologie, Berechnung, Simulation*. 6. Auflage, München: Carl Hanser Verlag, 2009, ISBN 978-3-446-42151-6
- [Ram-06] Ramesohl, S.; et al.: *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen*. Endbericht zur Untersuchung im Auftrag von BGM und DVGW, Wuppertal: 2006
- [reg-09a] regelleistung.net: „*Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*“. Internet 2009-07-05
(<https://www.regelleistung.net>)
- [reg-09b] regelleistung.net: *Allgemeines zur Regelleistung - Technische Aspekte*. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Internet 2009-07-07
(https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/technische_aspekte.jsp)
- [Row-83] Rowen, W. I.: *Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines*. In: *Journal of Engineering for Power ASME*, Vol. 105, Seite 865 bis 869, 1983

- [Sch-06] Schwintowski, H.-P.: *Handbuch Energiehandel*. 1. Auflage, Berlin: Erich Schmidt Verlag, 2006, ISBN 978-3-503-09376-2
- [Sch-06a] Schwab, A. J.: *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 1. Auflage, Berlin: Springer Verlag, 2006, ISBN 3-540-29664-6
- [sci-09] scinexx - Das Wissensmagazin: *Saubere Energie für das dritte Jahrtausend? - Perspektiven der Offshore-Windenergie*. Internet 2009-04.05
(<http://www.scinexx.de/dossier-detail-348-4.html>)
- [Sei-07] Seilnacht, T.: *ph-Wert*. Naturwissenschaftliches Arbeiten, Internet 2007-11-16
(<http://www.seilnacht.com/Lexikon/pH-Wert.htm>)
- [Set-05] Setiawan, E. A.: *Dynamics Behavior of a 30 kW Capstone Microturbine*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET). Universität Kassel, Kassel: 2005
- [Soa-07] Soares, C.: *Microturbines : Applications for Distributed Energy Systems*. 1. Auflage. London: Butterworth-Heinemann, 2007, ISBN: 978-0750684699
- [Sør-08] Sørensen, T.; et al.: *Adapting and calibration of existing wake models to meet the conditions inside offshore wind farms*. EMD Internationas A/S, Aalborg (DK): 2008
- [Spa-07] Span, R.; Herres, G.: *Wärme- und Stoffübertragung*. Vorlesungsskript, Universität Paderborn, Lehrstuhl für Thermodynamik und Energietechnik, Paderborn: 2007
- [Spa-08] Span, R.: *Kraft- und Arbeitsmaschinen*. Vorlesungsskript, Universität Paderborn, Lehrstuhl für Thermodynamik und Energietechnik, Universität Paderborn, 2008

- [Spl-08] Splett, M.; et al.: *Input Variability of spacious distributed Offshore wind farms in the German North Sea*. EWEA - Proceedings, European Wind Energy Conference, Brüssel: 2008
- [Spl-09] Splett, M.: *Einspeiseverhalten von Offshore-Windparks. Ein Modell zur Analyse der fluktuierenden Einspeisung von geographisch verteilten Offshore-Windparks*. Dissertation, Universität Paderborn, Paderborn: 2009
- [Sti-09] Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE: *Wind vom Meer für saubere Energie*. Internet 2009-03-04
([http://www.offshore-stiftung.de/PDF-Dokumente/offshore %202008.pdf](http://www.offshore-stiftung.de/PDF-Dokumente/offshore%202008.pdf))
- [Swi-06] Swider, D. J.: *Handel an Regellenergie und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*. Wiesbaden: GWV Fachverlage GmbH, 2006, ISBN 978-3-8350-0459-7
- [Tam-06] Tambke, J.; et al.: *Short-Term Forecasting of Offshore Wind Farm Production - Developments of the Anemos Project*. EWEC - Proceedings, European Wind Energy Conference, Athen, Griechenland: 2006
- [tra-09] transpower stromübertragungs gmbh: *Beschaffung von Regelleistung und Regelleistung in Deutschland*. Internet 2009-07-08
(http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Ausschreibung_Regelleistung/Uebersicht/PDF_beschaffung_regelleistung_energie.pdf)
- [Tro-89] Troen, I.; Petersen, E. L.: *European Wind Atlas*. Roskilde: Risø National Laboratory, 1989, ISBN 87-550-1482-8

