

Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher

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

D o k t o r - I n g e n i e u r s

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Ing. Steve Völler

aus Karl-Marx-Stadt

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

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Kizilcay

Tag der mündlichen Prüfung: 13. November 2009

Diese Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20100097

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20100097>]

**Meinen
Eltern und Großeltern
gewidmet**

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung im Fachbereich Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Mein Dank geht an Herrn Prof. Dr.-Ing. J. Verstege für die Möglichkeit, das ausgewählte Thema frei bearbeiten zu können. Weiterhin danke ich für die gute Betreuung und die ständigen konstruktiven Hinweise zur Arbeit sowie den Gelegenheiten, das Thema im In- und Ausland präsentieren zu können. Ohne dies wäre ein Vorankommen der Arbeit und Kontakte zu Industriepartnern nicht möglich gewesen.

Herrn Prof. Dr.-Ing. M. Kizilcay danke ich für das Interesse an der Arbeit und die Übernahme der Aufgabe des Korreferenten.

Außerdem möchte ich mich bei meinen Kollegen und Studenten am Lehrstuhl EEV für die Hilfe und Zusammenarbeit bedanken, hier im Speziellen bei Dr.-Ing. K.F. Schäfer, Dr.-Ing. A.-R. Al-Awaad und Dr.-Ing. A.F. Kaptue Kanga. Ein besonderer Dank gilt zudem Prof. Dr.-Ing. M. Bodach, der schon mit der Betreuung meiner Diplomarbeit den Grundstein für diese Arbeit gelegt hat und mir immer als Ansprechpartner zur Verfügung stand.

Schließlich danke ich noch meiner Familie und meinen Freunden für die Unterstützung während der gesamten Zeit meiner Ausbildung und Promotion.

Wuppertal, im Februar 2010

Steve Völler

Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher

Die Integration erneuerbarer Energien hat in der deutschen Energieversorgung einen zentralen Stellenwert. Als wichtigste neue Energieform dient dabei die Windenergie, die momentan im ganzen Gebiet der BRD verteilt installiert ist und in Zukunft vorwiegend in großen Windparks auf dem Meer errichtet werden soll. Die Vergütung der Windenergie wird derzeit über das »Erneuerbare Energien Gesetz« (EEG) geregelt, wodurch sichere Vergütungssätze festgelegt sind. Dadurch gibt es wenig Anreiz für die Windparkbetreiber, in einen marktorientierten Wettbewerb einzutreten. Durch die Degression der Vergütungssätze, steigende Energiepreise und die notwendige Teilnahme an Netzdienstleistungen wird dies jedoch unvermeidlich. Die fluktuierende und unsichere Einspeisung behindert jedoch diese Zielrichtung, bei der jedoch Energiespeicher Abhilfe schaffen können.

In der Arbeit wird daher untersucht, welche neuen Vergütungsmöglichkeiten der Windenergie in Verbindung mit einem Speicher im Energiemarkt offen stehen und wie sich für den Betreiber der Anlagen durch die Teilnahme am Markt das Betriebsergebnis erhöhen lässt. Dazu werden Szenarien erstellt, in denen die Windenergie z.B. über das EEG oder an einer Energiebörse verkauft wird oder der Windpark Regelleistung bereitstellt. Die dabei erstellten Varianten werden jeweils mit und ohne Energiespeicher durchgeführt, um die Einflussnahme eines zusätzlichen Speichers auf das Betriebsergebnis zu ermitteln.

Die Simulationen werden im System Prometheus durchgeführt, welches das Ziel hat, den Deckungsbeitrag jeder Rechnung zu maximieren und somit die Windenergie anhand der gewählten Möglichkeiten optimal zu verkaufen, dabei aber auch die technischen und vertraglichen Rahmenbedingungen beachtet. Der Speicher dient zum einen der Maximierung der Erlöse durch Handel von Energie an der Börse sowie durch zeitversetztes Einspeisen und zum anderen dem Ausgleich von Windfluktuationen und der Haltung einer konstanten Einspeiseleistung. In den Untersuchungen werden verschiedene Speichersysteme verwendet, um zu ermitteln, welche Speicherart und -größe die derzeit und in Zukunft wirtschaftlichste ist. Als weiterer Anreiz dienen dem System Vergütungen für Systemdienstleistungen, Netzengpassmanagement oder für vermiedene EEG-Einspeisung.

Die Ergebnisse im Vergleich zur reinen EEG-Vergütung zeigen, dass sich bereits heute die Marktteilnahme von Windenergieanlagen im liberalisierten Markt als bessere Alternative darstellen kann. Dabei können Speicher die Teilnahme technisch unterstützen und zum Teil auch zusätzlich das Betriebsergebnis steigern.

Optimized Operation Management of Wind Energy Plants by Energy Storage

The integration of renewable energy sources has a great significance for the energy supply of Germany. Wind energy, for which facilities are currently installed all over Germany, plays a leading role in renewables. In the near future wind energy parks will be established offshore in the North and Baltic Sea. Nowadays the compensation for wind energy is regulated by the »Renewable Energy Act« (EEG), so the operators get a reliable and fix payment. Due to this, there is no incentive for operators to participate in a competitive energy market. Nevertheless, this will be mandatory because of a decline in compensation over the years, raising energy prices and the need for participation of wind park operators in system services. The participation in these energy markets is constricted by the fluctuating and uncertain character of wind energy. At this point energy storage can be of avail.

For this reason the aim of this work is to find new compensation possibilities for wind energy operators in combination with energy storage. Furthermore there is an analysis as to how the operation result of the operators can be raised by participating at energy markets. For this purpose scenarios will be set up, in which the operators also participate e.g. in an energy exchange or system services besides getting the fix payment from of the EEG. The simulations are made with and without the use of energy storage to find out their influences on the operation result.

The simulations will be done with the system Prometheus. The program has the target to maximise the contribution margin of each simulation whereby the wind energy will be sold most efficiently. This optimisation takes all technical and contractual specifications into account. The storage is used to maximise the income by trading energy at the market but also to smoothen the fluctuation of wind energy or to feed in a constant power. In this work different storages are used to determine which storage type and size will be the best option to use today and in the future. As an additional incentive the operators also have the option to receive additional compensation by participating in system services and congestion management or by reducing the energy paid by the EEG.

The results - compared to exclusive compensation by the EEG - show that it is already possible today to integrate wind energy economically in the energy market and that this can be the better alternative to the EEG. Here storage can assist technical requirements and they can, to some extent, raise the operation result, too.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	X
Verzeichnis der Formelzeichen	XII
1 Motivation und Ziel	1
1.1 Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland.....	1
1.1.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen.....	1
1.1.2 Übersicht der erneuerbaren Energien.....	2
1.2 Veränderungen in der Energieversorgung durch Windenergieanlagen	5
1.2.1 Integration der Windenergie in das elektrische Netz.....	5
1.2.2 Teilnahme von Windenergieanlagen am Energiemarkt.....	6
1.3 Bedeutung und Notwendigkeit von Energiespeichern.....	7
1.3.1 Technische Betrachtung.....	7
1.3.2 Wirtschaftliche Betrachtung	9
1.3.3 Vorteile durch Speicher für Betreiber von Windenergieanlagen.....	10
1.4 Ziel der Arbeit	11
2 Integration von Windenergieanlagen und Speichern in das Energieversorgungssystem	13
2.1 Zuverlässiger Betrieb des elektrischen Netzes.....	13
2.1.1 Versorgungsstruktur.....	13
2.1.2 Regelleistung.....	15
2.2 Integration von Windenergieanlagen in das Versorgungssystem	19
2.2.1 Ausbau der Windenergie.....	19
2.2.2 Beeinflussung der Versorgungssicherheit.....	20

2.2.3	Beitrag von Windenergieanlagen zum sicheren Netzbetrieb.....	24
2.3	Speichereinsatz in der kurz- und mittelfristigen Betriebsplanung.....	27
2.3.1	Klassifizierung der Energiespeicher	27
2.4	Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie	31
2.4.1	Druckluftspeicher.....	32
2.4.2	Redox-Fluss-Batterien	35
2.4.3	Wasserstoffspeicher	36
2.4.4	Weitere Typen von Energiespeichern	38
3	Entwicklung alternativer Vergütungsmodelle	39
3.1	Gegenwärtige Situation des Verkaufs regenerativ erzeugter Energie.....	39
3.1.1	Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz	39
3.1.2	Direktvermarktung.....	41
3.2	Alternative Vergütungsmodelle	41
3.2.1	Modifizierte EEG-Vergütung	42
3.2.2	Fahrplanenergie.....	42
3.2.3	Energiebörse.....	44
3.2.4	Gleitende Prämie.....	46
3.2.5	Regelleistungsmarkt.....	46
3.2.6	Wasserstoffmarkt	49
3.2.7	Weitere Vergütungsvarianten und Verdienstmöglichkeiten	49
3.2.8	Fördermöglichkeiten	50
4	Betriebsführung von Windenergieanlagen und Speichern im Energiemarkt als Optimierungsproblem	51
4.1	Optimierungsproblem.....	51
4.1.1	Notwendigkeit einer Optimierung	51

4.1.2	Zeithorizont der Einsatzoptimierung	51
4.1.3	Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung.....	52
4.2	Programmsystem Prometheus	53
4.2.1	Grundelemente zur Modellierung der mathematischen Problemformulierung	53
4.2.2	Systemtechnische Sicht der Modellierung.....	56
4.3	Modellbildung der Systeme	57
4.3.1	Annahmen für die Modellierung.....	57
4.3.2	Basisszenario EEG.....	58
4.3.3	Modellierung der modifizierten EEG-Vergütung	59
4.3.4	Modellierung des Energiespeichers	60
4.3.5	Modellierung der Fahrplanenergie.....	62
4.3.6	Notwendigkeit der Erweiterung der Modelle für die 3-Tages- Optimierung	64
4.3.7	Modellierung der Energiebörse.....	67
4.3.8	Modellierung des Regelleistungsmarktes	71
4.3.9	Modellierung des Wasserstoffsystems.....	80
4.3.10	Einbeziehung eines Sicherheitsfaktors	83
4.3.11	Fördermodell »Vermiedenes EEG«	85
4.3.12	Gesamtmodell	86
4.3.13	Erweiterung der Modelle	88
4.4	Wirtschaftliche Bewertung.....	89
4.4.1	Deckungsbeitrag.....	89
4.4.2	Betriebsergebnis.....	90
5	Festlegung geeigneter Szenarien und Parameter	93
5.1	Allgemeine Festlegungen.....	93
5.2	Parameter der Speicher.....	94

5.3	Vergütungsmodelle	101
6	Untersuchungsergebnisse	107
6.1	Szenarien mit ausschließlicher EEG-Vergütung.....	107
6.2	Szenarien mit Beteiligung an der Energiebörse	108
6.3	Szenarien mit Beteiligung am Minutenreservemarkt.....	115
6.4	Szenarien mit Beteiligung an allen Märkten	119
6.5	Alleiniger Wasserstoffverkauf	123
6.6	Bewertung der Resultate	124
6.6.1	Einschätzung der Speicherauswahl.....	124
6.6.2	Beteiligung des Windparks an den Energiemärkten	125
7	Zusammenfassung	127
	Literaturverzeichnis	130
	Anhang	142

Abbildungsverzeichnis

1.1	Erzeugte elektrische Energie durch regenerative Anlagen bis 2004 und Ausblick bis 2020 [BMU1]	3
1.2	Aufteilung der elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2008 [BMU2]	4
1.3	Jährliche Gesamtvergütung erneuerbarer Energie nach dem Stromeinspeisegesetz und dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz [BMU2]	6
1.4	Einsatzbereiche für Energiespeicher (nach [VDE]).....	8
1.5	Vergleichmäßigung der Einspeisung aus einer Windenergieanlage durch einen Energiespeicher.....	9
1.6	Typischer Verlauf der Last und ihrer Deckung sowie der Börsenpreise während eines Tages.....	10
2.1	Veränderung der Versorgungsstruktur und der Energieflüsse durch regenerative Einspeiser (nach [Mehli]).....	14
2.2	Ausgleich von Frequenzabweichungen durch Regelleistung (nach [BUWEÜ]).....	16
2.3	Regelvorgang und Regelleistungsarten (nach [BUWEÜ])	18
2.4	Anteil der Windenergie an der installierten Kraftwerksleistung bzw. der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2007, 2020 und 2050 (nach [BMU3]).....	19
2.5	Leistungsdifferenz einer Windenergieanlage durch abweichende Prognose.....	21
2.6	Bereiche der zusätzlichen durch den Windenergiezubau benötigten positiven und negativen Regel- und Reserveleistung im Jahr 2007, 2010 und 2015 (nach [BMWA] und [DENÄ])	24
2.7	Leistungskennlinie einer Windenergieanlage in Abhängigkeit des Pitchwinkels [Völl1].....	25
2.8	PQ-Kurve eines Synchrongenerators mit Vollumrichter (nach [AlAw2])	27
2.9	Übersicht der Formen der Energiespeicherung (nach [Fabia]).....	28
2.10	Einteilung in Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher [Völl2]	29
2.11	Spezifische Leistungs- und Energiedichten von Energiespeichern	31

2.12	Spezifische Leistungs- und Energiekosten von Energiespeichern.....	31
2.13	Prinzip eines Druckluftspeichers (CAES).....	33
2.14	Prinzip eines Adiabaten Druckluftspeichers (AA-CAES).....	34
2.15	Übersicht der fertigen und in Bau befindlichen Kavernen- und Porenspeicher für Erdgas in Deutschland (nach [Sedla]) sowie der Verteilung deutscher Pumpspeicherkraftwerke.....	35
2.16	Vanadium-Redox-Fluss-Batterie (nach [Miyak])	36
2.17	Systembild mit Wasserstoffspeicher oder direktem Wasserstoffverkauf	37
3.1	Bereich der Vergütung elektrischer Energie verschiedener regenerativer Erzeuger [EEG04]	39
3.2	Vergleich der Vergütung nach [EEG04] für eine im Jahr 2004 und 2014 an Land installierte WEA.....	40
3.3	Leistung der Fahrplanlieferung von Windenergieanlagen mit und ohne Energiespeicher	43
3.4	Historische und prognostizierte Jahresdurchschnittspreise an der EEX für den Day-ahead-Handel mit elektrische Energie (nach [EEX4], [EWI], [DENA] und [BMU1]).....	45
3.5	Vergütung nach dem Modell der Gleitenden Prämie (nach [Sensf]).....	46
3.6	Leistungs- und Arbeitspreise für positive und negative Minutenreserve in 2008 [RLnet]	47
3.7	Verlauf der Minutenreservebereitstellung und -lieferung durch eine Windenergieanlage	48
4.1	Fünf Grundelemente der Prometheus-Modellierung	54
4.2	Typen von Wandlerkennlinien.....	55
4.3	Systemtechnische Sicht und Aufteilung des Problems in Zeitintervalle (nach [Mauba]).....	56
4.4	Modellierung des Basisszenarios EEG	58

4.5	Leistungskennlinie der Windenergieanlage und entsprechende Wandlerkennlinie in Prometheus.....	59
4.6	Modellierung des Energiespeichers	60
4.7	Modellierung eines Wandlers mit mehreren Wandlerkennlinien	61
4.8	Fahrweise der Doppelwandler für Fahrplanlieferung	63
4.9	Prinzipablauf der 3-Tages-Optimierung	65
4.10	Energieinhaltsverlauf eines Tages des Speichers bei zyklischer Betrachtung und mit Startwert.....	66
4.11	Beispielhafter Energieinhaltsverlauf eines Speichers während einer 3-Tages-Optimierung	67
4.12	Modellierung der Energiebörse mit 3-Tages-Optimierung.....	68
4.13	Modellierung von Hilfsquellen	70
4.14	Modellierung des Szenarios mit Minutenreservevorhaltung und -lieferung	73
4.15	Energieinhalt des Speichers inklusive reservierter Mengen für Minutenreservevorhaltung	74
4.16	Vorhaltung und Lieferung von Minutenreserve durch verschiedene Anlagen des Modells.....	80
4.17	Modellierung des Wasserstoffsystems	80
4.18	Energiedefizit zum verkauften Fahrplan durch Prognosefehler	83
4.19	Modellierung des Sicherheitsfaktor im Wandler	84
4.20	Verkauf der Energie am Markt - links ohne Sicherheitsfaktor, rechts mit Sicherheitsfaktor.....	85
4.21	Struktur Gesamtmodell in Prometheus	86
4.22	Programmablauf während einer Jahressimulation mit täglicher Optimierung	88
5.1	Verlauf der Wochendurchschnittspreise im Day-ahead-Handel von 2002 bis 2008 (nach [EEX4])	102
5.2	Mittlerer Leistungspreis der positiven und negativen Minutenreserve der Jahre 2007/2008 [RLnet]	104

6.1	Betriebsergebnisse bei reinem Börsenverkauf mit Speicher verglichen mit reinem EEG-Verkauf	110
6.2	Verlauf des Verkaufs am Liefertag in einem Szenario mit EEX und EEG	111
6.3	Differenz der optimistischen Betriebsergebnisse der Szenarien zum zugehörigen Basisszenario.....	111
6.4	Verteilung der Energien und Einnahmen verschiedener Szenarien mit und ohne Börsenbeteiligung bzw. einer Förderung durch das »Vermiedene EEG«	112
6.5	Auswirkung des Sicherheitsfaktors auf den Deckungsbeitrag bei verschiedenen Szenarien.....	114
6.6	Auswirkung des Sicherheitsfaktors auf den Deckungsbeitrag bei Minutenreservevorhaltung.....	116
6.7	Verteilung der Energien und Einnahmen bei negativer Minutenreserve.....	118
6.8	Verlauf des Verkaufs am Liefertag bei Teilnahme an allen Märkten.....	120
6.9	Ergebnismatrix der Differenz der Deckungsbeiträge der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 250 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008	121
6.10	Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 250 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008	122
6.11	Beispielhafte Reduzierung der über das EEG vergüteten Energiemenge durch eine Marktteilnahme für eine Szenarienvariante mit unterschiedlicher Marktbeteiligung.....	126
A.1	Vergrößertes Gesamtmodell aus Kapitel 4.3.12	142
A.2	Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 50 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008	143
A.3	Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 1000 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008	144

A.4	Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 50 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2007	145
A.5	Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 250 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2007	146
A.6	Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 1000 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2007	147

Tabellenverzeichnis

2.1	Gegenüberstellung der positiven und negativen Regelleistung	16
2.2	Übersicht der Regelleistungsarten ([TC07], [UCTE], [BNA1]-[BNA3])	17
2.3	Einteilung und Verwendung von elektrischen Energiespeichern (nach [Boda1]).....	30
3.1	Übersicht der Handelsbedingungen für den Day-ahead-Handel an der EEX ([EEX1-3])	44
4.1	Ein-/Ausschaltbedingungen der Wandler während der 3-Tages-Optimierung.....	69
4.2	Einnahmen und Ausgaben im Prometheus-Modell	90
4.3	Fixe Kosten für die wirtschaftliche Betrachtung	90
5.1	Verwendung von Ist- und Prognosewerten während der 3-Tages-Optimierung	93
5.2	Anpassen der Leistungskennlinie im Wandler an verschiedene Windparkgrößen (nach [Vesta]).....	94
5.3	Parameter der adiabaten Druckluftspeicher	95
5.4	Wirtschaftliche Größen der adiabaten Druckluftspeicher.....	96
5.5	Parameter der Vanadium-Redox-Batterien	96
5.6	Wirtschaftliche Größen der Vanadium-Redox-Batterien	97
5.7	Parameter des Wasserstoffsystems	98
5.8	Wirtschaftliche Größen des Wasserstoffsystems	101
5.9	Verwendete EEG-Vergütungen	101
5.10	Verwendete Vergütungen für die Szenarien mit modifiziertem EEG	102
5.11	Grenz- und Durchschnittswerte der Preise im Day-ahead-Handel von 2002 bis 2008 [EEX4]	103
5.12	Kosten für die Teilnahme am Day-ahead-Handel an der EEX [EEX5].....	103
5.13	Grenz- und Durchschnittswerte der Leistungs- und Arbeitspreise der Jahre 2007/2008 [RLnet]	104
5.14	Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffsystems	106

6.1	Referenzergebnisse der Basisszenarien	107
6.2	Ergebnisse der Szenarien mit modifiziertem EEG	108
6.3	Übersicht der Energiemengen bei reiner Börsenbeteiligung	109
6.4	Durchschnittliche Jahrespreise des Day-ahead-Handels verschiedener Jahre an der EEX [EEX4] und angenommene Preissteigerungen basierend auf dem Jahr 2008.....	109
6.5	Einfluss des Sicherheitsfaktors auf den Minutenreserveeinsatz und die Fahrplanverletzungen	115
6.6	Aufteilung der negativen Minutenreservevorhaltung auf Drosselung und Speicher	118
6.7	Ausgewählte Ergebnisse einige Szenarien bei Beteiligung an allen Märkten.....	121
6.8	Ergebnisse der Szenarien mit direktem Wasserstoffverkauf	123

Verzeichnis der Formelzeichen

Einige der verwendeten Formelzeichen sind doppelt belegt. Die jeweilige Nutzung geht aus dem Kontext des Textes hervor.