- [Uhl-09] Uhlig-Düvelmeyer, D.; Kurdscheid, E. M.: *Modellierung der Inanspruchnahme positiver Minutenreserve als zusammengesetzter Poisson-Prozess mit regelzonenabhängiger Parametrierung*. Technische Universität Chemnitz, Internet 2009-06-27
(http://www.mathematik.tu-chemnitz.de/preprint/quellen/2009/PREPRINT_03.pdf)
- [Vat-09] Vattenfall Europe GmbH: *Regelzonen in Deutschland*. Internet 2009-10-15
(<http://www.vattenfall.de/stromnetzfacten/images/regelzonen.gif>)
- [VDN-07] VDN e.V.: *Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland 2007*. Ausgabe: 01.04.2007, Berlin: 2007
- [VTA-08] VTA Engineering und Umwelttechnik GmbH: *Aufbau der Micro Turbine*. Internet 2008 -12-18
(http://www.vta.cc/vta_deutsch/microturbine_aufbau_funktion.htm)
- [Wag-08] Wagner, A.: *Offshore Windenergie: Ziele, Herausforderungen und Erfahrungen*. Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, Vortrag, Fachkonferenz Windenergie, Düsseldorf: 2008
- [Wan-04] Wang, W.; Cai, R.; Zhang, N.: *General Characteristics of Single Shaft Microturbine. Set at Variable Speed Operation and its Optimization*. In: Applied Thermal Engineering, Elsevier, Band 24, Nr. 13, Seite 1851 bis 1863, 2004
- [Wap-09] Wappler, U.: *European Energy Exchange Die Energiebörse Kontinentaleuropas - Einsatzmöglichkeiten und Zugangsbedingungen für den Börsenhandel*. Internet 2009-07-01
<http://www-theman.mw.tu-dresden.de/theman/Lehre/Dokumente/Vortraege/KomStrom.pdf>)
- [Win-05] Winkelmeier, H.: *Windenergie - Windmessung*. Energiewerkstatt - Technisches Büro und Verein zur Förderung Erneuerbarer Energie, Friedburg: 2005

- [Yee-08] Yee, S. K.; Milanović, J. V.; Hughes, F. M.: *Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies*. In: Transactions on Power Systems IEEE, Vol. 23, Nr. 1, Seite 108 bis 118, 2008
- [Zah-07] Zahoransky, R. A.: *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. 3. Auflage, Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, 2007, ISBN 978-3-8348-0215-6
- [Zan-04] Zander, W.; et al.: *Wälzungsmechanismus des EEG - Vorschläge für die Verbesserung der Transparenz und Effizienz*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Aachen: 2004

9 Anhang

9.1 Performance-Daten einer Capstone C30 Mikrogasturbine

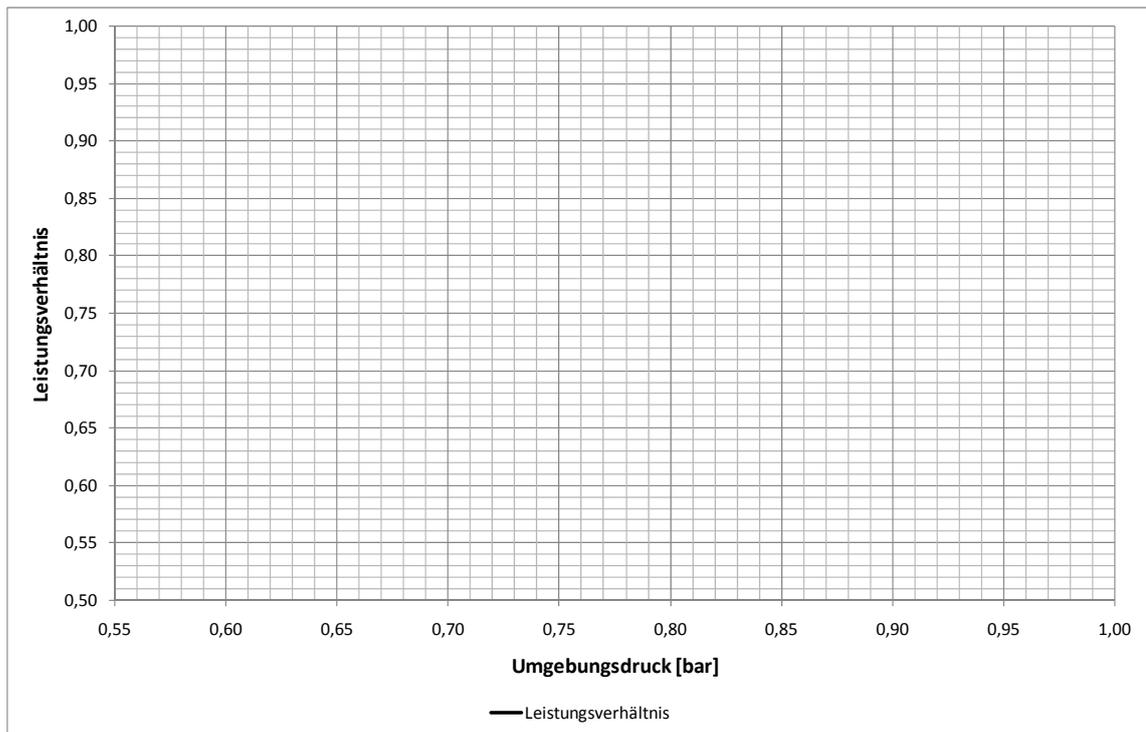


Abbildung 8.1: Leistungsverhältnis über Umgebungsdruck (Das Leistungsverhältnis ist die Leistung bei Standarddruck bezogen auf die Leistung bei aktuellem Umgebungsdruck) [Cap-06]