Lateinische Formelzeichen

A	Fläche	[m ²]
\vec{b}	Vektor der rechten Seite der Nebenbedingungsgleichung	
BE	Betriebsergebnis	
c	Konstante	
c _p	Leistungsbeiwert	
D	Zeitintervalldauer	[s]
DB	Deckungsbeitrag	
E	Erlöse	[€]
E	Energie	[J]
f	Frequenz	[Hz]
F	Kraft	[N]
i	Kalkulationszinssatz	[%/a]
I	Anzahl der Elemente	
k	Spezifische jährliche Kosten	[€/a]
K	Anzahl der Knoten	
K	Kosten	[€]
m	Masse	[kg]
n	Stoffmenge	[mol]
N _A	Avogadro-Konstante	[1/mol]
ℕ	Menge der natürlichen Zahl	
p	Druck	[N/m ²]
p	Spezifische Leistungsdichte	[W/kg]
p _E	Spezifischer Energiepreis	[€/MWh]
p _L	Spezifischer Leistungspreis	[€/MW]
P	Preis	[€]
P	Wirkleistung	[W]
q	Zinsfaktor	
Q	Blindleistung	[var]
R _m	Universelle Gaskonstante	[J/(kg·K)]
ℝ	Menge der reellen Zahl	

t	Zeit	[s]
T	Betrachtungszeitraum	[s]
T	Temperatur	[K]
v	Geschwindigkeit	[m/s]
V	Volumen	[m ³]
w	Spezifische Energiedichte	[J/kg]
x	Optimierungsvariable	
\bar{x}	Variablenvektor	
Y	Koeffizientenmatrix der Nebenbedingungen	
Z	Anzahl der Zeitintervalle	
ZF	Zielfunktion	

Griechische Formelzeichen

α	Annuitätsfaktor	
β	Rotorblatteinstellwinkel / Pitchwinkel	[°]
ε	Exponent	
ζ	Zufallszahl	
η	Wirkungsgrad	
λ	Schnelllaufzahl	
ρ	Dichte	[kg/m ³]
σ	Standardabweichung	
ψ	Faktor für Abzinsung	

Indizes

a	Annuität
AP	Arbeitspreis
b	Betrieb
d	Nummer des Tages während der Berechnung
e	Entladen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
el	Elektrisch
G	Generator
i	Laufindex der Elemente

I	Investition
j	Laufindex der Elemente
k	Laufindex der Knotennummer
kin	Kinetisch
l	Laden
LP	Leistungspreis
m	Mittelwert
max	Maximalwert
mech	Mechanisch
min	Minimalwert
MR	Minutenreserve
n	Nennwert
neg	Negativ
pos	Positiv
R	Rotor
rev	Revision
RL	Regelleistung
s	Lieferung
SF	Sicherheitsfaktor
v	Vorhaltung
V	Verluste durch Selbstentladung
w	Wartung
W	Wind
WEA	Windenergieanlage
z	Laufindex des Zeitintervalls

Abkürzungen (sofern nicht bereits anderweitig definiert)

AA-CAES	Adiabater Druckluftspeicher (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage)
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BZ	Brennstoffzelle
CAES	Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CH ₄	Methylwasserstoff (Methan)
DSK	Doppelschicht-Kondensator

EE	Erneuerbare Energien
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
GGLP	Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung
GROWIAN	Große Windkraftanlage
H ₂	Molekularer Wasserstoff
H ₂ O	Diwasserstoffmonoxid (Wasser)
HD	Hochdruck
KKW	Kernkraftwerk
MCP	Market Clearing Price
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NaS	Natrium-Schwefel(-Batterie)
ND	Niederdruck
O ₂	Molekularer Sauerstoff
PFC	Perfluorcarbone
Prometheus	Programmsystem zur Modellbildung der Einsatzoptimierung thermischer Erzeugungsanlagen und Systeme
ScW	Schwachwind
SEG	Stromeinspeisegesetz
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SMES	Supraleitende magnetische Energiespeicher
StW	Starkwind
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VRB	Vanadium-Redox-Fluss-Batterie

Bezeichnungen in Prometheus*

1, 2, 3	Nummer des Elements / Anschlusses / Variablensatzes
A	Ausgang
AP	Arbeitspreis
B	Bereitstellung / Vorhaltung von Regelleistung
BZ	Brennstoffzelle
Dro	Drossel
e	Entladen
E	Eingang
EBez	Energiebezug

EEG	EEG
EL	Elektrisch
Elek	Elektrolyseur
g	Ganglinie
H	Hilfselement
k	Knoten
K	Kosten/Erlöse
l	Laden
L	Lieferung / Abruf von Regelleistung
LP	Leistungspreis
MR	Minutenreserve
n	Negativ
p	Positiv
Peak	Day-ahead-Handel mit Stundenwerten an der EEX
Pr	Prognose
q	Quelle
RL	Regelleistung
SF	Sicherheitsfaktor
sp	Speicher
vE	Vermiedenes EEG
w	Wandler
W	Windenergieanlage / Windpark

* Bezeichnungen in Prometheus wie Wandler- oder Anschlussnamen setzen sich aus den einzelnen Ausdrücken zusammen (z.B. wW_H1:E = Eingang des Windparkhilfswandlers 1)

1 Motivation und Ziel

1.1 Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland

Deutschland ist eines der führenden Länder bei Innovationen im Energiesektor. Hierzulande erfolgten wichtige Entdeckungen im Bereich der Energieversorgung, wodurch sich ein hohes Potential an Forschungs- und Verbesserungsmöglichkeiten ergibt. So ist es nicht verwunderlich, dass Deutschland auch im Bereich der erneuerbaren Energien eine Vorreiterrolle zuteil kommt. Dies hat sicherlich auch mit den politischen Entwicklungen innerhalb Deutschlands zu tun, die seit vielen Jahren eine »grüne Politik« fordern. Zu diesem Zweck wurde u.a. 1991 das »Stromeinspeisegesetz« verabschiedet.

1.1.1 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Stromeinspeisegesetz

Das deutsche Stromeinspeisegesetz (SEG) [SEG91] war eines der ersten Gesetze weltweit, das die Integration von erneuerbaren Energien regelte. Die Erzeuger von Wasser-, Wind- und Solarenergie aber auch von Biomasse bekamen eine sichere und festgesetzte Vergütung für ihre ins Netz eingespeiste elektrische Energie. Zuvor wurde die regenerativ erzeugte Energie nicht explizit gefördert und mehr oder weniger im Energiemix der damaligen Energieversorgungsunternehmen integriert. Die neue Vergütungspraxis förderte jedoch den Zubau von Erzeugungsanlagen, die ihre elektrische Energie regenerativ produzieren. Neben der erhöhten Vergütung wurden die Versorgungsunternehmen in §2 auch dazu verpflichtet, die Energie aus diesen Anlagen abzunehmen und den Strom je nach Erzeugerart unterschiedlich zu vergüten. Die durch die Mehrausgaben entstehenden Kosten konnten die Versorgungsunternehmen auf die Endverbraucher umlegen und falls dies zu erheblich höheren Belastungen der Kunden führte, konnten die Unternehmen den Anschluss der regenerativen Erzeuger auch ablehnen (§4 [SEG91]).

Kyoto-Protokoll

Im Jahre 1992 fand in Rio de Janeiro die »Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung« [UNCED] statt, auf der wichtige Umweltfragen diskutiert wurden. Auf der Konferenz unterzeichnete man die zuvor verabschiedete »Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen« [UNFCCC], die 1994 in Kraft trat und bei der Richtlinien zur Reduzierung und Verlangsamung der globalen Erwärmung beschlossen wurden. Seitdem treffen sich die Unterzeichner-Staaten jährlich auf einem Klimagipfel, um das weitere Vorgehen

zu diskutieren und Maßnahmen zum Klimaschutz zu beschließen. Der bedeutendste dieser Gipfel war 1997 im japanischen Kyoto, bei dem das so genannte »Kyoto-Protokoll« verabschiedet wurde [Kyoto]. Dieses Abkommen legt erstmals völkerrechtlich verbindliche Werte für die Emission von Treibhausgasen fest. Diese werden vornehmlich in den Industrienationen und aufstrebenden Schwellenländern emittiert und sind hauptverantwortlich für die globale Klimaproblematik [Rahms]. Die beteiligten Länder verpflichteten sich im Beschluss, ihren Treibhausgasausstoß von sechs festgelegten besonders schädigenden Gasen (CH₄, CO₂, FKW, N₂O, PFC, SF₆) bis zum Jahr 2012 auf das Niveau von 1990 zu reduzieren. Das Abkommen wurde 2002 ratifiziert und Deutschland verpflichtete sich darin unter anderem, den CO₂-Ausstoß um 21 % zu reduzieren. Dies wird vor allem durch die Abschaltung alter Großindustriebetriebe mit Braunkohlefeuerung möglich, die besonders stark CO₂ als Abgas emittieren. Im Protokoll sind außerdem flexible Mechanismen zur Umsetzung der Treibhausgasreduzierung enthalten, von denen vor allem der internationale Emissionsrechtehandel von Bedeutung ist.

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Im Zuge der (inter)nationalen Bestrebungen zur Förderung der erneuerbaren Energien (EE), ersetzte man das Stromeinspeisegesetz im Jahr 2000 durch das »Erneuerbare-Energien-Gesetz« (EEG) [EEG00]. Die großen Neuerungen bestanden darin, dass vor allem Anlagen geringerer Leistung besser gefördert werden, um auch für kleinere Betreiber Anreize zu schaffen. Ferner wird die Förderung der thermischen regenerativen Energie vorangetrieben und nicht nur die elektrische Energie fokussiert. Nach einer Novellierung im Jahr 2004 [EEG04] ist seit Januar 2009 die neueste Fassung des EEG in Kraft [EEG09]. Beide Änderungen haben als Hauptintention, vor allem die Regelung der verschiedenen Vergütungen für regenerative Erzeugung festzulegen und die rechtliche Situation der Anlagenbetreiber gegenüber den Netzbetreibern zu verbessern.

1.1.2 Übersicht der erneuerbaren Energien

Allgemeine Entwicklung

Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben zur Abnahme der regenerativ erzeugten Energie durch die Netzbetreiber und durch die zum Teil hohen Vergütungen steigt die Anzahl erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen seit 1991 stetig an. Dies ist in Bild 1.1 zu sehen [BMU1]. Dort ist die elektrische Energie aufgetragen, die seit 1991 durch regenerative Anlagen erzeugt wurde und auch eine zukünftige Entwicklung basierend auf den Annah-

men im Jahr 2005. Der Verlauf geht bis 2020, so dass man in diesem Bild deutlich erkennen kann, dass die Wasserkraft kaum anwächst. Der Anteil an Laufwasserkraftwerken bleibt relativ konstant, da das Potential in Deutschland nahezu ausgeschöpft ist und zusätzlich keine großen Laufwasserkraftwerke mehr errichtet werden können. Ein Teil ist zudem im grauen Bereich »außerhalb EEG« eingeordnet, da die Anlagen eine zu große Erzeugungsleistung haben und somit nicht mehr unter die EEG-Förderung fallen. Zu erkennen ist außerdem der stetige Anstieg der Biomasse und Photovoltaik, der jedoch im Vergleich zur Windenergie einen geringen Anteil ausmacht. Die Untersuchung geht davon aus, dass die durch das EEG vergütete Energie im Laufe der Jahre sinkt, was auch dem Tenor und Ziel dieser Arbeit entspricht.

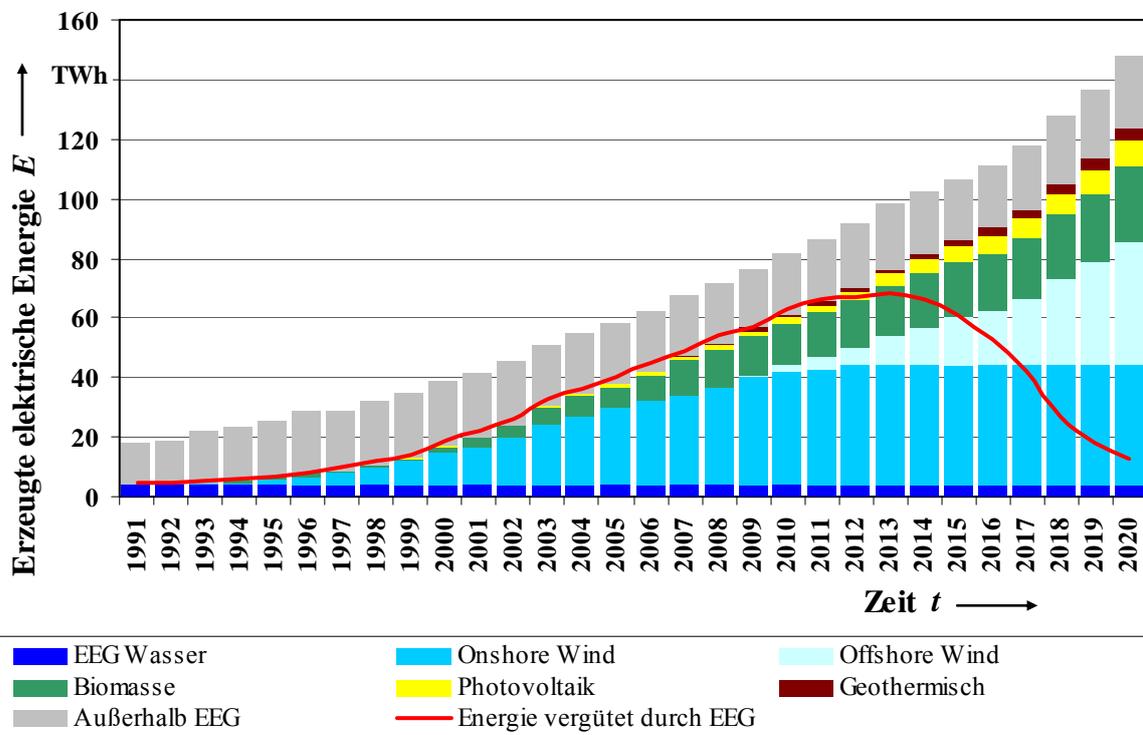


Bild 1.1 - Erzeugte elektrische Energie durch regenerative Anlagen bis 2004 und Ausblick bis 2020 [BMU1]

Vor allem die Windenergie führte in Deutschland die Integration der regenerativen Energien in das Energieversorgungsnetz voran und wird dies auch weiterhin tun. Die Windenergieanlagen (WEA) werden zuerst an Land (onshore) errichtet und sollen in Zukunft auch in großen Windparks auf See (offshore) zusammengefasst werden. Dadurch wird, wie bereits im Bild gezeigt, die Windenergie in Deutschland auch weiterhin den bedeutendsten Anteil an der erneuerbar erzeugten elektrischen Energie haben.

Windenergieausbau

Bereits in den 80er Jahren überlegte man mit großen WEA der klassischen Energieerzeugung in Kraftwerken Konkurrenz zu machen. Dazu entwickelte man in Deutschland die GROWIAN, eine 3 MW-Anlage, die 1983 in den Testbetrieb ging. Aufgrund von mangelnder Erfahrung in diesem Bereich und konstruktiver Mängel war der Betrieb der Anlage allerdings ein Desaster, so dass sich im Nachhinein vor allem Lehren aus den Fehlern ziehen lassen konnten [Pulcz]. Danach wurden zunächst kleine Anlagen mit einigen Kilowatt gebaut, bis sich die Leistung allmählich durch Forschungsaufwand erhöhen ließ. Heutzutage sind neue Prototypen im Bau, die bis zu 6 MW liefern können und dann vornehmlich offshore eingesetzt werden sollen. Im derzeitigen Ausbau der Windenergie an Land sind Anlagen zwischen 1,5 MW und 3 MW mittlerweile Standard.

Inzwischen hat die Windenergie bei der elektrischen Energieerzeugung die wichtigste Rolle eingenommen. Dies liegt daran, dass sie im Vergleich zu anderen Quellen die momentan beste Möglichkeit darstellt, elektrische Energie regenerativ zu erzeugen. Im Jahr 2008 erzeugte sie fast doppelt soviel Energie wie Wasserkraftanlagen. Damit deckte sie nahezu die Hälfte der Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen (Bild 1.2), die im Jahr 2008 rund 15 % der Bruttostromerzeugung ausmachte [BMU2].

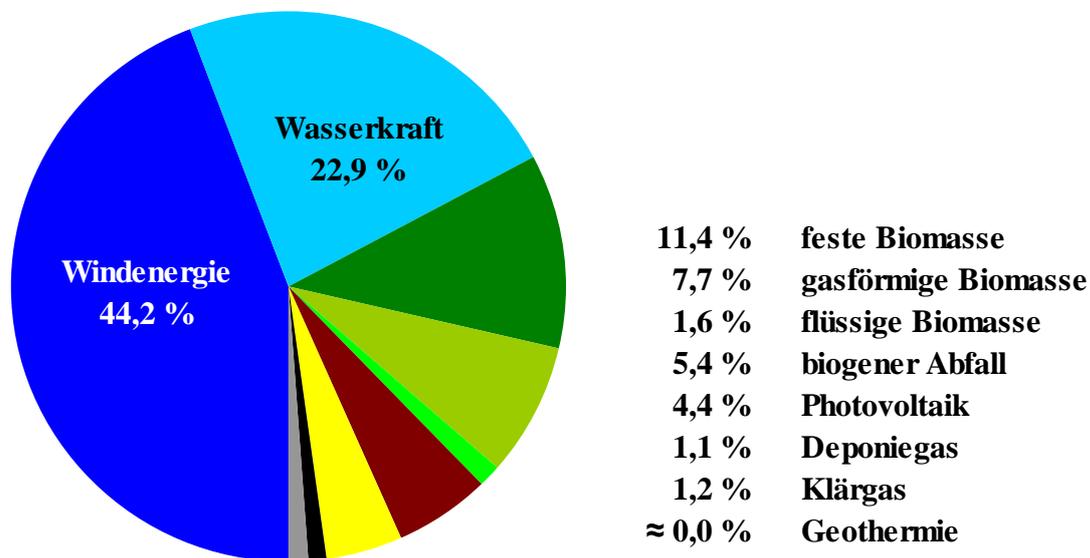


Bild 1.2 - Aufteilung der elektrischen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2008 [BMU2]

Durch den hohen Windanteil ergeben sich einige Probleme für die Energieversorgung. Diese werden sich noch verstärken, wenn sich wie in Bild 1.1 der Windenergiezubaue durch Offshore-Anlagen und dem Ersetzen alter Anlagen durch leistungsstärkere erhöhen wird.

1.2 Veränderungen in der Energieversorgung durch Windenergieanlagen

1.2.1 Integration der Windenergie in das elektrische Netz

Die vermehrte Windenergieeinspeisung ist vor allem in Deutschland ein Problem, weil der Zubau von Anlagen besonders schnell von statten geht und sie verglichen mit der übrigen installierten Kraftwerksleistung einen hohen Anteil hat.

Dadurch ergeben sich verschiedene Probleme, die das Energieversorgungssystem bewältigen muss:

- Fluktuierende Einspeisung von Windenergieanlagen

Die erzeugte Energie aus WEA ist für einen Zeitraum von einigen Tagen relativ genau prognostizierbar, jedoch ergeben sich Schwierigkeiten bei der exakten Prognose der Leistung. Da der Wind un stetig weht, kann man nicht präzise vorhersagen wann während eines Tages eine bestimmte Leistung erreicht wird. Dies ist nur einige Stunden oder Minuten vorher möglich. Für die Energieversorgung wird jedoch im tags zuvor erstellten 15-Minuten-Raster geplant, wodurch schon Verschiebungen der Einspeisung um einige Minuten zu hohen Abweichungen bezogen auf die Prognose entstehen können. Diese Differenzen müssen dann mit bereitstehenden Kraftwerken ausgeglichen werden, indem diese mehr bzw. weniger Energie einspeisen.

- Windenergietransport

Ein weiterer Aspekt ist die geografische Lage der WEA. Diese sind besonders in der Mitte und im Norden Deutschlands konzentriert, wo die Windenergieausbeute am höchsten ist. Wenn in Zukunft Offshore-Windparks hinzukommen, ergibt sich ein Zentrum der Erzeugung im Norden. In diesem Gebiet ist der Energieverbrauch jedoch gering, so dass die Windenergie von dort in lastintensive Bereiche des Landes (bzw. des angrenzenden Auslandes) abtransportiert werden muss. Dafür ist das Übertragungsnetz jedoch historisch gesehen nicht errichtet worden. Dies kann zu Engpässen im Netz führen, da ein erforderlicher Leitungsausbau mehrere Jahre benötigt.

- Kraftwerksabschaltung

Bisher sind die EE und auch die WEA verteilt in Deutschland installiert bzw. haben nur eine geringe Leistung, so dass das vorhandene Netz die Energie aufnehmen kann. Mit dem schnellen Voranschreiten des Ausbaus von EE wird diese dezentrale allmählich wieder in eine zentrale Energieversorgung umgewandelt, bei der sich besonders WEA in Parks zusammenschließen und dabei Leistungen erreichen, die de-

nen von konventionellen Kraftwerken gleich kommen. Dies kann dazu führen, dass dafür einige andere Kraftwerke (zeitweise) abgeschaltet werden, da die Windenergie vorrangig ins Netz eingespeist wird. Diese Kraftwerke können somit keinen Beitrag mehr zur Netzbetriebsführung liefern, so dass bei auftretenden Problemen ein sicherer Betrieb nicht mehr gewährleistet werden kann.

1.2.2 Teilnahme von Windenergieanlagen am Energiemarkt

Wie in Bild 1.1 bereits angedeutet, wird die über das EEG vergütete Energiemenge sinken - das heißt, die regenerativen Erzeuger werden die Energie am Markt verkaufen. Diese Marktintegration ist durch die Regierung gewünscht, weshalb das EEG schon so ausgelegt ist, dass die EEG-Vergütung sinkt und die Erzeuger andere Vergütungsmöglichkeiten suchen müssen, um wirtschaftlich zu bleiben. Derzeit beträgt jedoch der Anteil des EEG am Strompreis des Endkunden etwa 4 %, was im Vergleich mit den Kosten für die Stromerzeugung von rund 24 % recht hoch ist. Durch den weiteren Zubau von Anlagen wird der EEG-Anteil künftig steigen, sofern die Anlagen die Energie weiterhin über das EEG vergütet bekommen. In Bild 1.3 sind die jährlichen Vergütungen aufgetragen, die die gesamten regenerativen Anlagen aus dem SEG und EEG erhalten haben. Der Anteil der Windenergie an der Vergütung liegt bei derzeit etwa 50 % [BMU2].

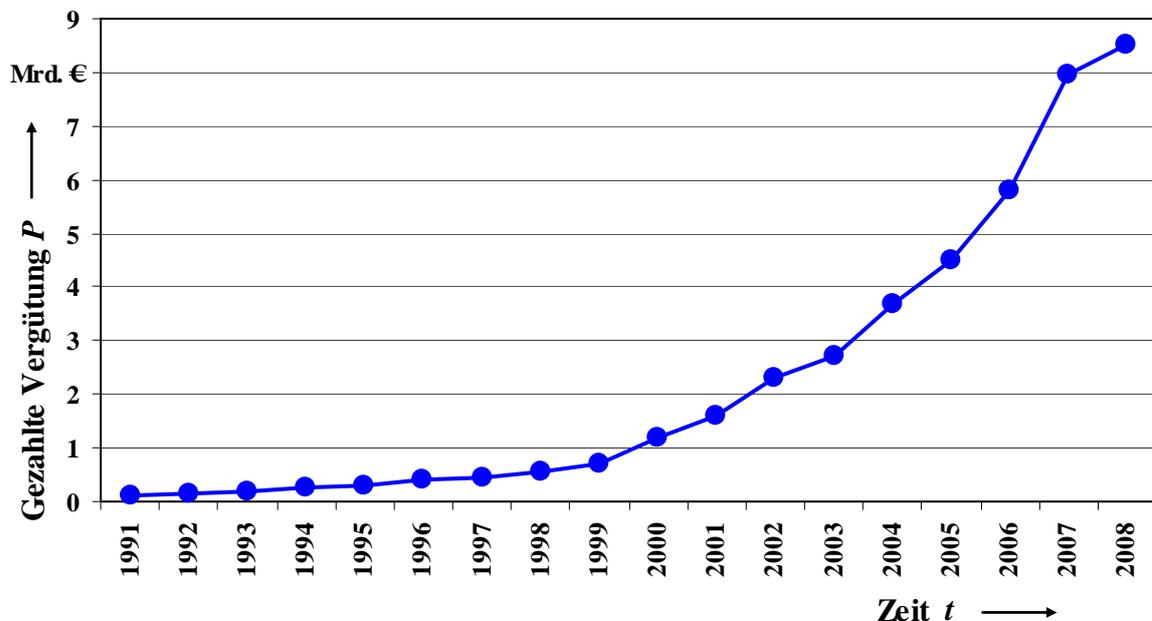


Bild 1.3 - Jährliche Gesamtvergütung erneuerbarer Energie nach dem Stromeinspeisegesetz und dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz [BMU2]

Wenn die Betreiber von WEA ihre Energie an einem Energiemarkt verkaufen, führt dies dazu, dass die durch die EEG-Vergütung entstehenden Kosten gesenkt werden können. Der Energiemarkt kann dabei eine Börse sein, ein direkter Handel mit Verbrauchern oder die Bereitstellung von Dienstleistungen für den Netzbetreiber (Regelleistung, Netzengpassmanagement etc.). Mit der Beteiligung am Markt ist es dem Betreiber möglich, durch höhere Erlöse sein Betriebsergebnis anzuheben und die Wirtschaftlichkeit der WEA zu steigern. Die Marktpreise für Energie an der Börse und für Dienstleistungen liegen schon heute zum Teil über der EEG-Vergütung für Windenergie, so dass sich die Teilnahme lohnt. Durch den fluktuierenden Charakter der Windenergie und die technischen Bedingungen der Teilnahme werden hierfür jedoch Energiespeicher benötigt.

1.3 Bedeutung und Notwendigkeit von Energiespeichern

Die neuen Anforderungen an das deutsche und europaweite elektrische Netz sind auf kurze Sicht nicht vollständig zu bewerkstelligen, da der erforderliche Netzausbau langwierig und teuer ist. Einen Teil der Probleme könnte man heute schon mit Energiespeichern lösen, die aber noch nicht in dem nötigen Maße im Netz integriert sind. Sie werden jedoch in nicht allzu ferner Zukunft ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung sein und somit helfen, die weitere Integration von erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage ist heute das Hauptaufgabenfeld von Energiespeichern. Dies kann vom sehr kurzen Sekundenbereich bis hin zum Ausgleich von Jahresschwankungen reichen. Dabei kann man die Anwendung von Energiespeichern sowohl technisch als auch wirtschaftlich betrachten, was vor allem vor dem Hintergrund des liberalisierten Energiemarktes an Bedeutung gewinnt.

1.3.1 Technische Betrachtung

Energiespeicher dienen unter anderem dazu, die Erzeugung von Energie und deren Verbrauch auszugleichen. Im elektrischen Netz muss dieses Gleichgewicht zu jeder Zeit vorhanden sein. Speicher können dabei für den längerfristigen Ausgleich eingesetzt werden bzw. indem sie kurzfristig Regelleistung zur Kompensation von Energiedefiziten bereitstellen. Neben diesem Ausgleich können Speicher weitere Aufgaben in der Netzbetriebsführung übernehmen. Vor allem in Verbindung mit regenerativen Energieerzeugern helfen sie deren Integration ins Netz zu erleichtern. Die wichtigsten technischen Aspekte, die Energiespeicher leisten können, sind in Bild 1.4 aufgelistet. Die Speicher können dabei direkt an einem Windpark oder verteilt im Netz installiert werden.

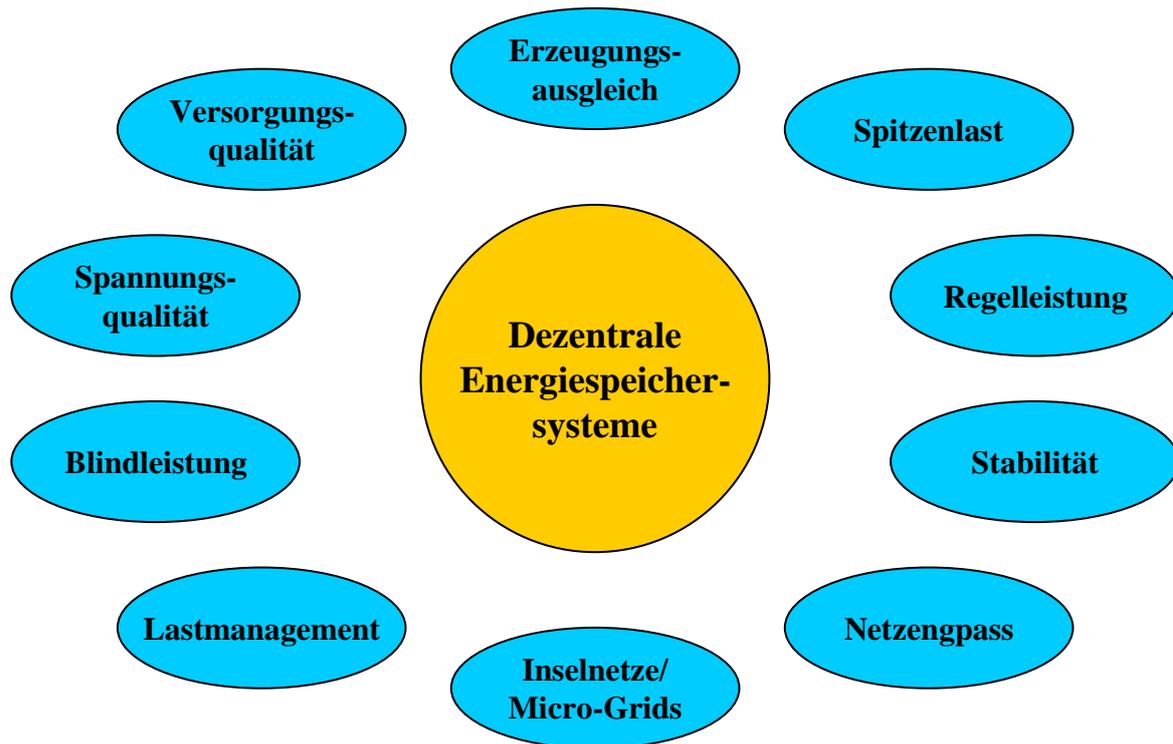


Bild 1.4 - Einsatzbereiche für Energiespeicher (nach [VDE])

Ein Beispiel, wie ein Ausgleich einer fluktuierenden Erzeugung aussieht, ist in Bild 1.5 abgebildet. Dort ist in blau die fluktuierende Einspeiseleistung einer WEA während eines Tages dargestellt [REISI]. Die starken Gradienten der Leistung innerhalb einer kurzen Zeit und die Schwankung der Einspeiseleistung zwischen dem Minimal- und Maximalwert wirken sich nachteilig auf die Netzbetriebsführung aus. Um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last aufrecht zu erhalten, wird es nötig, positive bzw. negative Regelleistung durch andere Kraftwerke zu liefern.

Verbindet man die WEA bzw. das Netz mit einem Energiespeicher, dann kann man aufgrund der vorherigen Prognose der Erzeugung für einen gewissen Zeitbereich eine konstante Leistung liefern (im Bild rot dargestellt). Im Bild wird beispielhaft angenommen, dass der Speicher für einen 4-Stunden-Block eine konstante Leistung liefert, deren Höhe sich aus dem Mittelwert der Windleistung im Zeitintervall ergibt. Dazu wird die überschüssige Energie in diesem Zeitbereich in den Speicher geladen und die fehlende Energie aus ihm entladen. Damit dies funktioniert, muss der Speicher eine geeignete Größe aufweisen, um diese Aufgabe ohne Probleme zu bewerkstelligen. Aus Sicht des Netzbetreibers liefert ihm die Kombination aus WEA und Speicher dann wie ein konventionelles Kraftwerk »Fahrplanenergie«. Durch diese Vergleichmäßigung der Einspeisung ist eine einfachere Netzbetriebsführung möglich.

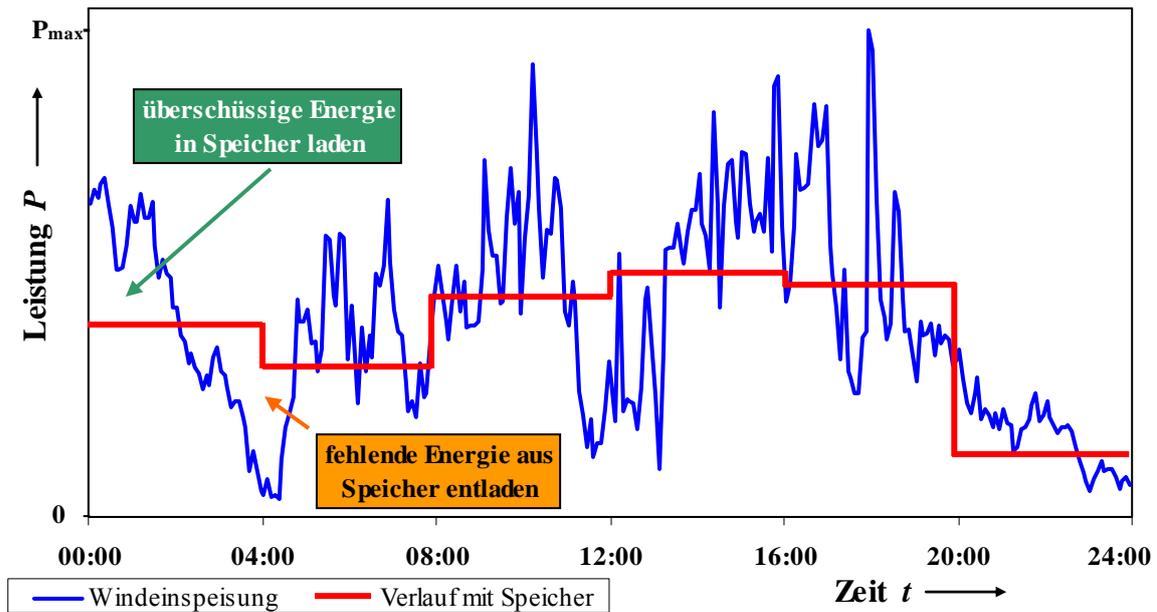


Bild 1.5 - Vergleichmäßigung der Einspeisung aus einer Windenergieanlage durch einen Energiespeicher

1.3.2 Wirtschaftliche Betrachtung

Neben den technischen Vorteilen des Energiespeichers gibt es wie bereits erwähnt auch wirtschaftliche Vorteile. In der Energieversorgung zählt dazu beispielsweise das Prinzip der »Stromveredelung«. Dabei wird Energie zu Niedrigpreiszeiten oder bei Energieüberschuss in den Speicher geladen und in Hochpreiszeiten (hervorgerufen durch eine erhöhte Nachfrage) entladen. Die dabei auftretende Differenz zwischen Kauf- und Verkaufspreis der Energie steigert das Betriebsergebnis des Speicherbetreibers. Diese Stromveredelung wird derzeit schon genutzt, um die Unterschiede des Energiepreises innerhalb eines Tages auszunutzen. In Bild 1.6 sieht man in einer beispielhaften Kurve, dass die Preise an der Energiebörse annähernd den gleichen Verlauf haben wie das Lastprofil. Das liegt daran, dass die gehandelte Energie aus den gleichen Kraftwerken geliefert wird wie der Tageseinsatz im Bild zeigt.

Das Lastprofil folgt während des Tages in Deutschland einem typischen Verlauf, wie er im Bild dargestellt ist. Es gibt eine gewisse Grundlast, die immer vorhanden ist. Diese wird von Kraftwerken abgedeckt, die geringe Erzeugungskosten haben und somit fast das ganze Jahr durchlaufen. In der Mittagszeit werden dann zur Deckung der Spitzenlast die Kraftwerke mit den höchsten Erzeugungskosten eingesetzt. Der Einsatz dieser Kraftwerke kann verringert werden, wenn stattdessen Energiespeicher einen Teil der Spitzenlast decken. Dazu benutzt man beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, die in der Nacht Energie aufnehmen und diese in der Mittagsspitze wieder abgeben. Durch Umwandlungsverluste bei der Speicherung ist der Prozess zwar energetisch nicht zweckmäßig, jedoch betriebs-

wirtschaftlich (Einsparungen für die Betreiber) wie auch volkswirtschaftlich (geringere Energiepreise beim Endverbraucher) sinnvoll. Des Weiteren unterstützen Speicher das Energieversorgungssystem, indem sie kurzzeitige Defizite ausgleichen, die zwischen der Energieerzeugung und dem Verbrauch entstehen.

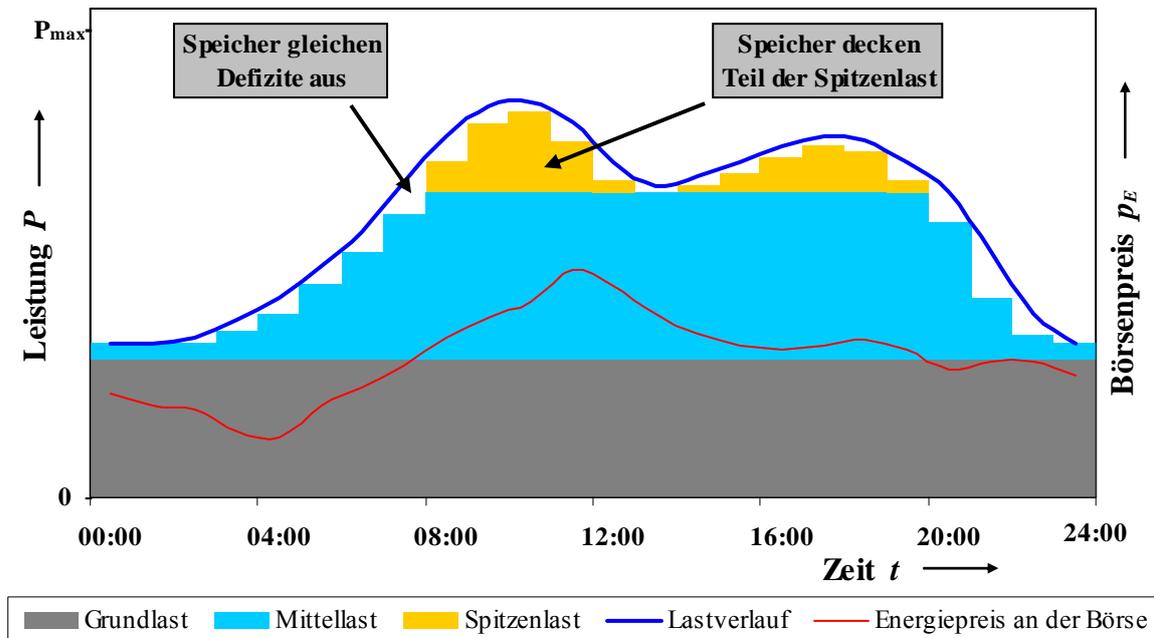


Bild 1.6 - Typischer Verlauf der Last und ihrer Deckung sowie der Börsenpreise während eines Tages

1.3.3 Vorteile durch Speicher für Betreiber von Windenergieanlagen

Für den Betreiber von WEA und besonders Windparks bringt ein integrierter Speicher zahlreiche Vorteile mit sich. Die wichtigsten sind nachfolgend genannt:

- Glättung der fluktuierenden Einspeisung → Möglichkeit zur Fahrplanlieferung
- Speicherung der WEA-Energie und zeitversetzter Verkauf → Stromveredelung
- Erhöhung der Einspeiseleistung von WEA durch Entladen des Speichers
- Ausgleich von Differenzen zwischen verkaufter und erzeugter Energie

Mit dem Speicher ist es für den WEA-Betreiber (der in dieser Arbeit auch gleichzeitig der Speicherbetreiber ist) möglich, sich am Energiemarkt zu beteiligen. Der Speicher unterstützt die WEA technisch bei der Betriebsführung und dadurch lassen sich die Erlöse des Betreibers erhöhen. Diese Mehreinnahmen müssen dann die Kosten des Speichers decken, damit diese Kombination wirtschaftlich ist.

1.4 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist es zu untersuchen, wie sich Windenergieanlagen in den Energiemarkt integrieren lassen und in welcher Weise Energiespeicher sie dabei unterstützen können. Dies geschieht aus der Sichtweise des WEA-Betreibers, der mit Beteiligung des Speichers die eigene Windenergie am Markt verkauft bzw. Dienstleistungen anbietet. Dadurch verfolgt er die Absicht, sein Betriebsergebnis im Vergleich zu einer alleinigen Vergütung der Windenergie durch das EEG zu steigern. Die gemeinsame Betriebsführung der WEA und des Speichers wird dahingehend sowohl technisch betrachtet als auch wirtschaftlich bewertet.

Die Arbeit teilt sich dabei grundlegend in drei Hauptaspekte auf:

1. Wie lassen sich WEA in den Markt integrieren und welche Vergütungsvarianten gibt es?
2. In welcher Weise können Speicher zu einer besseren Integration beitragen und dadurch das Betriebsergebnis erhöhen?
3. Bringen die Marktteilnahme und die zusätzliche Nutzung eines Speichers dem Betreiber wirtschaftliche Vorteile gegenüber der reinen EEG-Vergütung?

Dazu soll zuerst genauer aufgezeigt werden, welche Probleme sich durch die Integration von WEA in das deutsche Energieversorgungsnetz ergeben und wie sich diese lösen lassen. Hierfür sollen die WEA selbst einen Beitrag leisten, aber auch der unterstützende Einsatz von Energiespeichern soll betrachtet werden. Der Hauptteil der Untersuchung konzentriert sich auf die Integration der Windenergie in den deutschen Energiemarkt. Dazu werden verschiedene neue Vergütungsmodelle erstellt, um eine Alternative zur EEG-Vergütung zu finden und die Windenergie wirtschaftlich am Markt positionieren zu können. In dieser Arbeit wird ferner angenommen, dass sich der Energiespeicher im Besitz des Windparkbetreibers befindet. Es wird deshalb weiterhin ermittelt, inwieweit sich in diese Konzepte Energiespeicher integrieren lassen. Sie sollen sowohl technisch bessere Möglichkeiten schaffen, die Windenergie in den Markt zu integrieren, als auch wirtschaftliche Vorteile für die Betreiber bringen.

Für diese Aufgabe werden Modelle erstellt, in denen die durch einen Windpark erzeugte Energie anhand eines Optimierungsprogramms über verschiedene neue Verkaufsvarianten vergütet wird. Der Speicher dient dabei dem Zweck, zum Teil die technischen Vorausset-

zungen für diesen Verkauf zu schaffen (z.B. Fahrplanenergie) als auch die Deckungsbeiträge aus diesem Verkauf zu maximieren (z.B. Stromveredelung). Auf Basis von täglichen Optimierungsrechnungen für ein ganzes Jahr werden die verschiedenen Möglichkeiten der Vergütungen und der Speichertypen untersucht. Danach wird verglichen, unter welchen Bedingungen sich eine Beteiligung der Windenergie am Markt lohnt und was Energiespeicher dazu beisteuern können.

Die aus der Arbeit gewonnenen Erkenntnisse können dazu dienen, Ansätze für eine zukünftige Beteiligung der Windenergie am Markt zu erstellen und die Integration von Energiespeichern zu bewerten.

Gegenüber anderen Forschungsarbeiten zeichnet sich diese Untersuchung durch folgende Schwerpunkte und Betrachtungsansätze aus:

- Gleichzeitige Betrachtung der technischen und wirtschaftlichen Aspekte einer Marktintegration der Windenergie mit und ohne Unterstützung durch einen Energiespeicher.
- Optimierung des Energieverkaufs am Markt mittels Gemischt-Ganzzahlig Linearer Programmierung unter Beachtung der technischen und vertraglichen Restriktionen der abgebildeten Systeme.
- Optimierung des Windenergieverkaufs und des Speichereinsatzes im 15-Minuten-Raster und somit genauere Ergebnisse als bei durchschnittlichen Jahresbetrachtungen mit charakteristischen Tagen.
- Verwendung historischer Ganglinien von Marktpreisen zur Vergleichbarkeit der Szenarien untereinander und zur Bewertung einer möglichen Realisierbarkeit.
- Die einzelnen Tagesoptimierungen basieren auf einem geschlossenen Datensatz, so dass ein fortlaufender Zeitbereich berechnet werden kann. Das Ergebnis der jeweiligen Optimierung beeinflusst die darauf folgende.
- Zusammenfassung der Tagesoptimierungen zu einem Jahresergebnis.
- Verwendung verschiedener Speichertechnologien und -größen um Aussagen bezüglich ihrer Anwendbarkeit treffen zu können.

2 Integration von Windenergieanlagen und Speichern in das Energieversorgungssystem

2.1 Zuverlässiger Betrieb des elektrischen Netzes

2.1.1 Versorgungsstruktur

Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind angehalten, einen sicheren Betrieb der Netze und Erzeugungsanlagen zu gewährleisten, so dass eine zuverlässige Versorgung der Verbraucher mit Energie gegeben ist. Dazu zählen sowohl die elektrische und thermische Energie, als auch die Gasversorgung. Vor der Liberalisierung des Energiemarktes und der Umsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes [EnWG] war die Erzeugung, Verteilung und Vermarktung von Energie in einer Hand - das heißt, das EVU hat all diese Aufgaben selbst übernommen. Nach der Liberalisierung mussten die Teilbereiche voneinander getrennt werden, damit ein offener, transparenter und gleichberechtigter Wettbewerb unter allen Marktteilnehmer stattfinden kann. Dies sollte dazu dienen, die vorherrschenden Monopolstrukturen im Energiesektor aufzubrechen und auch kleineren Unternehmen die Möglichkeit geben, diskriminierungsfrei am Energiemarkt teilnehmen zu können. Die heutigen EVU sind daher in verschiedene Bereiche aufgesplittet, um die oben genannten Bedingungen zu erfüllen. Einen dieser Bereiche stellt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) dar, der für die sichere Übertragung und Verteilung der Energie verantwortlich ist.

Die Energieversorgung ist historisch gesehen wie eine Pyramide aufgebaut (Bild 2.1). An der Spitze steht dabei die Erzeugung von Energie in zentralen Großkraftwerken. Diese Kraftwerke wandeln die Energien aus vornehmlich konventionellen Brennstoffen (z.B. Kohle, Erdgas, Uranerz) in elektrische und thermische Energie um. Die dort erzeugte elektrische Energie wird über Übertragungsnetze transportiert und später im Verteilnetz zu den Verbrauchern geleitet. Verbraucher können Industriebetriebe, Gewerbekunden oder Haushalte sein. Das System hatte primär nur diese eine Transportrichtung. Sie änderte sich jedoch mit dem Zubau von regenerativen Energieerzeugern. Die Leistung der Erzeuger (Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen auf Hausdächern oder in Solarparks, regenerative Kleinkraftwerke etc.) erreicht heutzutage eine Höhe, bei der sie nicht mehr nur Verbraucher vor Ort versorgen, sondern ihre Energie zur Weiterleitung in das elektrische Netz einspeisen. Durch diese Verschiebung der Einspeisung und durch ihren zum Teil fluktuierenden Charakter kann es dazu führen, dass die Leistungsflüsse im Netz nicht mehr so gut prognostizierbar sind wie früher. Mit zunehmendem Ausbau von regenerativen Energiequellen und hier im Besonderen der Windenergie wird sich dies noch verstärken.

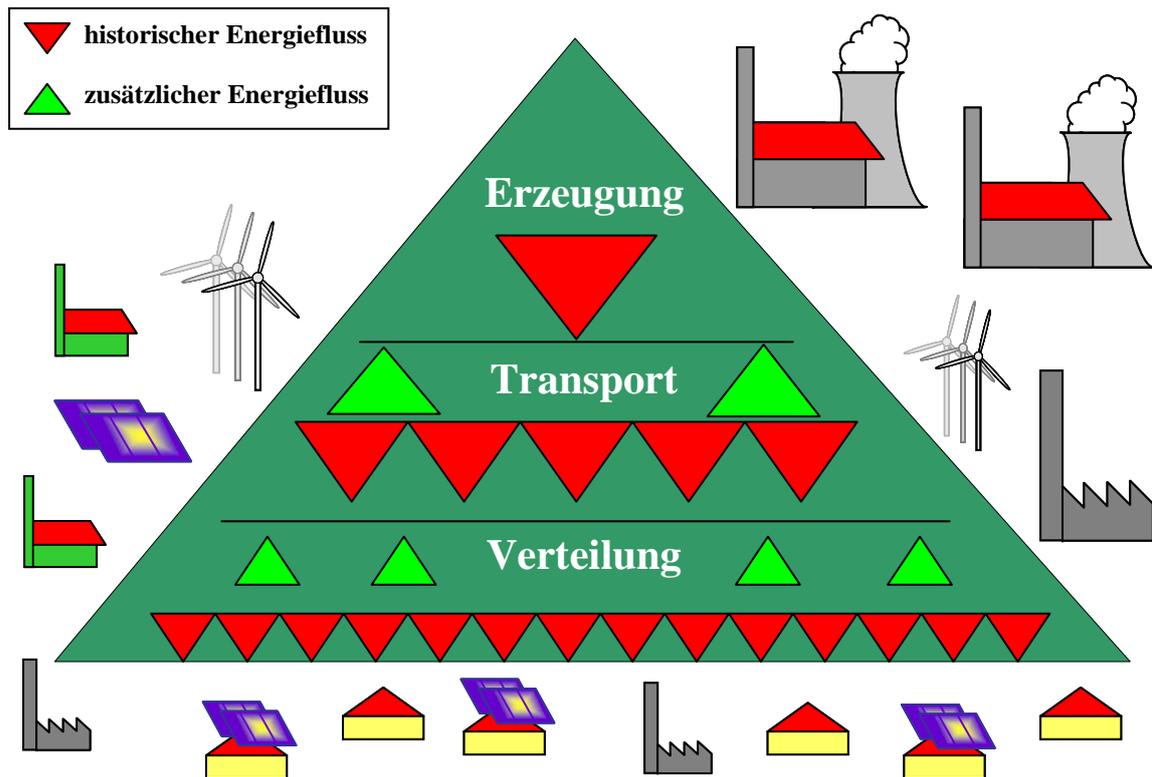


Bild 2.1 - Veränderung der Versorgungsstruktur und der Energieflüsse durch regenerative Einspeiser (nach [Mehli])

Das Energieversorgungssystem ist deshalb darauf angewiesen, die Anforderungen an eine sichere Versorgung aufrecht zu erhalten und möglichen Problemen vorzubeugen. Dazu ist es notwendig, die an das Netz angeschlossenen Teilnehmer beeinflussen zu können bzw. Dienstleistung von bereitstehenden Kraftwerken und großen Energiespeichern einzukaufen, damit die Netzbetriebsführung gewährleistet werden kann.

Dienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers

Damit keine Versorgungsprobleme im elektrischen Netz auftreten, muss zum Beispiel immer ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen. Dafür ist der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich, der Dienstleistungen anbietet bzw. diese einkauft. Diese Dienstleistungen sind in der Stromnetzzugangsverordnung [SNZV] und im TransmissionCode 2007 [TC07] beschrieben und gliedern sich in verschiedene Teile auf, die nicht nur Bereiche für den aktuellen Netzbetrieb umfassen, sondern auch weitere Planungsaufgaben, wie die nachfolgende Unterteilung zeigt.

Dienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers sind:

- Netzbereitstellung
- Ausbauplanung der Netze
- Deckung der Verluste bei der Übertragung
- Betriebsführung der Netze
- Versorgungswiederaufnahme nach einem Ausfall
- Spannungshaltung
- Frequenzhaltung

Die letzten vier Punkte bezeichnet man als Systemdienstleistungen, da sie den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Netzes gewährleisten. Zur Sicherung einer stabilen Netzfrequenz (Frequenzhaltung) wird Regelleistung benötigt, auf die in dieser Arbeit genauer eingegangen werden soll, da sie auch von WEA und Speichern bereitgestellt werden kann.

2.1.2 Regelleistung

Notwendigkeit der Regelleistung

Im elektrischen Netz Deutschlands wird für die Energieübertragung Wechselstrom verwendet, der eine Frequenz von 50 Hz hat. Da am Netz viele frequenzabhängige Erzeuger und Verbraucher angeschlossen sind, muss eine Einhaltung dieses Sollwertes gewährleistet werden, weil es ansonsten zu Störungen bzw. Ausfällen dieser Anlagen kommen kann. Die Anlagen beeinflussen jedoch wiederum selbst die Netzfrequenz, indem sich ihre Leistungsänderungen auf die Frequenz rückwirken. Aus diesem Grund schwankt die Netzfrequenz ständig, da sowohl auf der Seite der Lasten als auch auf der Seite der Erzeugung Abweichungen auftreten können. Herrscht ein Energieüberschuss im Netz vor (z.B. bei Lastausfall), steigt die Frequenz an. Gibt es einen Energiemangel (z.B. bei Lastanstieg), sinkt die Frequenz ab. Die Regelleistung dient nun dazu, dieses Ungleichgewicht auszubalancieren, indem zusätzliche bzw. weniger Leistung bereitgestellt wird (Bild 2.2). Dies geschieht durch eine veränderte Fahrweise der Generatoren in den Kraftwerken bzw. zum Teil auch durch die Steuerung der Lasten. Gründe für Abweichungen können der Ausfall von Kraftwerken/Lasten sein, Abweichungen von der prognostizierten Tageslast bzw. Einspeisung regenerativer Energieerzeuger (besonders Wind) oder das unvorhersehbare Verhalten von Verbrauchern (Lastrauschen).

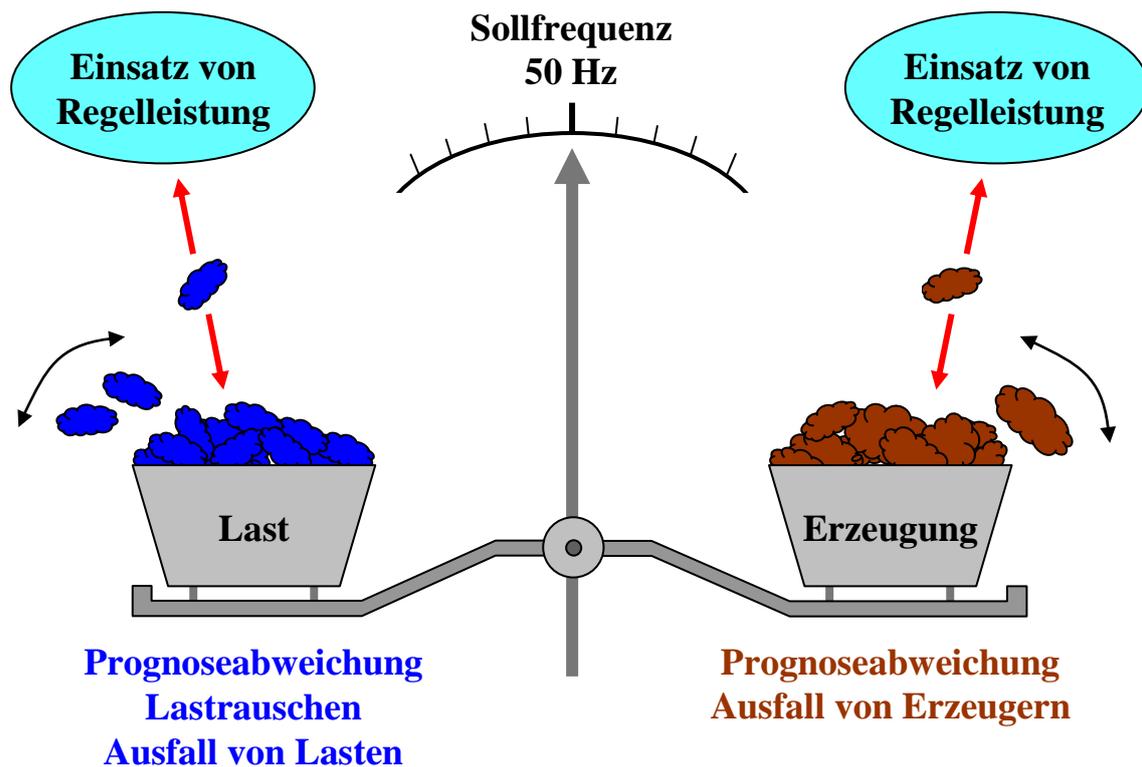


Bild 2.2 - Ausgleich von Frequenzabweichungen durch Regelleistung (nach [BUWEÜ])

Positive und negative Regelleistung

Es existieren zwei Typen der Regelleistung: Positive und negative Regelleistung. Dies ist notwendig, da sich im Netz sowohl ein Leistungsmangel als auch -überschuss einstellen kann, worauf die beteiligten Netzteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher) entsprechend reagieren müssen. Die Unterschiede der zwei Typen sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

	Positive Regelleistung	Negative Regelleistung
Notwendigkeit	Ausgleich von Leistungsdefiziten	Ausgleich von Leistungsüberschüssen
Fehlerursachen	<ul style="list-style-type: none"> - Kraftwerksausfall - Zuschalten großer Lasten - Prognoseabweichungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausfall großer Lasten - Lastrauschen - Prognoseabweichungen
Lieferung	<ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der abgegebenen Erzeugerleistung - Entladen von Speichern - z.T. Abschalten von steuerbaren Lasten 	<ul style="list-style-type: none"> - Verminderung der abgegebenen Erzeugerleistung - Laden von Speichern - z.T. Zuschalten von steuerbaren Lasten

Tabelle 2.1 - Gegenüberstellung der positiven und negativen Regelleistung

Übersicht der Regelleistungsarten

Die Regelleistung lässt sich in drei Arten unterteilen: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Minutenreserve). In Tabelle 2.2 sind die verschiedenen technischen Anforderungen aufgelistet, die die beteiligten Kraftwerke erfüllen müssen. Ferner ist dargestellt, in welchem Zeitraum und wie lange die Regelleistungsart bereitgestellt werden muss. Die Regelleistung wird offen ausgeschrieben und interessierte Kraftwerksbetreiber können sich daran beteiligen [RLnet]. Der ÜNB wählt davon die preisgünstigsten Angebote aus, bis sein Regelleistungsbedarf gedeckt ist. Dabei kauft er zuerst nur die Vorhaltung der Leistung ein, das heißt, ein Teil der Kraftwerksleistung steht ihm nun zur Regelung zur Verfügung. Dafür bezahlt er einen Leistungspreis. Erst wenn die Regelenergie auch abgerufen wird, wird sie mit einem Arbeitspreis vergütet. Bei der Primärregelung existiert jedoch nur der Leistungspreis. Da sich die Netzfrequenz ständig ändert und somit fortlaufend positive und negative Primärregelenergie eingesetzt wird, heben sich diese Energiemengen bei einer längerfristigen Betrachtung gegenseitig auf [BNA1].

	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
Mindestleistung	±5 MW mind. 2 % von P_n	+10 MW, -10 MW	+15 MW, -15 MW
Aktivierungszeit	sofort nach dem Fehler	nach 30 s	nach 15 min
Vollständig aktiviert	nach 30 s	nach 15 min	
Aktivierung	automatisch	automatisch	manuell
Blockgröße für Handelsgebote	24-Stunden-Blöcke, beginnend bei 0:00 Uhr	24-Stunden-Blöcke, beginnend bei 0:00 Uhr	4-Stunden-Blöcke, beginnend bei 0:00 Uhr
Ausschreibung	für den nächsten Monat	für den nächsten Monat	für den nächsten Tag
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- & Arbeitspreis	Leistungs- & Arbeitspreis
Arbeitsverfügbarkeit	100 %	100 %	100 %
Poolung von Anlagen	erlaubt	erlaubt	erlaubt

Tabelle 2.2 - Übersicht der Regelleistungsarten ([TC07], [UCTE], [BNA1]-[BNA3])

Eine Übersicht des Regelvorgangs gemäß [TC07] und [UCTE] mit der Lieferung von positiver Regelleistung bei einem angenommenen Kraftwerksausfall bietet Bild 2.3. Nach einer Stunde wird die Regelleistung durch Stundenreserve ersetzt. Mit Einsetzen der Stundenreserve ist der eigentliche Regelvorgang abgeschlossen. Dann ist nicht mehr der ÜNB für die Frequenzhaltung verantwortlich, sondern der Bilanzkreisverantwortliche

(BKV), in dessen Gebiet der Fehler aufgetreten ist (Verursacherprinzip). Der BKV vertritt gegenüber dem ÜNB eine Gruppe von Kraftwerksbetreibern, Großverbrauchern und Händlern. Er ist dafür verantwortlich, dass in seinem Bilanzkreis eine ausgeglichene Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch herrscht. Dieser muss die benötigte Energie durch die eigenen Kraftwerke abdecken bzw. anderweitig einkaufen (§4 und §26 [SNZV]).

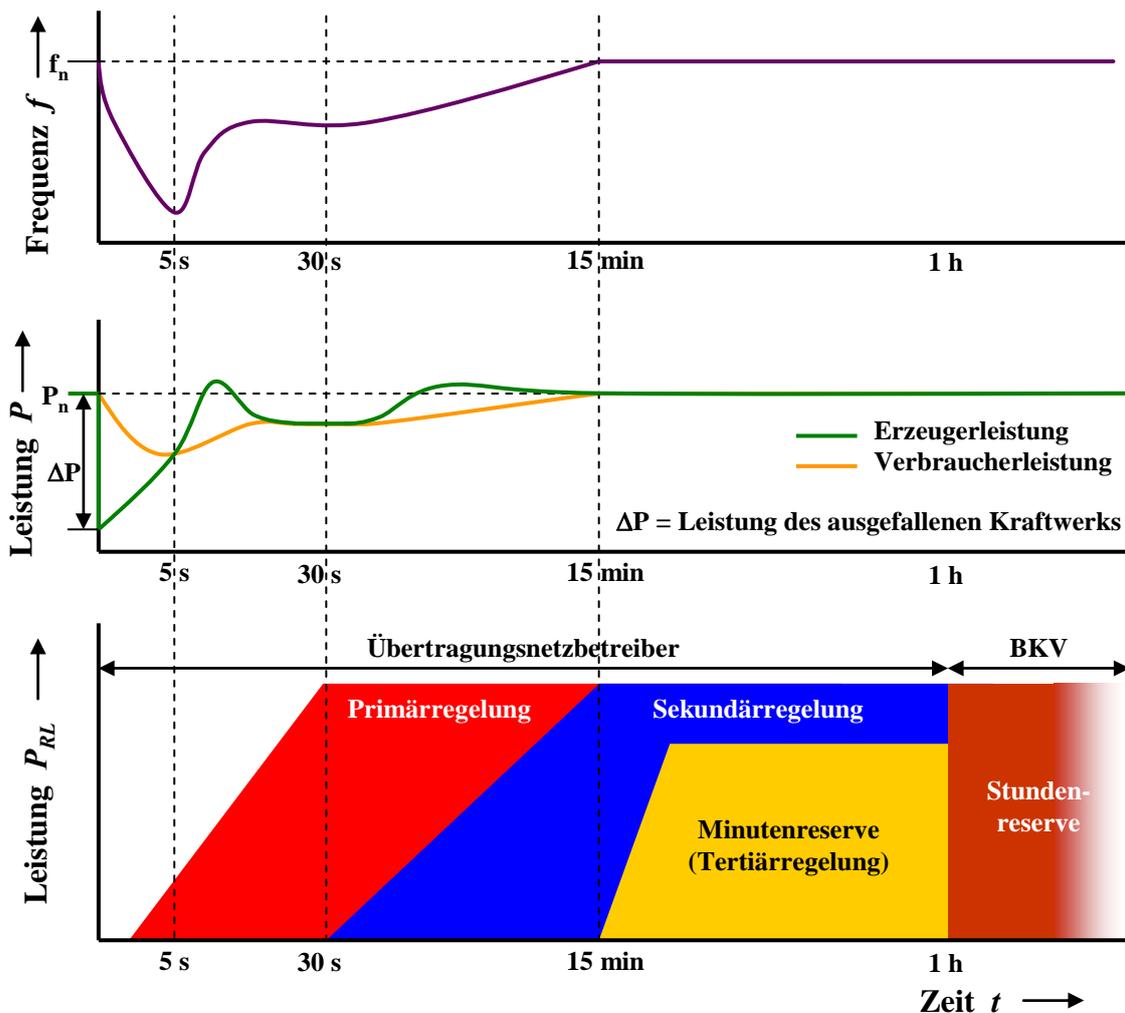


Bild 2.3 - Regelvorgang und Regelleistungsarten (nach [BUWEÜ])

Mit der zunehmenden Integration von WEA wird der Bedarf von Regelleistung voraussichtlich steigen, da die fluktuierende Energieerzeugung keinen genauen Einspeisefahrplan zulässt. Aufgrund der vorrangigen Einspeisung von Windenergie müssen jedoch konventionelle Kraftwerke abgeschaltet werden und sie stehen somit nicht mehr zur Regelleistungsbereitstellung zur Verfügung. Deshalb ist es wichtig, dass sich auch WEA an der Bereitstellung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen beteiligen.

2.2 Integration von Windenergieanlagen in das Versorgungssystem

2.2.1 Ausbau der Windenergie

Das Ziel der Bundesregierung ist es, den Treibhausgasausstoß zu verringern und auf eine nachhaltige Energieerzeugung zu wechseln. Dafür wurden verschiedene Gesetze verabschiedet und Regelungen vorgebracht, mit denen der bestehende, vornehmlich aus fossilen und nuklearen Kraftwerken zusammengesetzte Kraftwerkspark ersetzt werden soll (z.B. [SEG91], [EEG00], [AAG]). Ein Teil der wegfallenden Kraftwerksleistung soll mit dem Zubau von erneuerbaren Energien gedeckt werden. Bei der Erzeugung von elektrischer Energie bietet sich dafür insbesondere die Windenergie an.

Die gesteckten Ziele der Bundesregierung sind es, bis zum Jahr 2050 eine installierte Windleistung von 70 GW am deutschen Netz anzuschließen. Dies entspricht dann etwa 50 % der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung [BMU3]. Im folgenden Bild sind für die Jahre 2007 (reale Werte) und 2020/2050 (prognostizierte Werte) die Anteile der Windenergie und der restlichen erneuerbaren Energieerzeuger aufgetragen - zum einen die Anteile an der installierten Kraftwerksleistung (Bild 2.4a) und zum anderen die Anteile am erzeugten Bruttostrom (Bild 2.4b). Aus der Darstellung wird ersichtlich, dass die Windenergie einen erheblichen Anteil haben wird (jeweils ca. 50 %) und es somit von enormer Wichtigkeit ist, deren Integration in das Energieversorgungssystem vorzubereiten.

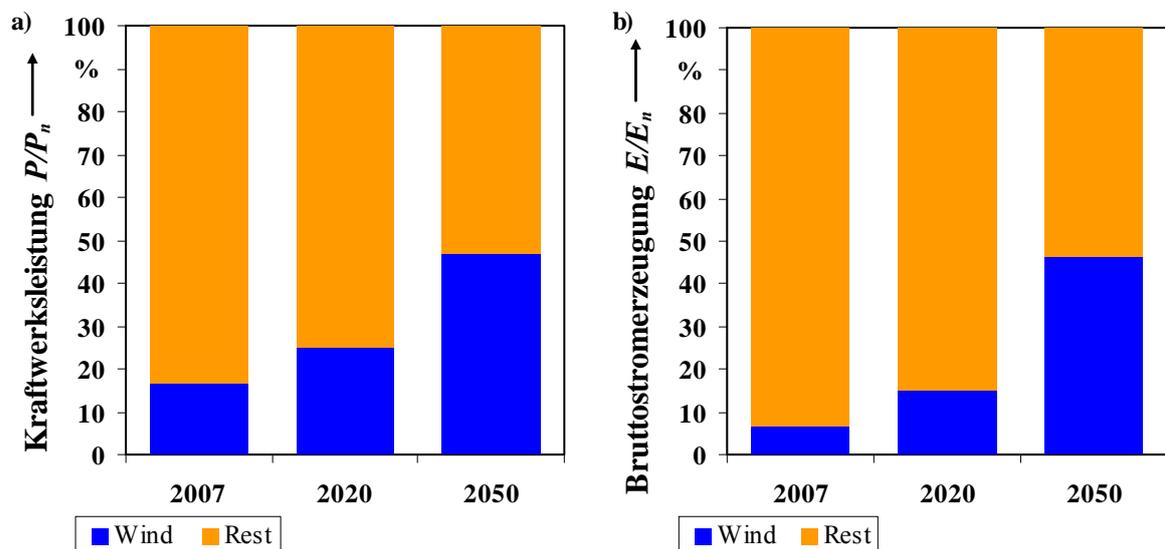


Bild 2.4 - Anteil der Windenergie an der installierten Kraftwerksleistung bzw. der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2007, 2020 und 2050 (nach [BMU3])

Aufgrund günstiger Windverhältnisse werden sich die Windenergieanlagen vornehmlich in den nördlichen Regionen Deutschlands und in der Ost- und Nordsee befinden. Diese einzelnen Windenergieanlagen werden dann zu größeren Windparks mit mehreren hundert Megawatt zusammengeschlossen und erreichen damit eine Leistung, die Großkraftwerken gleich kommt. Diese hohe Einspeiseleistung gepaart mit den un stetigen Windgeschwindigkeiten können negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben, wie dies zum Teil jetzt schon der Fall ist.

2.2.2 Beeinflussung der Versorgungssicherheit

Durch die in naher Zukunft zentral an einem Punkt angeschlossenen Windparks verschiebt sich die Einspeisesituation im deutschen Übertragungsnetz. Aufgrund der hohen Leistung werden die Windparks vornehmlich an das Hoch- und Höchstspannungsnetz (110-380 kV) angeschlossen, um die eingespeiste Energie abtransportieren zu können. Dies ist notwendig, da vor Ort meist keine großen Verbraucher vorhanden sind. Einige der sich dadurch herausbildenden Schwierigkeiten sind nachfolgend exemplarisch aufgeführt, wobei dazu weitere kommen können, die aufgrund des heutigen Kenntnisstandes der Integrierung von erneuerbaren Energien noch gar nicht ersichtlich sind.

Fluktuierende Einspeisung

Eine Windenergieanlage erzeugt elektrische Energie aus der Luftbewegung. Dazu wird die in der Luftbewegung enthaltene kinetische Energie über die Rotorblätter teilweise aufgenommen und in eine Rotationsbewegung umgesetzt. Diese Rotation wird über die Rotornabe auf die Welle übertragen, womit sich gleichzeitig die mechanische Energie über die Welle direkt oder mittels eines Getriebes auf den Generator überträgt, in dem sie in elektrische Energie umgewandelt wird. Bei diesem Vorgang werden die Luftteilchen abgebremst. Der Maximalwert der entnommenen Leistung wird dabei erreicht, wenn die Windgeschwindigkeit v_3 hinter der Anlage $1/3$ und die Windgeschwindigkeit v_2 an der Anlage $2/3$ der Geschwindigkeit v_1 vor der Anlage beträgt [Betz].

$$P_{WEA} = \frac{dE_{WEA}}{dt} = A_R \cdot \frac{\rho}{2} \cdot (v_1^2 - v_3^2) \cdot v_2 \quad (2.1)$$

$$P_{WEA,max} = \frac{16}{27} \cdot A_R \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 \quad (2.2)$$

Unter der Annahme, dass die Verluste im Generator vernachlässigbar sind, kann man die elektrische Leistung gleich der mechanischen Leistung setzen. Wie man in Gleichung (2.3) sieht, ist dann die abgegebene elektrische Leistung nur abhängig von einer Konstante (WEA-Parameter, Luftdichte) und der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit [Heier].

$$P_{WEA,el} = P_{WEA,mech} = c \cdot v_1^3 \quad (2.3)$$

Um eine exakte Prognose über die WEA-Leistung zu erhalten, ist daher eine möglichst genaue Vorhersage der Windverhältnisse an der Anlage bzw. dem Windpark zu treffen. Derzeit gibt es Abweichungen von 3 % (2-Stunden-Prognose) bzw. 7 % (24-Stunden-Prognose) zwischen der prognostizierten und der eingespeisten Leistung ([ISET], [DENA]). Diese Werte werden sich in Zukunft verbessern, jedoch wird es immer eine Abweichung zwischen der Prognose und dem realen Verlauf geben.

Bild 2.5 zeigt beispielhaft, dass es auch bei einer augenscheinlich sehr guten Korrelation zwischen der Prognoseleistung und der real erzeugten Leistung einer Anlage erhebliche Abweichungen geben kann. In dem gewählten Beispiel treten Leistungsunterschiede von bis zu 40 % der Nennleistung der Anlage auf. Dies kann vorkommen, wenn etwa die Gradienten der Leistung hohe Werte erreichen (z.B. bei Windböen) und zeitgleich die Prognose um einige Minuten abweicht.