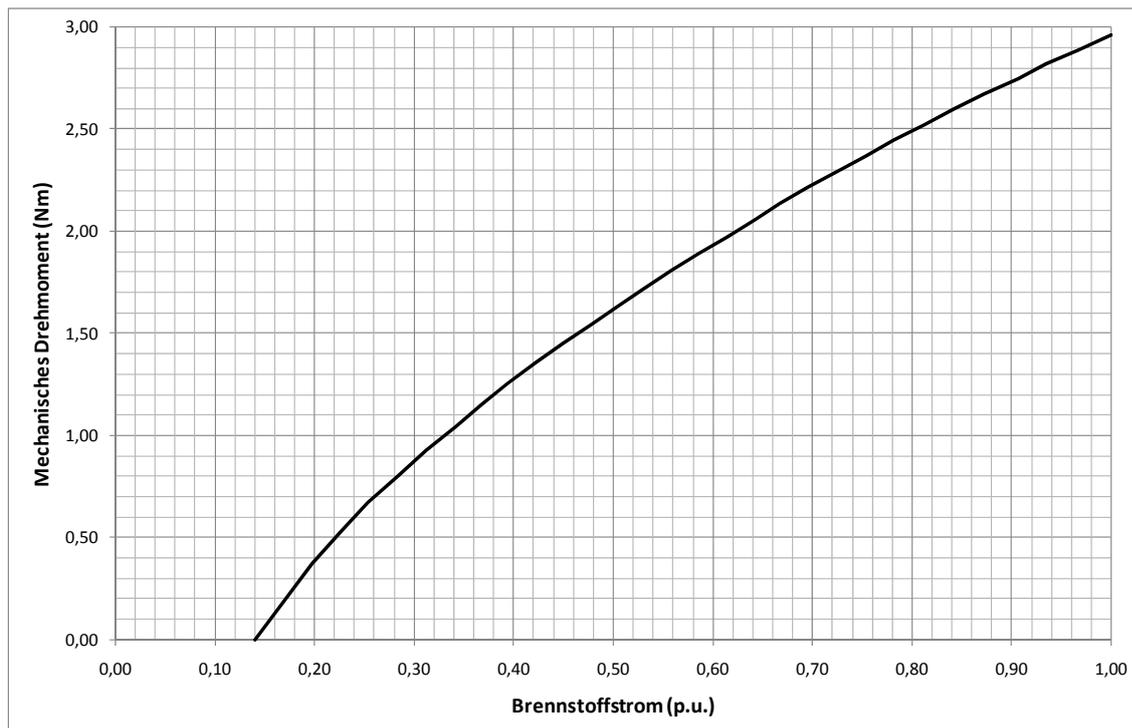


Abbildung 8.2: Mechanisches Drehmoment über Brennstoffstrom [Cap-06]

Tabelle 8.1: Performance-Daten der Capstone C30 Mikrogasturbine [Cap-06]

Leistung [kW]	Wirkungsgrad [%]	Abgastemperatur [°C]	Abgasmassenstrom [kg/s]	Brennstoffstrom [kJ/s]
2,00	8,80	201,83	0,11	22,83
3,00	11,50	196,82	0,12	26,08
4,00	13,60	200,16	0,13	29,31
5,00	15,20	203,50	0,14	32,82
6,00	16,60	207,39	0,15	36,05
7,00	17,70	210,72	0,16	39,56
8,00	18,80	213,50	0,17	42,49
9,00	19,80	216,28	0,17	45,42
10,00	20,60	219,06	0,18	48,65
11,00	21,20	222,40	0,19	51,87
12,00	21,80	225,74	0,20	55,09
13,00	22,30	228,52	0,20	58,32
14,00	22,80	231,30	0,21	61,25
15,00	23,20	234,63	0,21	64,47
16,00	23,60	237,41	0,22	67,70
17,00	24,00	240,19	0,23	70,92
18,00	24,30	242,42	0,24	74,14
19,00	24,60	245,20	0,24	77,07
20,00	24,90	247,98	0,24	80,30
21,00	25,10	250,76	0,25	83,81
22,00	25,30	253,54	0,26	87,04
23,00	25,40	256,32	0,26	90,26
24,00	25,60	259,10	0,27	93,78
25,00	25,70	261,88	0,28	97,29
26,00	25,80	265,21	0,29	100,81
27,00	25,80	267,99	0,29	104,62
28,00	25,90	270,22	0,29	107,84
29,00	26,00	273,00	0,30	111,65
30,00	26,00	276,33	0,31	115,46