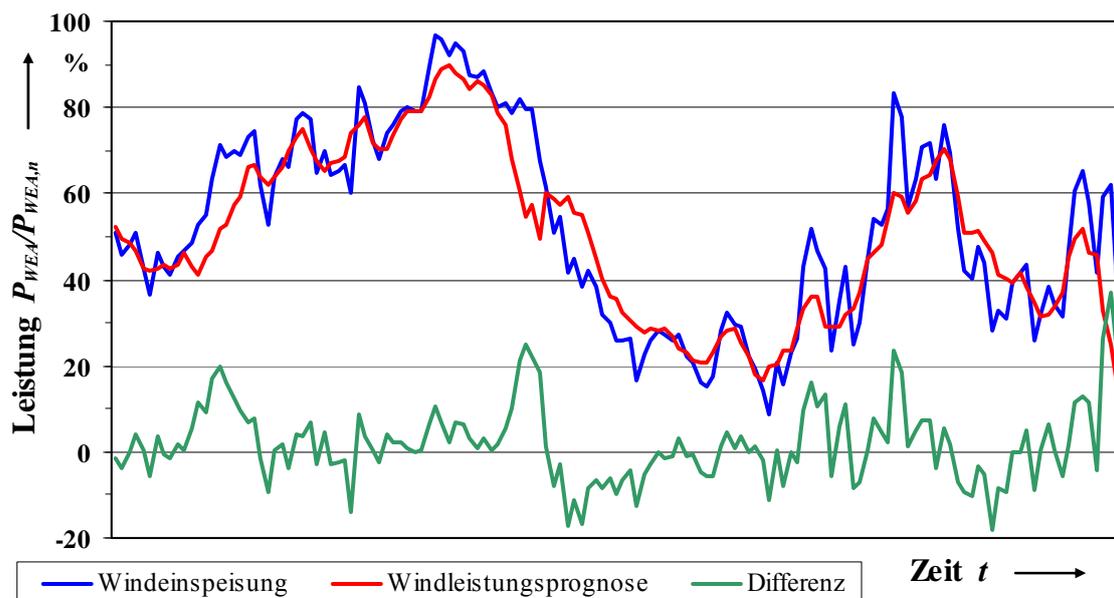


Bild 2.5 - Leistungsdifferenz einer Windenergieanlage durch abweichende Prognose

Bei der Errichtung von WEA auf See kann man eine gleichmäßigere und besser prognostizierbare Windgeschwindigkeit erhalten, da keine Beeinträchtigungen des Windes durch Erhebungen oder Bauwerke bestehen. Zudem erhöhen sich dadurch die Volllaststunden, die onshore bei etwa 1800 h/a, offshore hingegen bei rund 3500 h/a liegen. Der durchschnittliche Ausnutzungsgrad aller Anlagen liegt derzeit bei 20-25 %, da noch keine großen Offshore-Windparks errichtet sind. Das heißt, rund 75 % des Jahres speist die WEA theoretisch keine Energie ins Netz [DENA]. Berechnungen zufolge nimmt man an, dass etwa 5-10 % der WEA-Leistung in Deutschland als gesichert angesehen werden können [Agric]. Dabei geht man von einem Vergleichmäßigungseffekt verteilter Anlagen aus, so dass bei Windstille an einem Ort eine weiter entfernte Anlage immer noch Energie erzeugt und somit kein völliger Einbruch der Windenergie entsteht. Das setzt jedoch den Transport und die Verteilung hoher Energiemengen im Übertragungsnetz voraus.

Die Energieversorgungsunternehmen sind bestrebt, eine planbare Betriebsführung ihrer Kraftwerke und Netze zu haben. Dies ist sowohl technisch als auch ökonomisch von Vorteil. Dazu ist es notwendig, dass die Kraftwerke ein prognostizierbares Einspeiseverhalten haben bzw. am besten einem bestimmten Fahrplan nachfahren. Windenergieanlagen können dies durch den wechselhaften Charakter des Windes nicht ohne weiteres leisten. Die Fluktuationen einer WEA sind sowohl jahreszeitlich als auch innerhalb des Tages verschieden. Dazu können bei schlechten Prognosen hohe Leistungsänderungen bezogen auf die vorausgesagte Einspeisung auftreten. Eine Möglichkeit, dies auszugleichen, wäre die Regelung der Anlagen selbst. Diese würden gedrosselt betrieben werden und bei Bedarf selbst die Abweichungen von ihrer prognostizierten Einspeisung kompensieren. Dadurch geht jedoch wertvolle elektrische Energie verloren, weil der gedrosselte Anteil nicht in das Netz eingespeist wird. So bleibt nur der Ausgleich durch Kraftwerke bzw. dem Energiemarkt. Abhilfe können jedoch auch Energiespeicher bieten, die die Fluktuationen durch Ein- und Ausspeichern von Energie ausgleichen.

Kraftwerksabschaltung

Mit dem zunehmenden Ausbau von EE erhöht sich die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland. Dadurch werden konventionelle Kraftwerke nicht mehr benötigt, so dass Altanlagen stillgelegt werden und der Neubau von Kraftwerken verringert werden kann. Durch den gesetzlich vereinbarten Kernenergieausstieg [AAG] sollen zudem keine neuen Kernkraftwerke (KKW) gebaut und die bestehenden KKW nach Erreichen ihrer zugeteilten Restenergiemengen vom Netz genommen werden. Bleibt es bei den derzeit zugeteilten Restenergiemengen, wird das letzte deutsche KKW im Jahr 2023 abgeschaltet werden.

Dadurch entsteht nicht nur ein großer Mangel an installierter Kraftwerksleistung (KKW decken heute zirka 30 % der Grundlast), sondern auch ein Energiedefizit in Süddeutschland, da die KKW vornehmlich dort angesiedelt sind und den hohen Energiebedarf der Region decken. Mit dem Abschalten der Kraftwerke ergibt sich jedoch nicht nur ein Erzeugungsdefizit, sondern auch die Netzbetriebsführung wird beeinträchtigt. EE mussten sich bis vor einigen Jahren nicht an der Netzbetriebsführung (z.B. Bereitstellung von Regel- und Kurzschlussleistung) beteiligen. Mit dem massiven Zubau, vor allem der Windenergie, ist dies jedoch zwingend erforderlich. Nichtsdestotrotz muss Kraftwerksleistung bereitgehalten werden für den Fall, dass die EE aufgrund von z.B. Windstille keine bzw. nicht genügend Energie erzeugen. Bei voller Auslastung von EE würden diese Reservekraftwerke jedoch unbenutzt bleiben.

Veränderliche Lastflüsse

Aufgrund des un stetigen Windes kann nie mit völliger Sicherheit vorausgesagt werden, wie sich die Einspeisung von WEA zu einem bestimmten Zeitpunkt verhält. Bei hohen Windstärken besteht zudem die Gefahr, dass Anlagen abgeschaltet werden müssen. Sollte dies bei einem Sturm in der Nordsee der Fall sein, könnten innerhalb von wenigen Minuten alle offshore installierten Anlagen vom Netz gehen, womit deren volle Leistung fehlen würde. Dies wären im Jahre 2020 immerhin 20 GW [DENA], die abrupt durch andere Kraftwerke ersetzt werden müssten. Hierdurch kann es zu Änderungen der Leistungsflüsse im Netz kommen, die zu Ausfällen von Leitungen beitragen können [BNA4].

Erhöhter Regelleistungsbedarf

Zum Ausgleich unvorhersehbarer Differenzen zwischen Prognose und realer Windeneinspeisung benötigt man Regelleistung. Die Höhe des RL-Bedarfs ist direkt abhängig von der Güte der Windprognose. Je besser diese ist, desto kleiner sind die Abweichungen und desto weniger RL muss bereitgehalten werden. Da man davon ausgehen kann, dass die Windparks nicht alle innerhalb von Sekunden ausfallen oder ihre gesamte Leistung ändern, wird kein zusätzlicher Primärregelleistungsbedarf benötigt [Dany]. Deshalb bestimmt sich der RL-Bedarf aus der Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Fügt man außerdem noch die Stundenreserve hinzu, erhält man den Bedarf an Regel- und Reserveleistung. Diese Regel- und Reserveleistung kommt zusätzlich zu der Leistung hinzu, die sowieso als RL im Netz benötigt wird. Das sich ergebende Band aus der minimal und maximal benötigten Leistung ist in Bild 2.6 dargestellt. Dabei wurde im Jahr 2007 eine installierte Windleistung von 20 GW angenommen und für 2010 22 GW bzw. für 2015 36 GW.

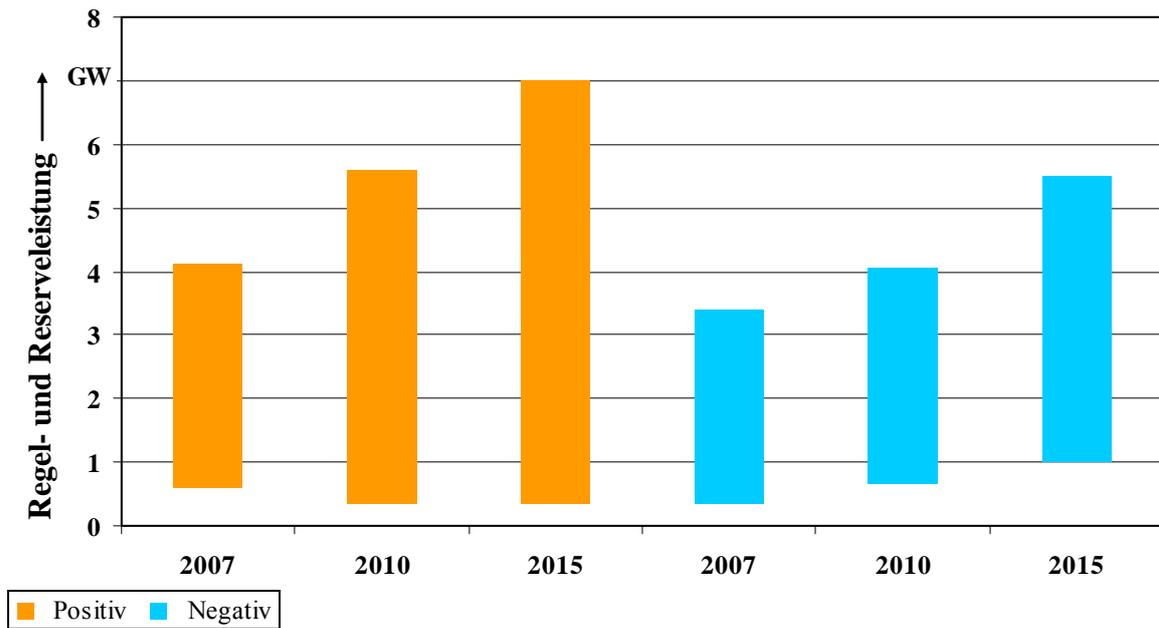


Bild 2.6 - Bereiche der zusätzlichen durch den Windenergiezubau benötigten positiven und negativen Regel- und Reserveleistung im Jahr 2007, 2010 und 2015 (nach [BMWA] und [DENA])

2.2.3 Beitrag von Windenergieanlagen zum sicheren Netzbetrieb

Windenergieanlagen beeinflussen das elektrische Netz nicht nur negativ, sondern sie können auch zur besseren Netzbetriebsführung beitragen. Dazu müssen sie fähig sein, einen Beitrag zu Systemdienstleistungen bzw. einzelnen Teilen davon zu liefern. Neuere Anlagen sind dafür ausgerüstet, nachdem sich dies als Anschlusskriterium durchgesetzt hat. Dies wurde notwendig, da einzelne Anlagen und besonders auch Windparks Leistungsklassen erreichen, in denen sie massiv das Netz beeinflussen können. Somit können und dürfen die Übertragungsnetzbetreiber die Anlagen im Bedarfsfall abschalten, wenn es sich nicht vermeiden lässt [EEG09]. Durch die Regelfähigkeit von WEA ist es jedoch auch möglich, dass sie selbst aktiv teilnehmen, zum Beispiel indem sie RL bereitstellen.

Beitrag zur Regelleistung

Neuere WEA sind in der Lage, ihre erzeugte Leistung zu drosseln. Dadurch können sie an der positiven sowie negativen RL teilnehmen. Aus Gleichung (2.4) kann man den Leistungsbeiwert c_p einer Anlage berechnen [Heier]. Der Leistungsbeiwert selbst ist abhängig von Parametern der jeweiligen WEA (c_1 bis c_6 , ε), der Schnelllaufzahl λ und dem Rotorblatteinstellwinkel (Pitchwinkel) β . Daraus ergibt sich Gleichung (2.5) zur Berechnung der WEA-Leistung, die nun von c_p und somit β abhängig ist.

$$c_P = c_1 \cdot (c_2 - c_3 \cdot \beta - c_4 \cdot \beta^\varepsilon - c_5) \cdot e^{-c_6(\lambda, \beta)} \quad (2.4)$$

$$P_{WEA} = c_P \cdot A_R \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v_1^3 = f(\beta) \quad (2.5)$$

Somit lässt sich über die Veränderung des Pitchwinkels β einer WEA deren abgegebene Leistung beeinflussen. Das Verhältnis ist wie in Gleichung (2.5) zu sehen nichtlinear, wodurch es sich nur über berechnete Kurvenscharen darstellen lässt.

In einer Leistungskennlinie kann die Ausgangsleistung einer WEA in Abhängigkeit von der jeweiligen Windgeschwindigkeit aufgetragen werden (Bild 2.7). Erst ab einer Anfangswindgeschwindigkeit v_{W1} stellt die WEA eine Leistung bereit. Sie steigert sich, bis die Anlage bei v_{W2} ihre Nennleistung erreicht hat. Dann wird die Anlage über eine Regelung gedrosselt betrieben, so dass sie bis v_{W3} eine konstante Leistung abgibt. Diese Leistung entspricht der Nennleistung des Generators. Ohne Regelung erzeugt der Generator gemäß Gleichung (2.11) eine höhere Leistung als die Nennleistung und somit würden seine Verluste und die mechanische sowie elektrische Beanspruchung steigen. Ist der Grenzwert v_{W3} der Windgeschwindigkeit erreicht, wird die Anlage herunter gefahren, um etwaige mechanische Schäden an der WEA zu vermeiden. Diese Sturmabschaltung erfolgt sehr schnell, so dass die Windgeschwindigkeiten v_{W3} und v_{W4} nah beieinander liegen.

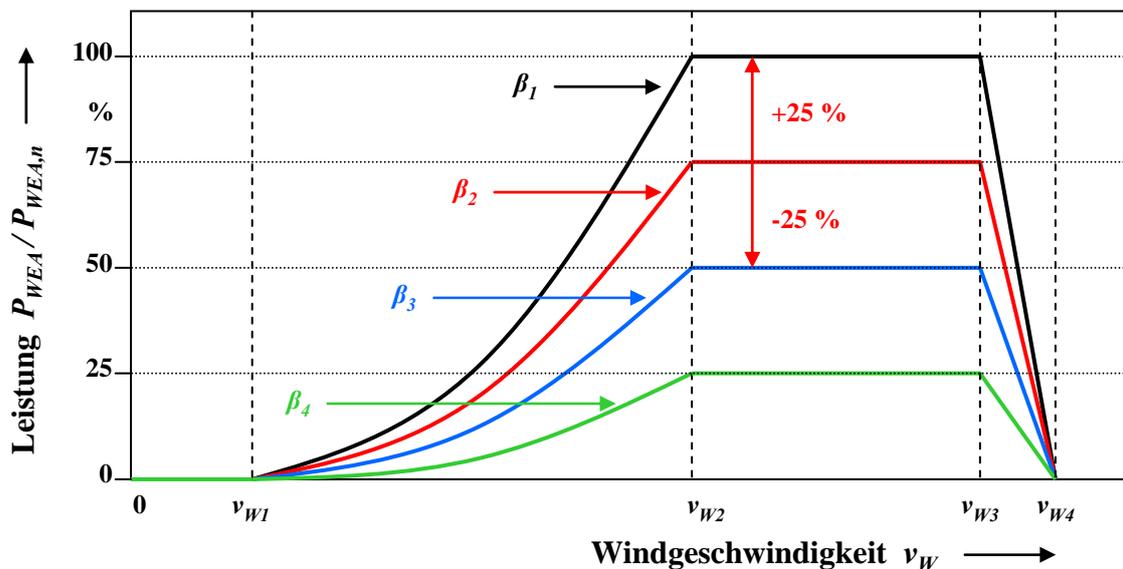


Bild 2.7 - Leistungskennlinie einer Windenergieanlage in Abhängigkeit des Pitchwinkels [Völl1]

In Bild 2.7 ist dargestellt, wie sich verschiedene Pitchwinkel auf die Ausgangsleistung einer WEA auswirken. Man erkennt, dass bei gleicher Windgeschwindigkeit durch das Verändern des Pitchwinkels die Ausgangsleistung der WEA gedrosselt werden kann. Nimmt man den Wert β_2 und somit 75 % von $P_{WEA,n}$ als aktuelle Ausgangsleistung an, kann man durch Änderung des Pitchwinkels auf β_1 die abgegebene Leistung um 25 % erhöhen bzw. mit einem Pitchwinkel von β_3 die Leistung um 25 % absenken. Dies entspricht bei der Regelleistung der Lieferung von positiver (Erhöhung) bzw. negativer (Drosselung) Regelenergie.

Dass moderne Typen von WEA (doppelt-gespeister Asynchrongenerator, Synchrongenerator mit Vollumrichter) in der Lage sind Regelleistung bereitzustellen, wurde ausführlich in [AlAw1] dargelegt. Die Anlagen können sowohl Primär- und Sekundärregelleistung liefern als auch Minutenreserve beisteuern. Im Verbund eines Windparks können die Anlagen zudem die notwendigen technischen Anforderungen erfüllen (siehe Tabelle 2.2) und sich gegenseitig bei der Bereitstellung unterstützen.

Beitrag zur Spannungshaltung

Neben der Bereitstellung von Regelleistung können die WEA auch weitere Dienste für den ÜNB leisten. Dazu gehört zum Beispiel die Lieferung von Blindleistung, die zur Spannungshaltung im Netz benötigt wird. Am elektrischen Netz angeschlossene Verbraucher beziehen nicht nur Wirkleistung, sondern auch Blindleistung. Diese Blindleistung wird über die Generatoren der Kraftwerke, über Kompensationselemente oder das Netz selbst bereitgestellt. Allerdings belastet dieser Blindleistungsbedarf das elektrische Netz, so dass es das Ziel des ÜNB ist, den Bedarf und Transport so gering wie möglich zu halten [Lemme].

Moderne Asynchron- bzw. Synchrongeneratoren können genauso wie konventionelle Kraftwerke Blindleistung liefern. Bild 2.8 zeigt die PQ-Kurve eines Synchrongenerators mit Vollumrichter. Der Arbeitspunkt des Generators kann dabei an jedem beliebigen Punkt innerhalb der roten Kurve im Bild liegen. Asynchrongeneratoren sowie Generatoren konventioneller Kraftwerke sind durch mechanische, elektrische und/oder thermische Grenzen eingeschränkt (z.B. minimale Kraftwerksleistung), weshalb deren Arbeitspunkt nur in einem verkleinerten Bereich liegt. Je nach Lage teilt sich die Ausgangsscheinleistung in Teile der Wirk- und Blindleistung auf [AlAw2]. Da WEA verteilt im Netzgebiet angeschlossen sind, können sie zudem die benötigte Wirk- und Blindleistung vor Ort erzeugen. So muss diese nicht über weite Strecken transportiert werden, was zur Senkung der Übertragungsverluste beiträgt [AlAw1].

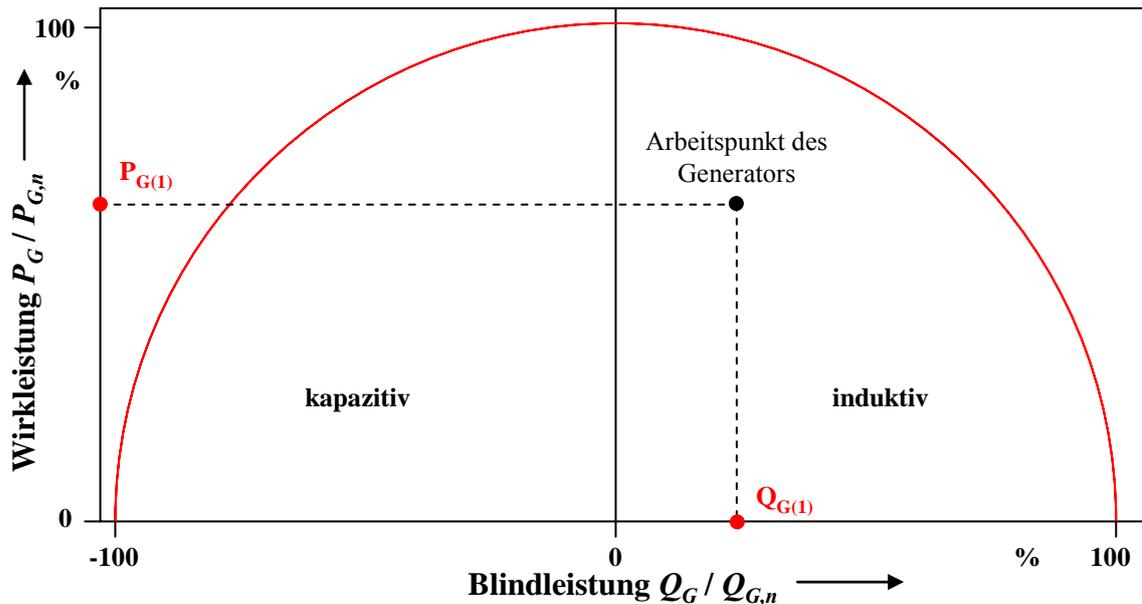


Bild 2.8 - PQ-Kurve eines Synchrongenerators mit Vollumrichter (nach [AlAw2])

2.3 Speichereinsatz in der kurz- und mittelfristigen Betriebsplanung

Energiespeicher dienen dazu, einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem Energieversorgungssystem zu schaffen. Dazu können sie bei einem Überangebot befüllt und bei einem Mangel wieder entleert werden. Die Speicherung kann dabei in einem Zeitrahmen von Sekunden bis zu Jahren erfolgen, je nachdem welchem Zweck der Speicher dient. Dieses Prinzip wird schon seit Dekaden praktiziert und erfährt mit dem Zubau regenerativer Energien wieder mehr an Bedeutung. Dabei sind sowohl die technischen als auch wirtschaftlichen Vorteile für den Betreiber von Relevanz, die ein Speicher mit sich bringt. Der Speicher wird dabei genutzt, um den eigenen Kraftwerkspark zu unterstützen, Energiehandel zu treiben oder am Markt Dienstleistungen anzubieten. Speicher können aber auch der Volkswirtschaft dienen, indem sie auf das Gesamtsystem der Energieversorgung bezogen Kosten senken. Sie helfen den Einsatz von Kraftwerken zu verringern, Netzerweiterungen zu reduzieren, Netzengpässe zu bewältigen, erneuerbare Energien in das Netz zu integrieren sowie (deren) Fluktuationen auszugleichen. In dieser Arbeit ermöglichen sie den Verkauf der Windenergie am Markt und erhöhen so das Betriebsergebnis des WEA-Betreibers.

2.3.1 Klassifizierung der Energiespeicher

Energiespeicher werden aufgrund ihrer verschiedenen technischen Eigenschaften und abweichenden wirtschaftlichen Einflussgrößen für unterschiedliche Einsatzzwecke

benutzt. Dabei lassen sie sich allgemein durch drei Klassifizierungen einteilen, die sich zum Teil auch überschneiden:

- Einteilung aufgrund der Art der Speicherung
 - z.B. mechanische, chemische, elektrische und thermische Speicher
- Einteilung aufgrund der Speicherzeit
 - z.B. Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher
- Einteilung aufgrund der technischen Parameter
 - z.B. Leistungs- und Energiespeicher

Einteilung aufgrund der Art der Speicherung

Elektrische Energie kann direkt nur sehr schlecht gespeichert werden. Dies wird heute in der Energieversorgung nur über supraleitende Spulen (SMES) und Doppelschichtkondensatoren (DSK) realisiert. Eine weitere Möglichkeit zur Speicherung ist die Umwandlung in andere Energieformen. Die insgesamt vier verschiedenen Formen lassen sich wie in Bild 2.9 dargestellt gliedern. Die Übersicht stellt gleichzeitig dar, welche grundlegenden Speichertypen derzeit verfügbar sind und in welcher Form sie die Energie speichern lässt sowie wie die Energiespeicherung vollzogen wird.

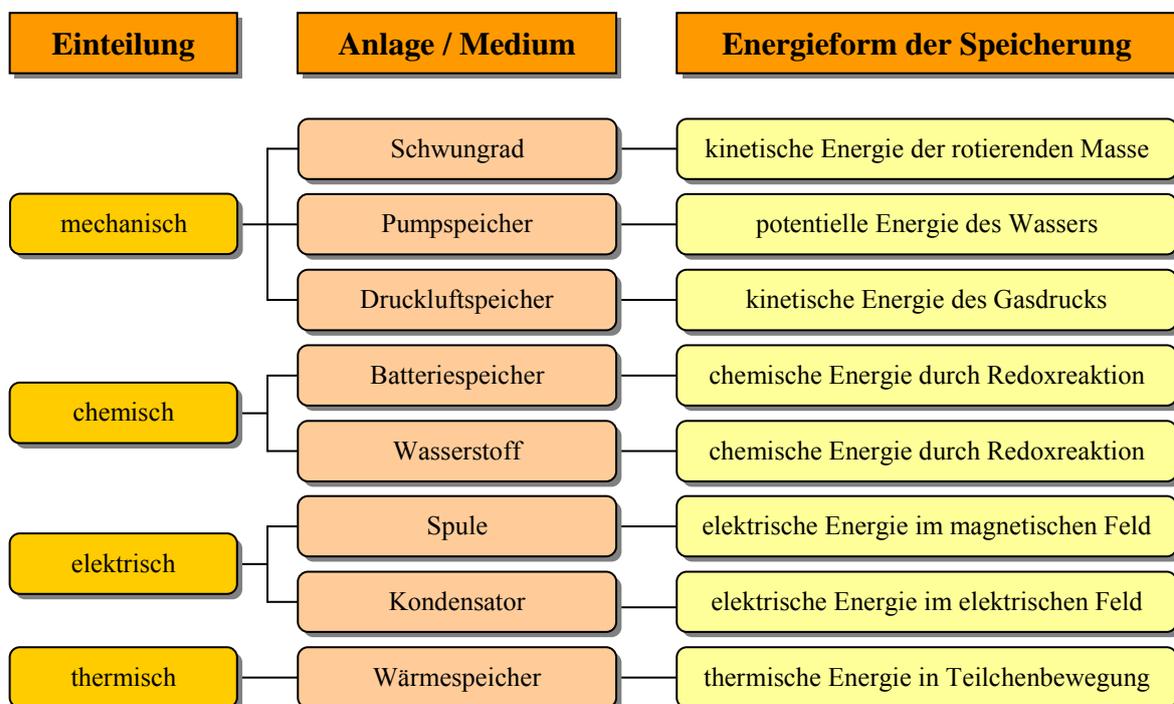


Bild 2.9 - Übersicht der Formen der Energiespeicherung (nach [Fabia])

Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher

Bei dieser Einteilung wird als Kriterium die Zeitdauer betrachtet, die der Speicher unter Volllast zum Ausspeichern benötigt. Die Energiemenge in einem Speicher lässt sich mit Gleichung (2.6) bestimmen. Aus der zu- und abgeführten Leistung innerhalb einer Zeitspanne Δt und der bereits im Speicher vorhandenen Energie E_{t_0} resultiert eine neue Energiemenge zum Zeitpunkt t_1 . Bei einer völligen Entladung ergibt sich demnach Gleichung (2.7), mit der sich entweder über eine konstante Entladeleistung die Entladezeit bzw. über eine vorgegebene Zeit die Höhe der Entladeleistung bestimmen lässt.

$$E_{t_1} = E_{t_0} + (P_{pos} - P_{neg}) \cdot \Delta t \quad (\forall E \in \mathbb{R}_{\geq 0}) \tag{2.6}$$

$$E_{t_0} = P_{neg} \cdot \Delta t \tag{2.7}$$

Dieser Zusammenhang ist in Bild 2.10 exemplarisch für einige Werte aufgetragen. Im Bild sieht man die Versorgungsdauer einer bestimmten Last bezogen auf den Speicherinhalt. Aus der Versorgungsdauer kann man die Speichersysteme nun in Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher einteilen, wobei die zeitliche Einteilung der Bereiche fließend ist.

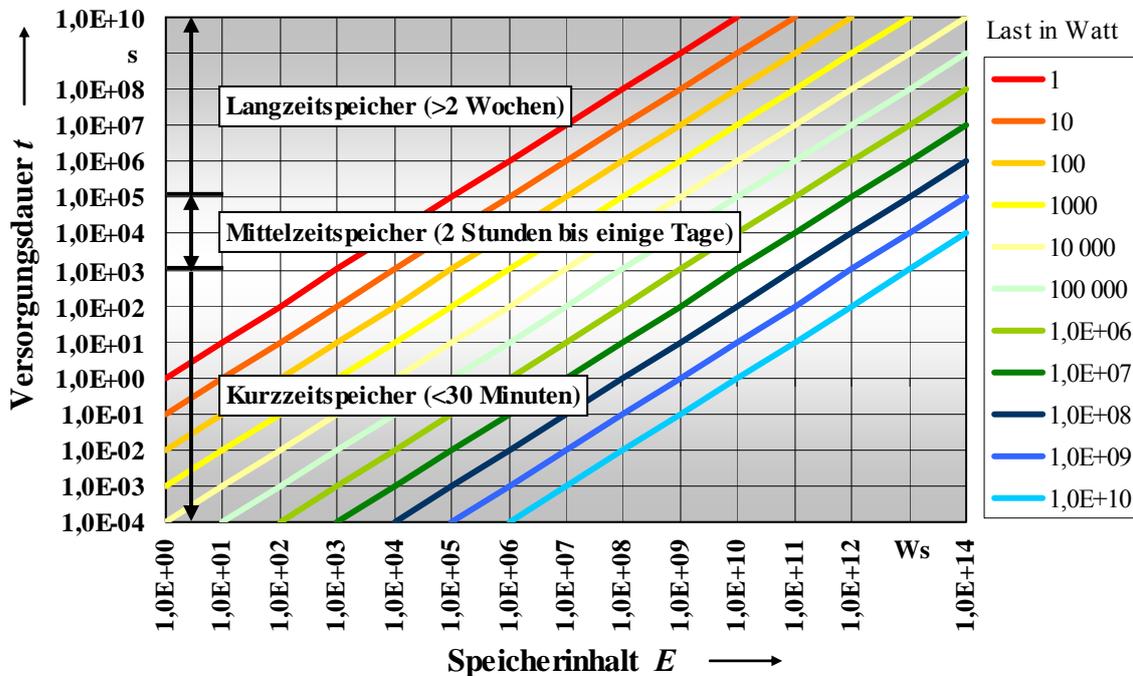


Bild 2.10 - Einteilung in Kurz-, Mittel- und Langzeitspeicher [Völl2]

Einige wichtige Speichertypen für die Energieversorgung lassen sich in folgende Tabelle gemäß ihrer Entladezeit einteilen und somit gleichzeitig einem Einsatzzweck zuordnen.

Energieabgabe (bei Volllast)	Klasse	Einsatzzweck	SMES	DSK	Schwungrad	NaS-Batterie	Redox-Fluss-Batterie	Pumpspeicher	Druckluftspeicher	Wasserstoffsysteme
einige Sekunden	Kurzzeit- speicher	Spannungs-/Frequenzregelung	X	X	X					
einige Minuten		Windböen, Wolkenabdeckung	X	X	X	X				
30 Minuten		Windfluktuationen		X	X	X	X			
2 Stunden	Mittel- zeit- speicher	Fahrplanlieferung				X	X	X	X	
8 Stunden		Tagesoptimierung					X	X	X	X
einige Tage		Einsatzoptimierung					X	X	X	X
2 Wochen	Langzeit- speicher	Ausgleich von Wettereffekten							X	X
einige Monate		Saisonaler Ausgleich								X
Jahre		Langfristige Energiesicherung								

Tabelle 2.3 - Einteilung und Verwendung von elektrischen Energiespeichern (nach [Boda1])

Leistungs- und Energiespeicher

Die Einteilung weist eine Ähnlichkeit mit der vorigen auf, wobei hier das Augenmerk auf dem Lade-/Entladeverhalten liegt. Über das Ragone-Diagramm in Bild 2.11 lassen sich die Speicher aufgrund ihrer technischen Parameter grundlegend in Leistungsspeicher (kurze Ausspeicherzeiten bei hoher Leistung) und Energiespeicher (lange Ausspeicherzeiten mit großer Energiemenge) einteilen. Dies spiegelt sich vor allem in der spezifischen Leistungs- und Energiedichte bezogen auf das Gewicht eines Speichers wider. Die Leistungsspeicher entsprechen demnach zumeist den Kurz- und die Energiespeicher den Langzeitspeichern.

Die Einteilung schlägt sich auch in den Kosten und somit dem Verwendungszweck nieder. Leistungsspeicher haben sehr hohe Kosten, wenn sie viel Energie bereitstellen sollen. Aus diesem Grund verwendet man zum Beispiel Kondensatoren nur als Speicher zur kurzzeitigen Leistungsbereitstellung. Dies ist in Bild 2.12 dargestellt, in dem für verschiedene Speichertypen der Bereich der spezifischen Investitionskosten pro Kilowatt bzw. Kilowattstunde aufgetragen ist. Pumpspeicher, Druckluftspeicher und zum Teil auch Redox-Fluss-Batterien liegen sowohl bei den Leistungs- als auch Energiekosten im unteren Bereich.

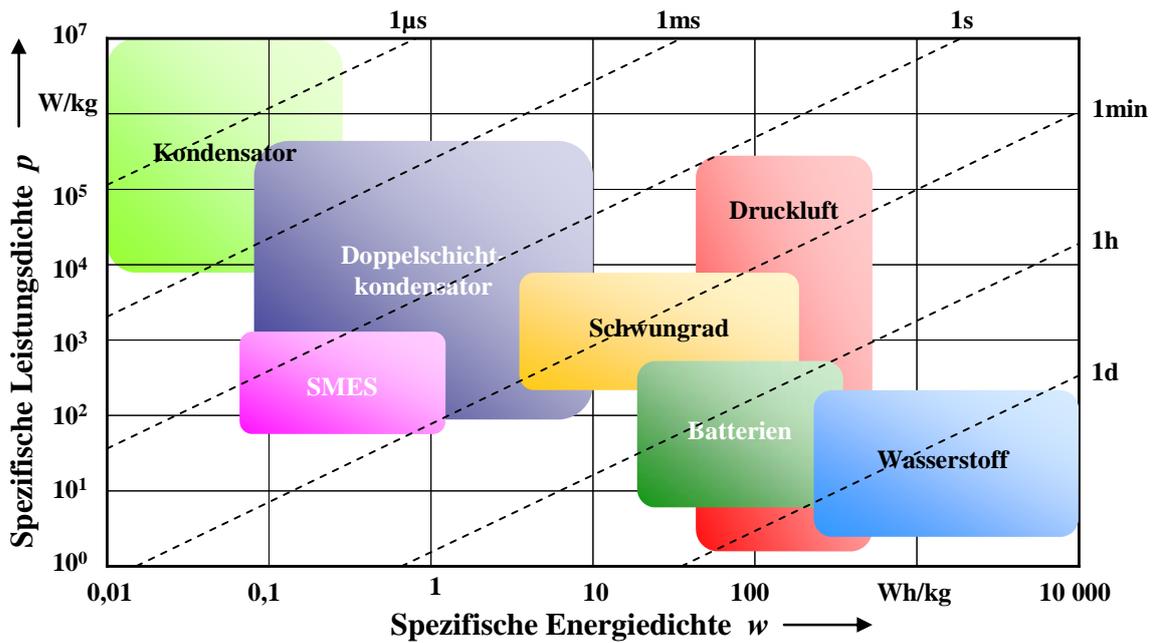


Bild 2.11 - Spezifische Leistungs- und Energiedichten von Energiespeichern

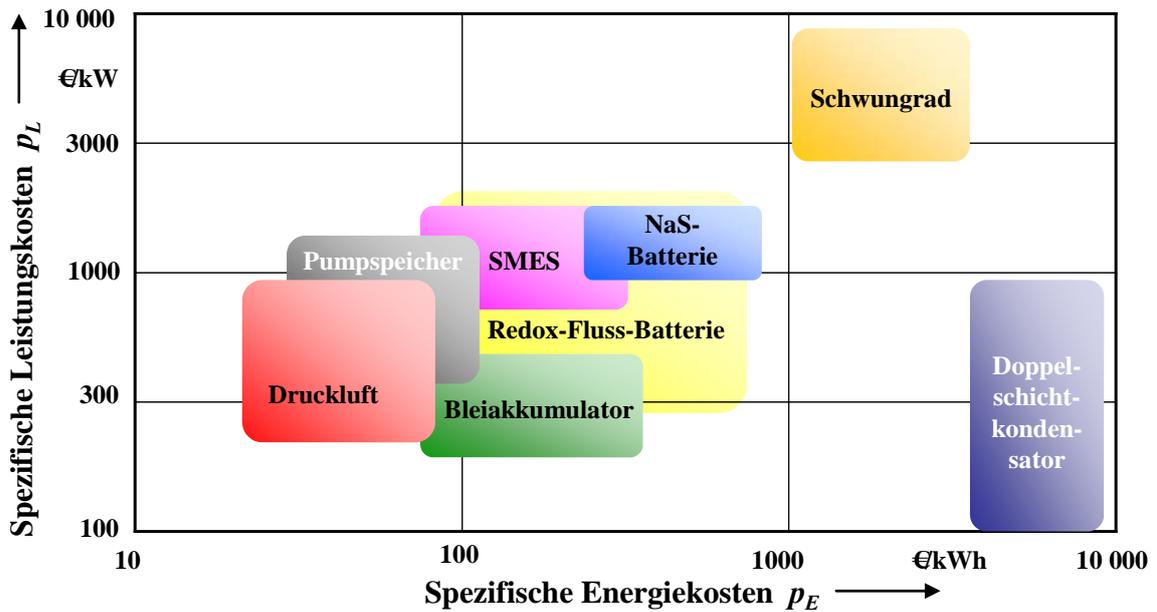


Bild 2.12 - Spezifische Leistungs- und Energiekosten von Energiespeichern

2.4 Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie

Die Möglichkeit der Nutzung von Kurzzeitspeichern (SMES, DSK, Schwungrad) in der Energieversorgung und besonders in Verbindung mit regenerativen Erzeugern wurde bereits in verschiedenen Arbeiten bezüglich ihrer Vorteile untersucht ([Boda1], [Mehli], [Völl2]). Sofern es sich gleichzeitig um Leistungsspeicher handelt, lässt sich mit ihnen

beispielsweise auch Regelleistung bereitstellen [SMES]. Die Kurzzeitspeicher stellen außerdem eine gute Kombination mit Mittel- oder Langzeitspeichern dar, da sie in diesem Hybridsystem dafür sorgen, dynamische Vorgänge auszugleichen und den meist mit einer schlechteren Dynamik ausgestatteten Mittel- oder Langzeitspeicher unterstützen [Boda2]. Der verwendete Speicher in dieser Arbeit dient jedoch einer Stunden- bzw. Tagesoptimierung des Windparks. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf davon abgesehen Kurzzeitspeicher einzusetzen, weil die kurzzeitigen Fluktuationen mit hoher Dynamik während der Berechnungen nicht abgebildet werden sollen, was aber möglich wäre [Galle]. Daher werden Mittel- und Langzeitspeicher zum Einsatz kommen, wobei für die Berechnungen nachfolgende Speicher ausgewählt wurden, die näher betrachtet werden sollen:

- Druckluftspeicher
- Redox-Fluss-Batterie
- Wasserstoffspeicher

2.4.1 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher (CAES) komprimieren Umgebungsluft und speichern diese in Kavernen ein. Bei der Dekompression der Druckluft kann eine Turbine angetrieben werden, die wiederum elektrische Energie erzeugt. Dabei rufen die Bewegungen der Teilchen in der Druckluft einen Gasdruck hervor, aus dem sich über die kinetische Gastheorie in Gleichung (2.8) und der thermische Zustandsgleichung idealer Gase die kinetische Energie des Systems berechnen lässt (Gleichung (2.10)) [Tiple].

$$p = \frac{F}{A} = \frac{1}{3} \cdot n \cdot \frac{N_A}{V} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.8)$$

$$p \cdot V = n \cdot R_m \cdot T \quad (2.9)$$

$$E_{kin} = \frac{m}{2} \cdot v^2 = \frac{3}{2} \cdot \frac{R_m}{N_A} \cdot T \quad (2.10)$$

Großtechnisch gibt es derzeit nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke. Das erste weltweit gebaute steht in Huntorf (Deutschland) und wurde 1978 in Betrieb genommen. Das zweite Kraftwerk wurde 1991 in McIntosh (USA) in Betrieb genommen. Beiden Kraftwerken ist gemein, dass sie mittels eines Kompressors die Umgebungsluft in unterirdischen Kavernen

(z.B. ausgespülte Salzstöcke, Porenspeicher) komprimiert einspeichern und vor allem in Schwachlastzeiten Grundlaststrom aus dem elektrischen Netz beziehen. In Starklastzeiten wird die zuvor bereits komprimierte Luft dann in die Brennkammer einer Gasturbine eingeleitet, mit der elektrische Energie in das Netz geliefert wird. Die Komprimierung der Luft findet in einem normalen Gaskraftwerk üblicherweise gleichzeitig mit der Erzeugung von Energie statt, indem die Welle der Turbine starr mit dem Kompressor gekoppelt ist. Hierdurch werden bis zu zwei Drittel der erzeugten mechanischen Energie in der Turbine direkt für die Komprimierung der Luft benötigt [Crot1]. Durch die Entkopplung der Komprimierung kann jedoch die gesamte erzeugte Energie ins Netz eingespeist werden, was schlussendlich im Vergleich zu einem normalen Gaskraftwerk Brennstoffkosten einspart. Außerdem kann der Kompressor eine andere Leistung als die Turbine haben, was eine unabhängige Dimensionierung der beiden Komponenten ermöglicht. Der Nachteil ist aber, dass bei diesen Kraftwerken die bei der Kompression entstehende Wärme an die Umgebung abgegeben wird. Dies ist nötig, da die unterirdischen Speicher den Temperaturen der komprimierten Luft von 600-800 °C nicht standhalten. In Salzstöcken darf beispielsweise aus Festigkeitsgründen eine Temperatur von 60 °C nicht überschritten werden [BMU4]. Für das Einleiten in die Brennkammer muss die Druckluft dann wieder auf einige hundert Grad Celsius erwärmt werden, wodurch der Wirkungsgrad sinkt (Bild 2.13). Die Anlage in McIntosh nutzt dazu einen Wärmetauscher, bei dem die Abgase der Gasturbine zur Vorwärmung genutzt werden. Dadurch erhöht sich der elektrische Gesamtwirkungsgrad von 42 % (Huntorf) auf 54 % (McIntosh). Der Vorteil der CAES ist die schnelle Einsatzbereitschaft. So steht in Huntorf bereits nach 5 min die halbe und nach 10 min die volle Leistung von 290 MW zur Verfügung. Der Einsatzzweck des CAES ist demzufolge die Stromveredelung und die Lieferung von Regelleistung.

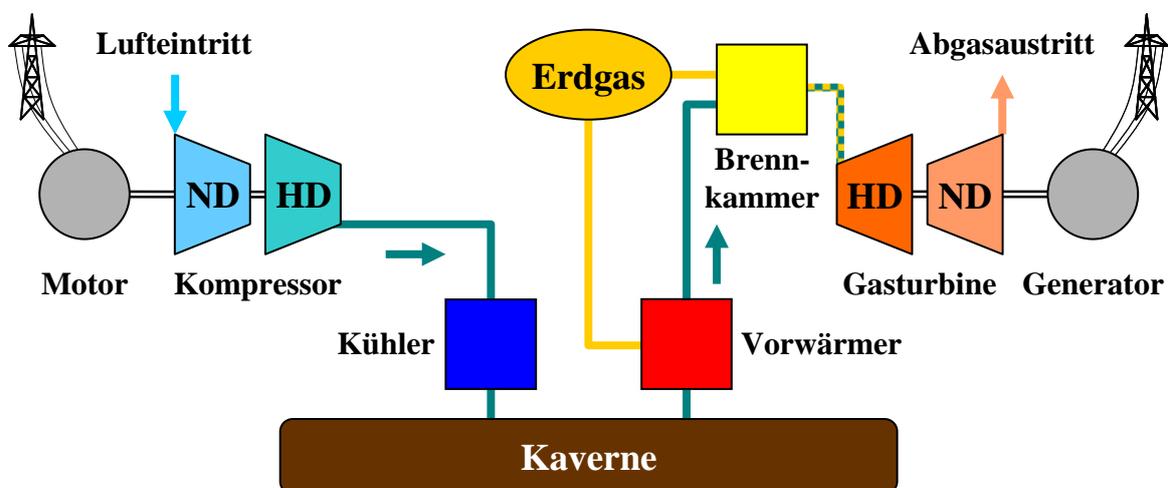


Bild 2.13 - Prinzip eines Druckluftspeichers (CAES)

Um den Wirkungsgrad (Verhältnis der zu- zur abgeführten Energie) des Systems weiter zu erhöhen, wird momentan weltweit an adiabaten Druckluftspeichern (AA-CAES) geforscht [ECFFP]. Bei ihnen wird die Wärme der komprimierten Luft nicht mehr an die Umgebung abgegeben, sondern in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Bei der Dekomprimierung der Druckluft wird diese über einen Wärmetauscher mit der Wärme aus dem Speicher erhitzt und dann in eine reine Luftturbine geführt (Bild 2.14). Dabei sind Temperaturen von bis zu 500 °C erreichbar und Turbinenrößen von einigen hundert Megawatt möglich. Hierbei entfallen auch die vormals nötige Brennstoffzufuhr für eine Gasturbine sowie entstehende Abgase und das System kann somit den Gesamtwirkungsgrad auf angestrebte 70 % erhöhen ([Calam], [BMU4]). Die Ruheverluste bei der Speicherung in der Kaverne sind vernachlässigbar.

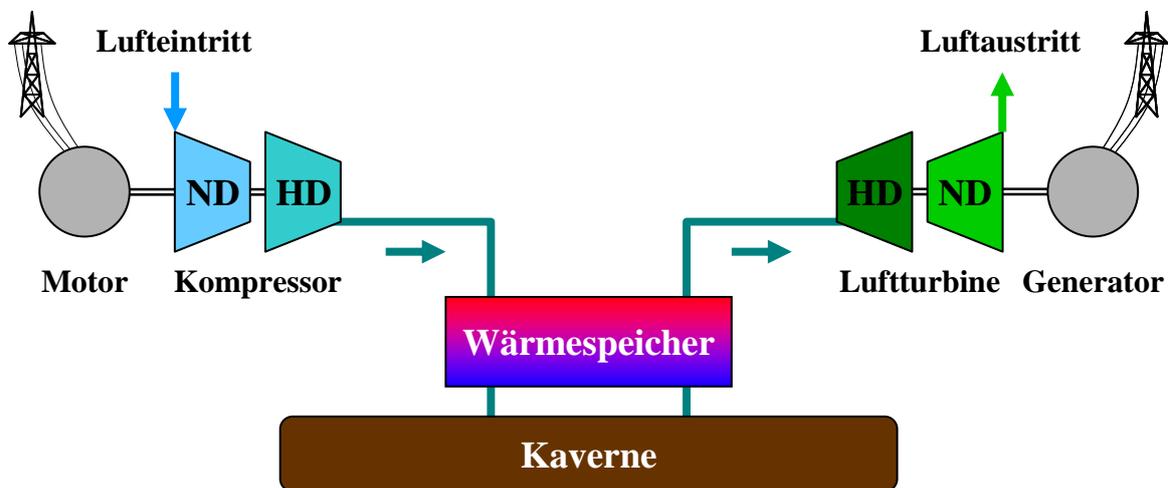


Bild 2.14 - Prinzip eines Adiabaten Druckluftspeichers (AA-CAES)

Druckluftspeicher sind neben den Pumpspeicherkraftwerken die einzigen Kraftwerke, die eine hohe Energiemenge speichern können. Dies macht sie in der heutigen und zukünftigen Energieversorgung interessant, denn im Gegensatz zu den Pumpspeichern, deren weiterer Ausbau in Deutschland aufgrund von nicht vorhandenen Flächen nicht fortgeführt werden kann, gibt es viele Regionen, in denen Salzkavernen oder poröses Gestein vorhanden ist. Dieses Gestein kann als Speicherort für die Druckluft genutzt werden [Crot2]. Vorteilhaft ist dabei besonders, dass sich viele mögliche Regionen für eine Realisierung im Norden Deutschlands befinden - also genau dort, wo die Windparks entstehen sollen (Bild 2.15). Zudem kann man auch alte Erdöl- und Erdgaslagerstätten nutzen und somit die CAES-Speicher, die oberirdisch nur einen kleinen Platzbedarf haben, direkt neben Offshore-Windparks auf dem Meer installieren. Die Nähe zu den Windparks vermindert infolgedessen auch die Leitungslänge zwischen Erzeugung und Speicher, so dass sich die Übertra-

gungsverluste und die Auslastung des elektrischen Netzes reduzieren. Pumpspeicher hingegen liegen meist weiter entfernt, wodurch sich lange Übertragungswege ergeben.

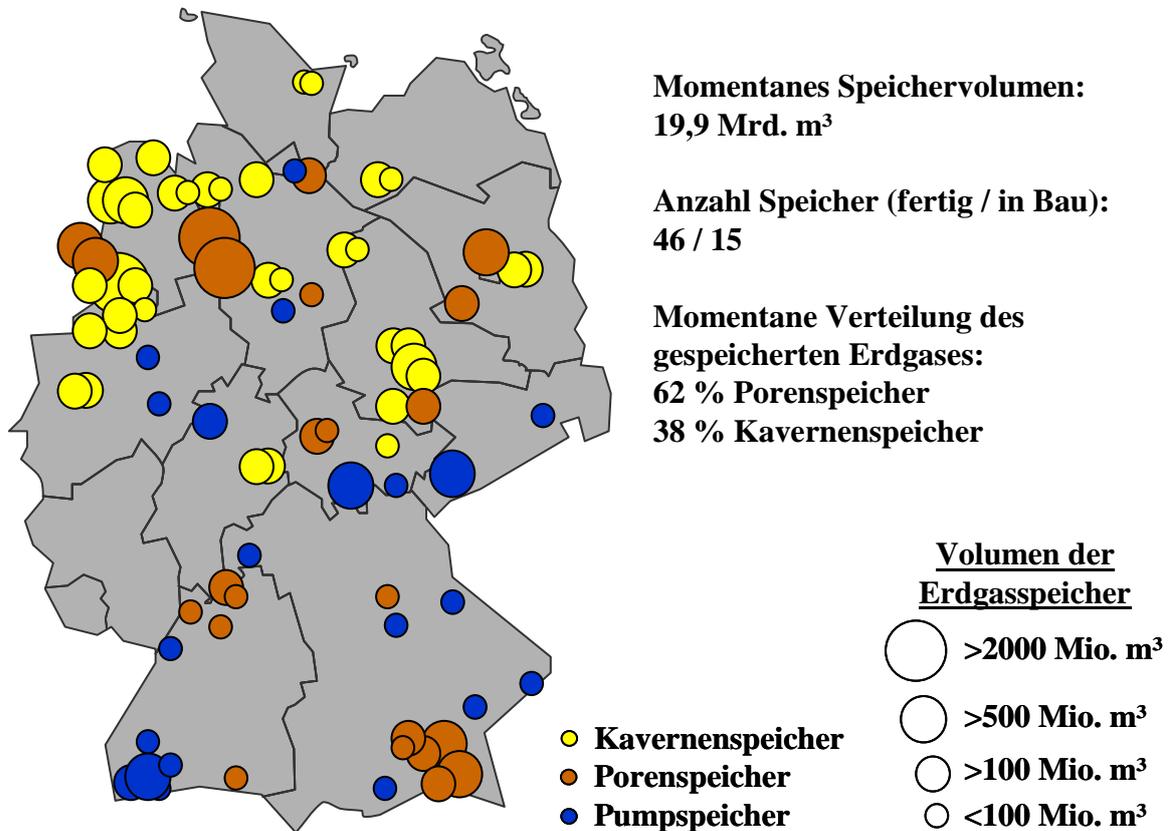


Bild 2.15 - Übersicht der fertigen und in Bau befindlichen Kavernen- und Porenspeicher für Erdgas in Deutschland (nach [Sedla]) sowie der Verteilung deutscher Pumpspeicherkraftwerke

2.4.2 Redox-Fluss-Batterien

Die Redox-Fluss-Batterie pumpt zwei verschiedene Elektrolyte durch eine Membran, in der diese in einer Redoxreaktion chemisch miteinander reagieren (Bild 2.16). Die dadurch frei werdenden Elektronen können dann zur Versorgung elektrischer Verbraucher genutzt werden. Der große Vorteil von diesem Batterietyp ist die Möglichkeit, die Leistung (Anzahl der Membranen) unabhängig von der im Speicher befindlichen Energiemenge (Größe der Tanks) zu dimensionieren. Bei anderen Speichersystemen ist meist ein festes Verhältnis vorgegeben. Somit kann man die Redox-Fluss-Batterie sowohl für hohe Leistungen als auch große Energiemengen auslegen. Bei den Redox-Systemen gibt es drei kommerziell genutzte Typen: Regenesys-Batterie, Zink-Brom-Batterie und Vanadium-Redox-Fluss-Batterie (VRB) [Josse]. Der Vorteil der VRB gegenüber den anderen Typen ist, dass sie nur ein Elektrolyt benutzt (Vanadium), welches in verschiedenen Wertigkeiten

in den Tanks vorliegt [Miyak]. Dadurch vereinfacht sich der Prozess, da beim Laden und Entladen keine Schwierigkeiten entstehen, wenn sich die Stoffe mischen (in Bild 2.16 ist der Ladevorgang dargestellt). Das Metallsalz ist dabei in Schwefelsäure aufgelöst und hat eine lange Lebensdauer, so dass viele Zyklen erreicht werden können.

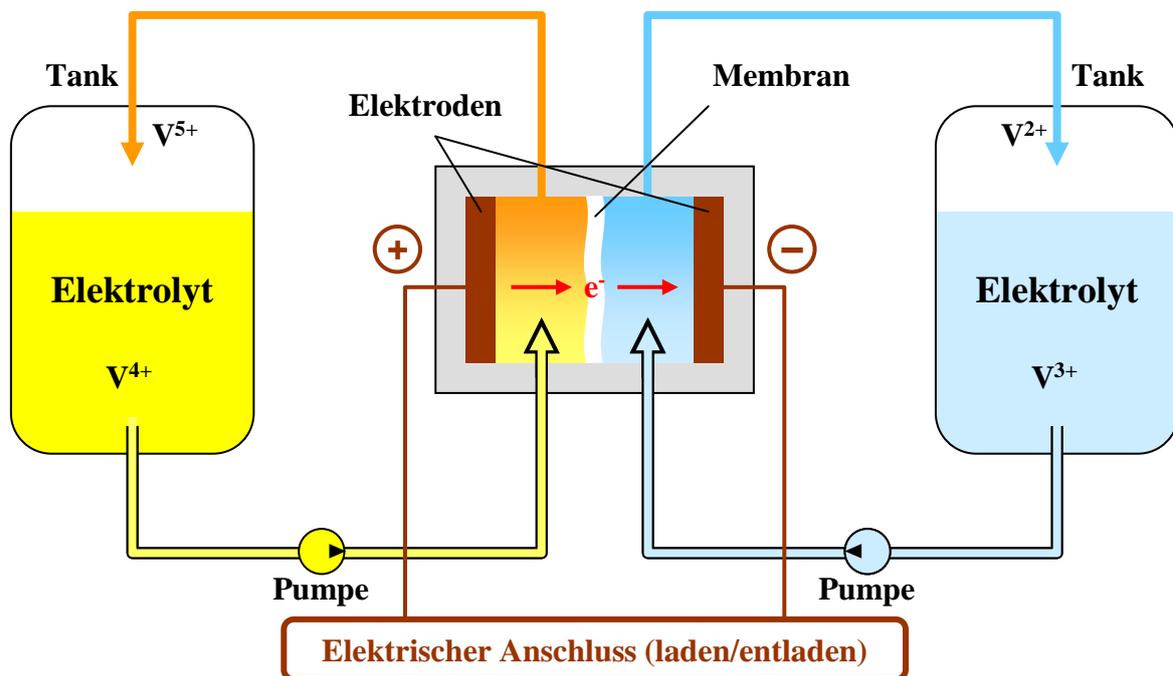
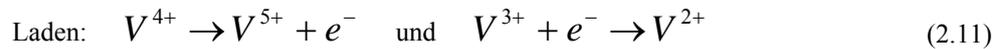


Bild 2.16 - Vanadium-Redox-Fluss-Batterie (nach [Miyak])

2.4.3 Wasserstoffspeicher

Zu einem Wasserstoffspeicher gehören ein Elektrolyseur, ein Speicher und eine Brennstoffzelle (BZ). Wird der Wasserstoff nicht sofort verkauft, kann er als Speichermedium dienen (Bild 2.17). Dazu wird Wasserstoff direkt aus Wasser mittels Elektrolyse erzeugt (Gleichung (2.13)) bzw. aus Erdgas reformiert. In Verbindung mit regenerativen Energiequellen stellt die Elektrolyse eine saubere Erzeugung dar und im Verbund mit einer Brennstoffzelle kann der erzeugte Wasserstoff auch als Energiespeicher dienen. Der Wasserstoff kann dabei ähnlich wie die Druckluft beim CAES in großen Kavernen gespeichert werden [Crot3]. Wenn Wasserstoff anstatt Druckluft in den Kavernen unter Druck gespeichert wird, lässt sich im Vergleich daraus rund 60-mal mehr elektrische

Energie erzeugen, da Wasserstoff einen höheren Energieinhalt besitzt [VDE]. Für den Einsatz eignen sich vor allem große, stationäre BZ. Dies sind Hochtemperaturbrennstoffzellen, welche aus dem gespeicherten Wasserstoff wieder Wasser erzeugen (Gleichung (2.14)). Die dabei entstehende elektrische Energie kann direkt ins Netz eingespeist werden und die thermische Energie in ein Nahwärmenetz.

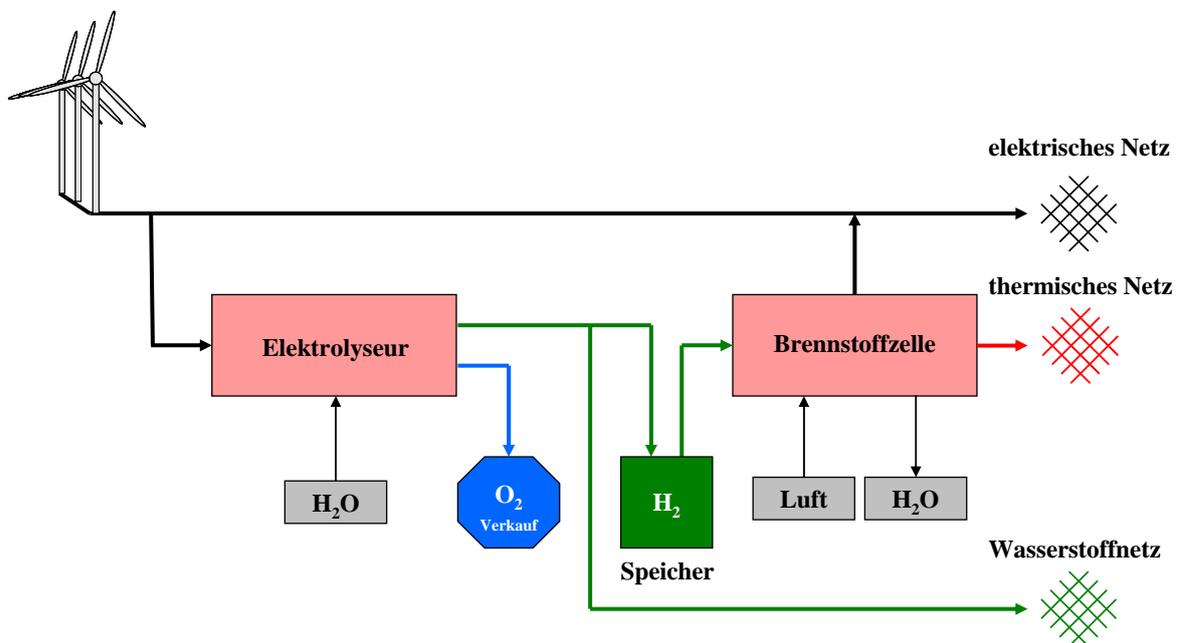


Bild 2.17 - Systembild mit Wasserstoffspeicher oder direktem Wasserstoffverkauf

Der Nachteil von Wasserstoffsystemen für die Speicherung elektrischer Energie ist der geringe elektrische Gesamtwirkungsgrad. Bei der Elektrolyse beträgt der Wirkungsgrad rund 60-70 % [VDE] und bei stationären Brennstoffzelle je nach Typ 35-60 % [Asmut]. Nimmt man noch die Verluste bei der Kompression des Wasserstoffes hinzu, liegt der elektrische Gesamtwirkungsgrad bei etwa 30 %. Unter Nutzung der Wärme erreicht der Gesamtwirkungsgrad der BZ immerhin bis zu 90 %. Ein weiterer Nachteil sind die geringen Lebensdauern der Membranen im Elektrolyseur und der BZ sowie eine lange Startzeit der Anlagen von bis zu einigen Stunden.

2.4.4 Weitere Typen von Energiespeichern

Pumpspeicherkraftwerke

Bei Pumpspeichern wird die potentielle Energie einer auf einem höheren Niveau befindlichen Wassermenge genutzt. Sofern kein natürlicher Zufluss existiert, muss zuerst Wasser aus einem unteren Becken (z.B. ein Fluss) über eine Turbine durch Rohre in ein Oberbecken gepumpt werden. Die elektrische Energie dafür wird aus dem Netz bezogen. Beim Entladen des Speichers fließt das angestaute Wasser zurück in das Unterbecken und treibt dabei einen mit einer Wasserturbine verbundenen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Diese Kraftwerke sind schnell einsatzbereit, erreichen hohe Leistungen und haben Wirkungsgrade bis 80 %. Allerdings können sie durch die benötigte Höhendifferenz und den Wasserbedarf nur an wenigen Orten errichtet werden.

Klassische Batteriespeicher

Hier handelt es sich um ausgereifte, schon seit längerem im Einsatz befindliche Systeme (Bleiakkumulator, Lithium-Ion-Akkumulator etc.). Sie sind meist preiswert und wartungsarm, haben jedoch schlechte Wirkungsgrade und geringe Zyklenzahlen. Zudem sind ihre Baugrößen meist auf mobile Anwendungen ausgelegt. Für stationäre Anwendungen müssen daher viele Einheiten zusammengeschlossen werden [Hauck].

Hochtemperaturbatterie

Derzeit gibt es zwei gängige Typen: Zum einen die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (Zebra-Batterie) und zum anderen die Natrium-Schwefel-Batterie (NaS) [Tamak]. Die Betriebstemperatur liegt bei zirka 300-350 °C, so dass das innen befindliche Elektrolyt flüssig ist. Diese Batterien haben eine hohe Energiedichte und kaum Selbstentladungen, allerdings muss die Betriebstemperatur immer aufrechterhalten werden. Sie werden sowohl in mobilen als auch stationären Anwendungen benutzt. In Verbindung mit einem Windpark existiert in Japan z.B. eine NaS-Batterie mit 34 MW und 240 MWh [Kamib].

Thermische Energiespeicher

Durch den Zubau regenerativer Erzeuger erleben diese Speicher eine Renaissance. Mit ihnen wird thermische Energie zwischengespeichert, um einen zeitversetzten Betrieb von Turbinen zu gewährleisten. Dies findet zum Beispiel bei Solarkraftwerken statt ([PitzP], [ITES]). Eine weitere Anwendung finden sie bei den zuvor genannten AA-CAES. Dort dienen sie dem Zwischenspeichern der Wärme der komprimierten Druckluft.

3 Entwicklung alternativer Vergütungsmodelle

Um eine Abkehr vom EEG zu erreichen und dem Windparkbetreiber neue und bessere Einnahmequellen zu bieten, werden im Folgenden bereits vorhandenen Vergütungsmöglichkeiten vorgestellt sowie alternative Varianten für die Zukunft entwickelt. Diese Arbeit entstand auf Grundlage des EEG von 2004, so dass darauf Bezug genommen wird.

3.1 Gegenwärtige Situation des Verkaufs regenerativ erzeugter Energie

3.1.1 Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz

Seit dem Inkrafttreten des Stromeinspeisegesetzes [SEG91] und der Erneuerbaren-Energie-Gesetze ([EEG00], [EEG04], [EEG09]) wird die ins Netz eingespeiste regenerative Energie mit einem jährlich fixen Betrag vergütet. Dieser richtet sich nach der Art der Anlage, dem Standort, der Leistung und anderen Parametern, die in den Gesetzen festgelegt sind. In Bild 3.1 sind die verschiedenen Bereiche für elektrische Energie aus unterschiedlichen Anlagentypen nach [EEG04] dargestellt. Den Erzeugungsanlagen wird oftmals für die ersten Betriebsjahre zusätzlich zur sicheren Grundvergütung eine Anfangsvergütung gezahlt, die nach einer gewissen durch die Gesetze festgelegten Zeitspanne entfällt. Im Bild sind die Vergütungsbereiche der einzelnen Anlagen abgebildet. Zu diesen Beträgen können je nach Anlagentyp noch weitere Bonuszahlungen kommen.

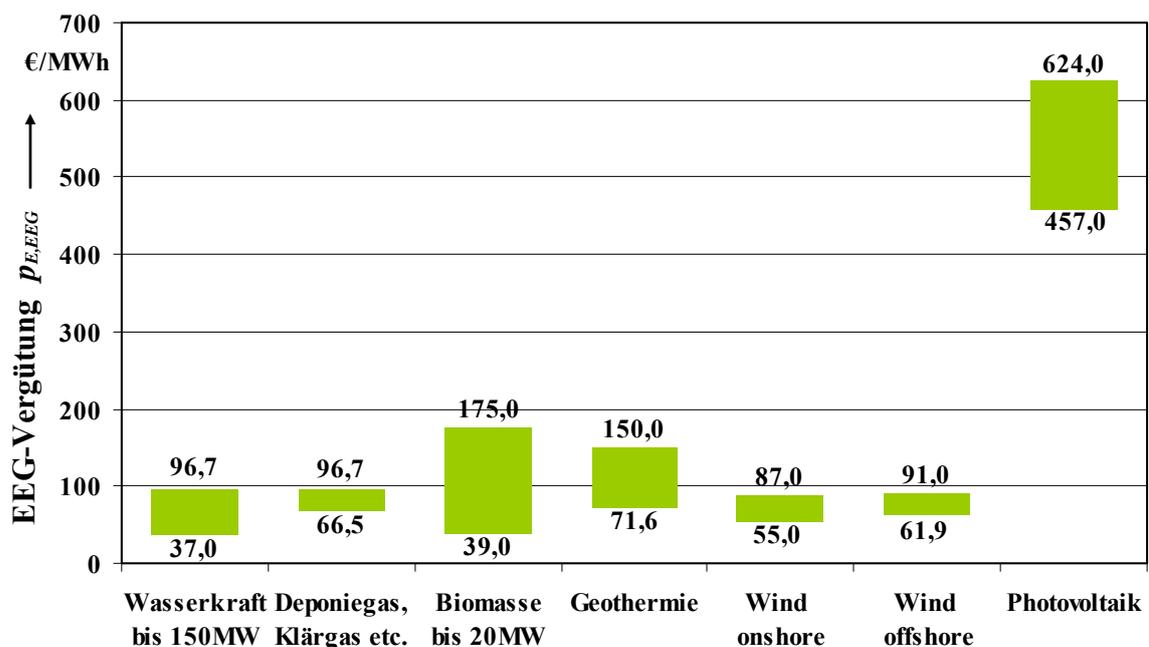


Bild 3.1 - Bereich der Vergütung elektrischer Energie verschiedener regenerativer Erzeuger [EEG04]

Ein Beispiel der Vergütung nach [EEG04] ist in Bild 3.2 für zwei Onshore-WEA mit unterschiedlichen Installationsjahren dargestellt. Bei der Windenergie gibt es für die ersten fünf Betriebsjahre eine zusätzlich Anfangsvergütung, wenn die Anlage mehr als 150 % der Energie einer Referenzanlage am gleichen Standort erzeugt. Die Grundvergütung fällt ab dem Jahr 2005 jährlich um 2 %. Nach 20 Jahren läuft die EEG-Vergütung aus. Spätestens danach muss der WEA-Betreiber eine andere Vergütungsquelle für seine erzeugte Energie finden. Damit soll ein wirtschaftlicher Anreiz gegeben werden, die Anlagen schnell zu errichten und den Anlagenpark technisch weiterzuentwickeln. Für Offshore-WEA gelten ähnliche Regelungen.

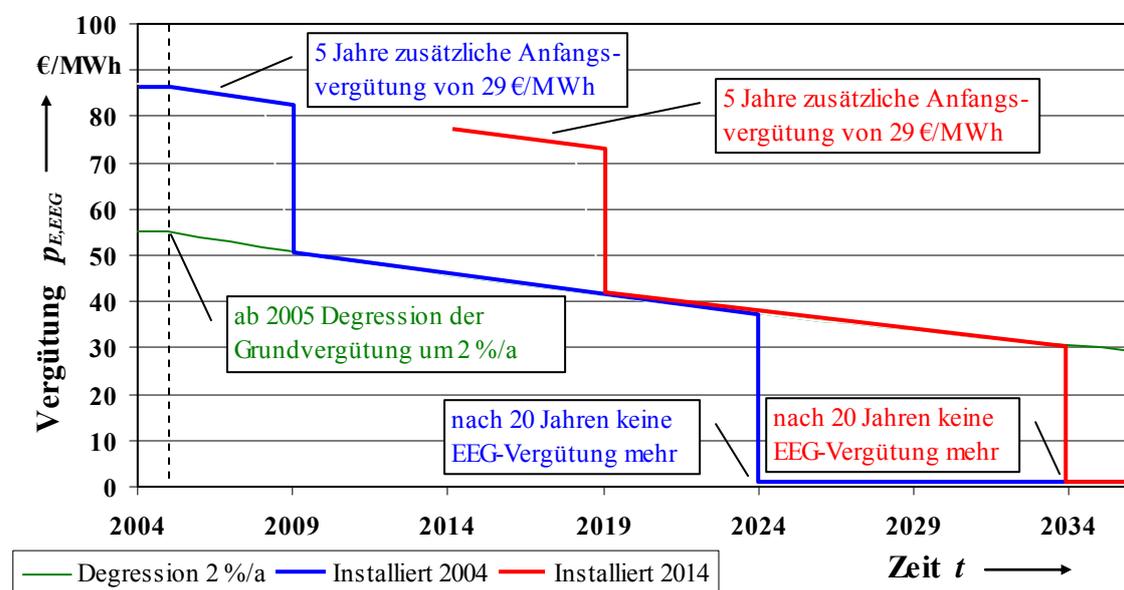


Bild 3.2 - Vergleich der Vergütung nach [EEG04] für eine im Jahr 2004 und 2014 an Land installierte WEA

Betreiber von WEA bekommen einen fixen Betrag, wenn sie ihre erzeugte Energie über das EEG vergüten lassen. Dabei ist es egal, zu welcher Tageszeit die Anlage die Energie einspeist und mit welcher Leistung - der Vergütungssatz bleibt während des Tages immer konstant. Aufgrund der Tatsache, dass die regenerativ erzeugte Energie vorrangig ins Netz eingespeist wird und Anlagen bisher auch nicht zur Netzbetriebsführung beitragen mussten, stellt das EEG für die Betreiber somit eine sichere Basis für den Verkauf der erzeugten Energie dar. Wie aus Bild 3.2 jedoch hervorgeht, sinken die Erlöse kontinuierlich, so dass irgendwann der Punkt erreicht ist, an dem der Verkauf der Energie zum Beispiel an einem Energiemarkt für den Betreiber lukrativer wird als die EEG-Vergütung. Das wird zusätzlich unterstützt durch den Fakt, dass die Kosten für eine mit einer WEA erzeugten Megawattstunde in Zukunft durch bessere Anlagen und geringere Investitions-

kosten fallen werden. Im Gegensatz dazu werden die Kosten für Energie aus konventionellen Kraftwerken aufgrund von z.B. höheren Brennstoffpreisen steigen. Dadurch wird es irgendwann zu einem Schnittpunkt der beiden Erzeugungskosten kommen.

Die EEG-Vergütung der eingespeisten Energie übernimmt der Netzbetreiber. Die Kosten dafür werden letztendlich bis zum Endverbraucher durchgereicht, da sie Teil des Strompreises sind. Derzeit liegt der gesamte EEG-Anteil am Strompreis bei etwa 1 ct/kWh. Über diesen Wälzungsmechanismus wird nicht nur der finanzielle Ausgleich geregelt, sondern auch die Aufteilung der erzeugten EEG-Energie. Sie wird deutschlandweit auf alle ÜNB verteilt. Die ÜNB wiederum liefern daraufhin ein festgelegtes Energieband aus dem monatlichen Mittelwert der bundesweiten EEG-Einspeisung an die EVU [Sensf].

3.1.2 Direktvermarktung

In §17 [EEG09] wird den Betreibern die Möglichkeit gegeben, ihre regenerativ erzeugte Energie nicht über das EEG vergüten zu lassen, sondern anderweitig zu verkaufen. Die Betreiber müssen dann einen Kalendermonat lang die gesamte erzeugte Energie (bzw. einen vorher bestimmten Prozentsatz) über die gewählte Variante verkaufen und die Wahl mindestens einen Monat vorher beim Netzbetreiber anzeigen. Dies ist einfach, sofern es sich um steuerbare Erzeugungsanlagen (z.B. Biogasanlagen) handelt. Sind es aber Anlagen mit fluktuierender Einspeisung (z.B. Wind- und Solarenergie), gestaltet sich die Teilnahme schwierig, da es problematisch ist, genaue Prognosen über die in einem Monat erzeugte Energie anzufertigen. Im ersten Halbjahr 2009 wurden daher im Mittel monatlich nur 8 MW (bzw. 0,035 %) der installierten Windleistung direkt vermarktet [BDEW]. Zudem muss beachtet werden, dass Strom aus EE gemäß §56 dem Doppelvermarktungsverbot unterliegt, so dass die erzeugte Energie nicht an mehrere Parteien verkauft werden darf.

Das Doppelvermarktungsgebot existiert auch im EEG von 2004 (§18 [EEG04]), aber es ist noch keine Direktvermarktung vorgesehen. Hier können jedoch die Betreiber von einem Anschluss der Anlagen nach dem EEG absehen und mit dem Netzbetreiber andere Optionen vereinbaren (§4, Abs. 1 [EEG04]). Eine Teilvergütung nach dem EEG ist dann jedoch nicht mehr möglich.

3.2 Alternative Vergütungsmodelle

In den folgenden Abschnitten sollen Möglichkeiten aufgezeigt werden, wie sich Windenergie im liberalisierten Markt positionieren kann und inwieweit die Abkehr von der EEG-Vergütung möglich ist [Völl3]. Einige Varianten existieren derzeit schon für

konventionelle Kraftwerke, können aber auch auf WEA oder andere regenerative Erzeuger angewandt werden. Dazu ist es vielfach nötig, einen Speicher zu verwenden, damit sich technische sowie vertragliche Anforderungen erfüllen lassen. Das Ziel ist dabei, die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu steigern und somit dem Betreiber ein höheres Betriebsergebnis zu ermöglichen. Zudem können sich dadurch auch wirtschaftliche Vorteile für den Endverbraucher oder Netzbetreiber ergeben. Außerhalb Deutschlands existieren ähnliche Modelle wie das EEG, sie werden hier jedoch nicht einbezogen [Krüge].

3.2.1 Modifizierte EEG-Vergütung

Die einfachste Möglichkeit der Änderung der derzeitigen EEG-Vergütung ist die Änderung der Vergütungsmethodik selbst. Dazu kann man zum Beispiel die Vergütung derart gestalten, dass sich die Höhe entsprechend des täglichen Lastverlaufs wie in Bild 1.6 verhält. Dadurch wäre eine konstante Vergütung über den Tag aufgeteilt in beispielsweise zwei bis drei Tarifzeiten, die ein Maximum zur Mittagslastspitze und ein Minimum in den Nachtzeiten haben. Würde man über den Tag eine konstante Leistung einspeisen, dann ergibt sich ein Vergütungsdurchschnitt wie bei einer festen Vergütung. Dieses Modell bevorzugt somit Erzeugungsanlagen, die ihre Produktion steuern können (z.B. Biogasanlagen, geothermische Kraftwerke) und tagsüber bei hohen Vergütungen bevorzugt Energie ins Netz einspeisen. Auch Solaranlagen würden von diesem Modell profitieren, da sie bedingt durch die Sonneneinstrahlung mittags ihre Spitzeneinspeisung haben. Windenergieanlagen haben demgegenüber eine schwankende Einspeisung über den Tag, so dass sie von diesem Modell keinen Vorteil hätten. Dazu müsste etwa zusätzlich ein Speicher integriert werden, der die Windenergie in der Nacht bei niedrigen Vergütungen einspeichert und tagsüber bei hohen Vergütungen wieder entlädt.

3.2.2 Fahrplanenergie

Unter Fahrplanenergie versteht man die Lieferung einer konstanten Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitbereichs. Dabei sind die Höhe und die Zeitdauer abhängig vom jeweiligen Vertrag. Beim Fahrplanmanagement müssen die Kraftwerksbetreiber dem ÜNB einen Fahrplan der Kraftwerke im 15-Minuten-Raster vorlegen [SNZV]. An der Energiebörse ist die kleinste Handelseinheit eine Stunde, im Regelleistungsmarkt vier Stunden. Jede Anlage, auch regenerative, müssen innerhalb dieser Zeitspanne ihre am Markt verkaufte Leistung konstant halten können ([EEX1], [TC07]). Physikalisch ist dies durch das Anfahrverhalten der Anlagen nicht immer möglich, so dass meist nur die mittlere Leistung oder eine Energiemenge in der Zeit eingehalten werden muss.

Regelbare Erzeugungsanlagen können somit ohne Probleme Fahrplanenergie liefern, aber fluktuierende Erzeuger wie WEA haben das Problem, dass sie maximal die Leistung bereitstellen können, die der minimalen Windleistung innerhalb der Lieferzeit entspricht (Bild 3.3). Ansonsten laufen sie Gefahr, dass sie die geforderte Leistung und Energiemenge nicht erbringen können. Dabei ist jedoch noch nicht berücksichtigt, dass es aufgrund von fehlerhaften Windprognosen zu Abweichungen bezüglich der angenommenen (und somit verkauften) Leistungshöhe und der am Liefertag tatsächlich maximal möglichen Leistung kommen kann. Falls die erzeugte Windleistung oberhalb der verkauften Lieferleistung liegt, dann muss diese gedrosselt werden und ist somit verloren. Liegt die Windleistung darunter, dann ist dies ein Vertragsbruch der mit Strafen (Geldbußen, Ausschluss vom Handel etc.) geahndet wird oder der WEA-Betreiber muss teure Ausgleichsenergie einkaufen. Abhilfe kann hier ein Energiespeicher bringen, der auftretende Differenzen durch Windfluktuationen ausgleicht. Zusätzlich kann der Speicher die Lieferleistung erhöhen, indem zum Beispiel der Mittelwert und nicht mehr nur der Minimalwert der Windleistung innerhalb des Zeitintervalls benutzt wird (Bild 3.3).

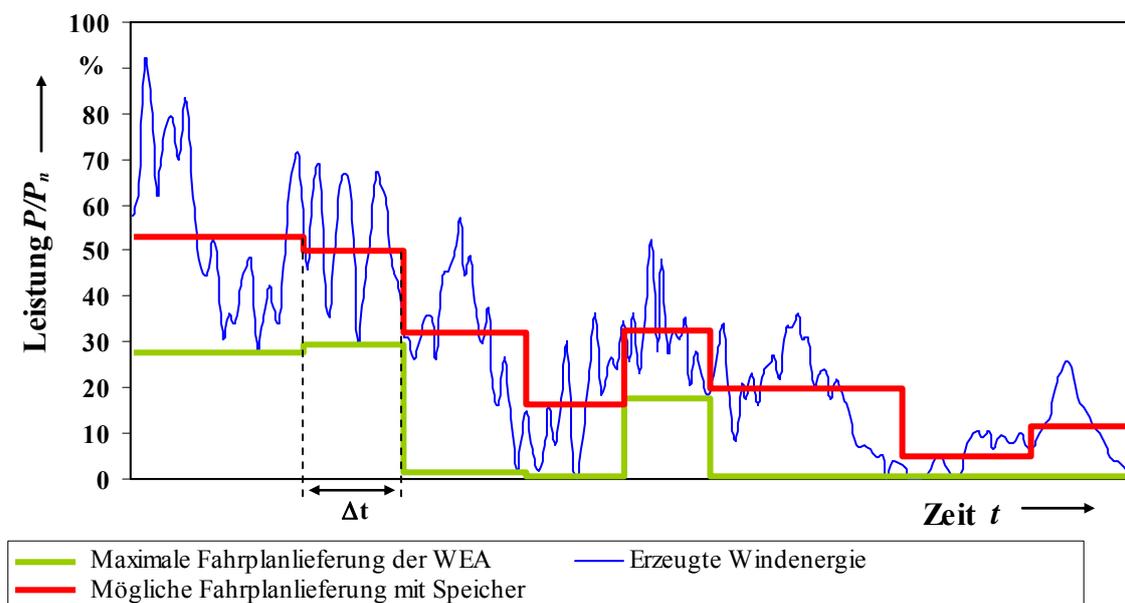


Bild 3.3 - Leistung der Fahrplanlieferung von Windenergieanlagen mit und ohne Energiespeicher

Die Vergütung einer gelieferten Fahrplanenergie im Gegensatz zu einer fluktuierenden Einspeisung könnte höher sein, da sie für die Netzbetreiber Vorteile bringt (weniger Regelleistungsbedarf, gleichmäßige Lastflüsse etc.) und somit mit einem Bonus bedacht werden kann. Wichtiger als diese Verkaufsalternative ist aber die Teilnahme an bestehenden Energiemärkten, in denen die Lieferung in einem Fahrplan unabdingbar ist.

3.2.3 Energiebörse

In Europa gibt es verschiedene Börsen, an denen ein Teil der elektrischen Energie gehandelt wird. In Deutschland ist dies die »European Energy Exchange« (EEX), an der derzeit etwa 150 Teilnehmer aus ganz Europa handeln.

European Energy Exchange

Die Geschäfte an der EEX teilen sich in verschiedene Zeitspannen auf, in denen mit elektrischer Energie gehandelt werden kann:

- Intraday (fortlaufender Handel bis 75 Minuten vor der physikalischen Lieferung)
- Day-ahead (Handel für den nächsten Tag)
- Terminmarkt (Handel für die nächsten Monate, Quartale oder Jahre)

Im weiteren Verlauf soll dazu nur der Handel am Day-ahead-Markt betrachtet werden, da die Modellierung einen Intraday-Handel nicht vorsieht und Handel mit Windenergie am Terminmarkt derzeit nicht sinnvoll erscheint. Die notwendigen Bedingungen für den Day-ahead-Handel sind in Tabelle 3.1 aufgezeigt. Die gelisteten technischen Mindestanforderungen müssen durch die Anlagen erfüllt und Fahrplanenergie geliefert werden können.

	Day-ahead-Handel
Mindestlieferleistung	0,1 MW (konstante Leistung)
Mindestlieferdauer	1 h (beginnend zur jeweils vollen Stunde)
Abgabefrist Gebote	bis spätestens 12:00 Uhr am Vortag der Lieferung
Preisbildung	Market Clearing Preis

Tabelle 3.1 - Übersicht der Handelsbedingungen für den Day-ahead-Handel an der EEX ([EEX1-3])

Preisbildung an der EEX

Bei der Preisbildung an der EEX werden die Gebote von Verkauf und Kauf gesammelt und dann miteinander verglichen. Dabei werden für jeden Stundenblock die Gebote solange gegenübergestellt, bis die gehandelte Energiebilanz unter Beachtung der angegebenen Preislimits ausgeglichen ist. Ist die Bilanz erreicht, findet sich für diese Stunde ein Preis, bei der die Nachfragekurve durch die Angebotskurve gedeckt ist. Der Preis steht dann für das teuerste Lieferangebot, das die Nachfrage gedeckt hat und wird Market Clearing Preis

(MCP) genannt. Dieser Preis wird an alle Energielieferanten gezahlt, auch wenn sie die Energie in dieser Stunde zu einem niedrigeren Preis angeboten haben [EEX3].

Die an der Börse erzielten MCP, auch Stundenpreise genannt, folgen dem Verlauf des täglichen Lastganges wie in Bild 1.6 - sie sind in der Nacht niedrig und in der Mittagszeit hoch. Der Preis hängt jedoch auch von anderen Einflussfaktoren ab, wie etwa von (geplanten) Kraftwerksabschaltungen, Brennstoffpreisen oder der Temperatur. Die in den Jahren 2002 bis 2008 durchschnittlich erreichten Stundenpreise sind in Bild 3.4 aufgetragen. Man kann erkennen, dass diese tendenziell einen steigenden Verlauf haben. Für zukünftige Börsenpreise wurden viele Studien angefertigt, die jedoch hohe Preisspannen aufweisen, wie man im Bild erkennen kann. Zum Teil sind die aufgestellten Preisannahmen schon überschritten, wodurch deutlich wird, wie schlecht sich die Preisentwicklung an der Börse sicher voraussagen lässt. Die durchschnittlichen Jahrespreise lagen zum Teil schon höher als die minimalen Vergütungen für WEA, so dass sich ein Energiehandel für Anlagenbetreiber durchaus lohnen kann. Während der betrachteten Jahre waren mitunter Preise von über 2400 €/MWh zu erzielen, was jedoch eher die Ausnahme darstellt.

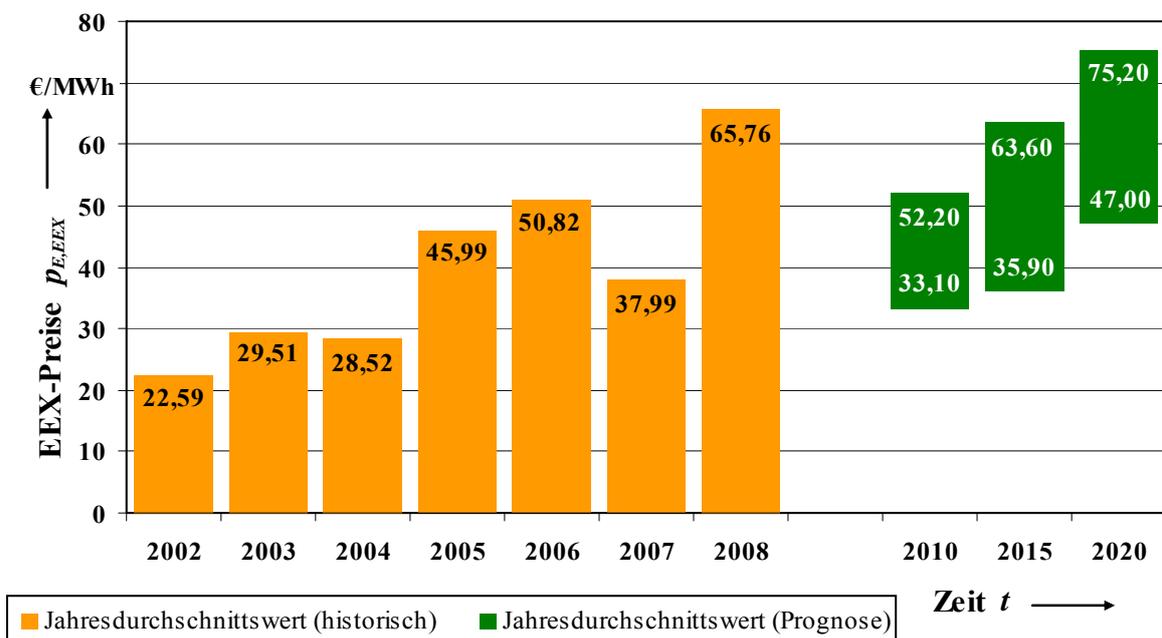


Bild 3.4 - Historische und prognostizierte Jahresdurchschnittspreise an der EEX für den Day-ahead-Handel mit elektrische Energie (nach [EEX4], [EWI], [DENA] und [BMU1])

Mit einem Speicher kann der Betreiber die Windenergie gezielt bei niedrigen Preisen speichern und bei hohen verkaufen. Daneben kann er selbst Energie an der EEX kaufen und später verkaufen (Stromveredelung), was auch bei Windstille funktioniert.

3.2.4 Gleitende Prämie

Eine neue Idee ist das Modell der »Gleitenden Prämie« mit einer Verknüpfung aus Börsenpreisen, EEG und einer ausgleichenden Prämie. Dabei wird ein Marktpreisindikator herangezogen, der sich etwa aus dem Mittelwert der täglichen Stundenwerte der Börse ergibt [Sensf]. Mit einem Profilmfaktor für die jeweilige Art der regenerativen Erzeugungsanlage versehen wird dieser multipliziert und der Differenzbetrag zur ursprünglichen EEG-Vergütung dieser Anlage wird mit einer Prämie ausgeglichen (Bild 3.5). Daraus ergibt sich die Möglichkeit, die Menge der über das EEG vergüteten Energie zu senken und somit auch die gesamten EEG-Kosten, da nur noch anteilig eine Prämie gezahlt werden muss. Liegt der Marktpreis oberhalb der eigentlichen EEG-Vergütung, ist dies eine zusätzliche Einnahme, die den späteren Deckungsbeitrag des Anlagenbetreibers erhöht.

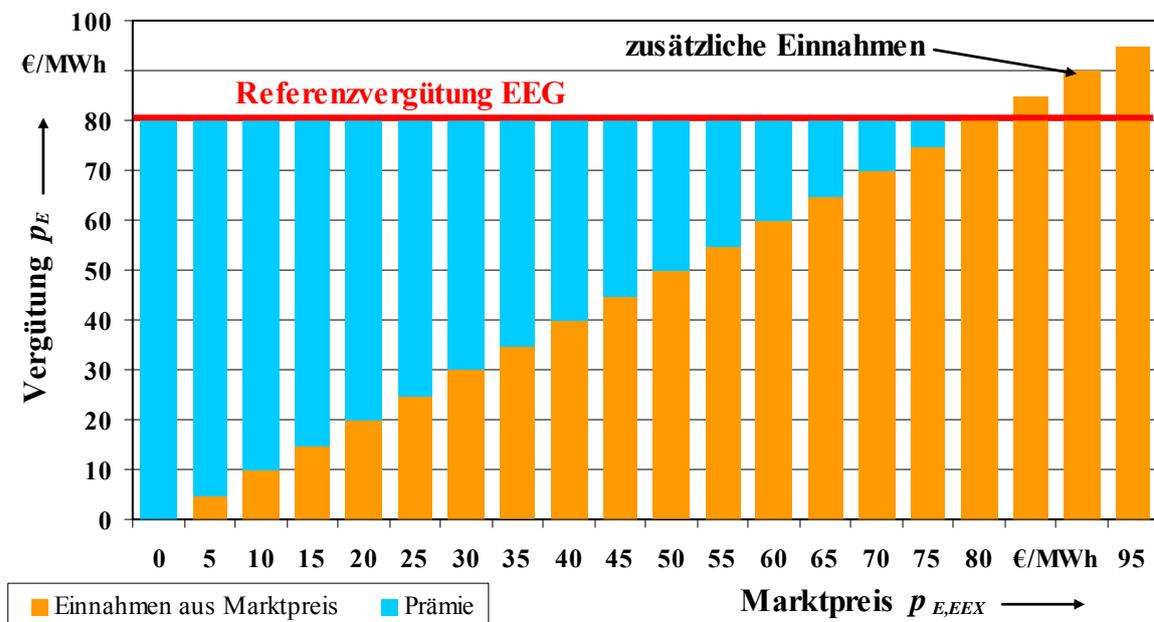


Bild 3.5 - Vergütung nach dem Modell der Gleitenden Prämie (nach [Sensf])

3.2.5 Regelleistungsmarkt

In Kapitel 2.2.3 wurde erläutert, wie Windenergieanlagen Regelleistung liefern können. Dies hat nicht nur technische Vorteile für die Netzbetriebsführung, sondern auch wirtschaftliche - sowohl für den WEA-Betreiber durch mögliche Mehreinnahmen als auch für die Netzbetreiber durch Einsparungen beim Regelleistungsbezug und somit letztendlich für den Endverbraucher, da diese Kosten auf den Strompreis umgelegt werden. Seit Dezember 2006 wird die benötigte Regelleistung für Deutschland auf einer Internetplattform ausgeschrieben [RLnet]. Für das Jahr 2008 ergaben sich die in Bild 3.6a und 3.6b darge-

stellten Preise für die Minutenreserve (MR). Für die Bereitstellung der MR erhielten die Kraftwerke im Durchschnitt einen Leistungspreis von 11 €/MW für negative MR und das Doppelte für positive MR. Im betrachteten Jahr wurden aber auch Preise bis zu 3000 €/MW erreicht. Dabei war die positive Minutenreserve teurer als die negative. Dies spiegelt sich besonders in den Arbeitspreisen wider, bei denen der Unterschied um ein Vielfaches höher war. Ein Punkt, weshalb die positiven Preise teurer sind, resultiert daraus, dass für die angedrosselte Fahrweise eines Kraftwerkes mehr Brennstoff benötigt wird und auch ein suboptimaler Arbeitspunkt gewählt werden muss [Wulff].

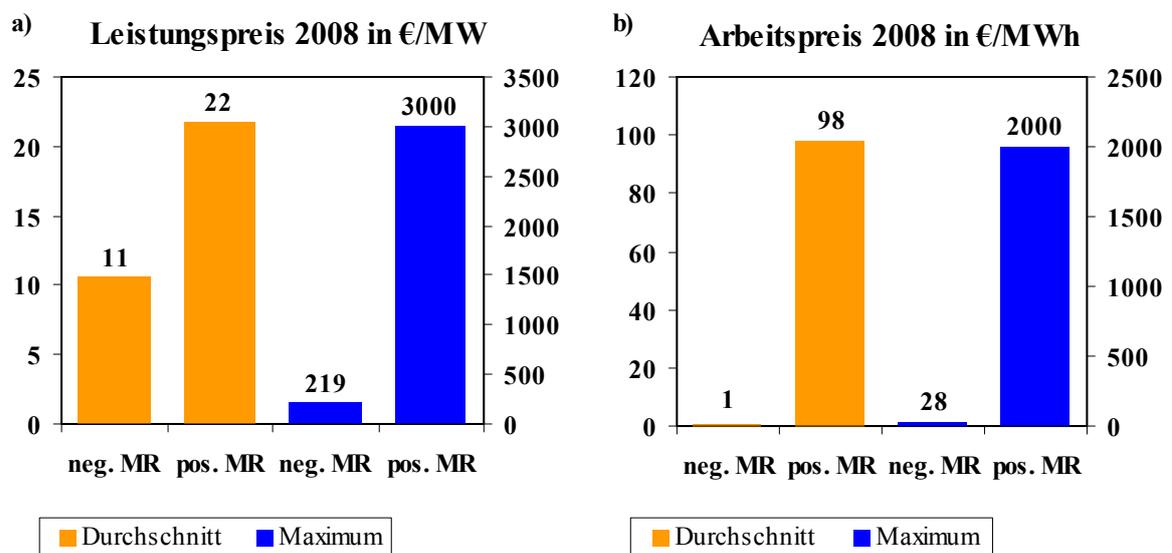


Bild 3.6 - Leistungs- und Arbeitspreise für positive und negative Minutenreserve in 2008 [RLnet]

Entgegen dem vorliegenden Preisunterschied stellt sich jedoch vor allem die negative Minutenreserve für WEA-Betreiber als interessantere Variante dar. Bei der Bereitstellung positiver MR muss die WEA gedrosselt gefahren werden, damit sie bei Bedarf mehr Energie ins Netz einspeisen kann. Solange die Regelernergie nicht abgerufen wird, geht der Anteil der sonst eingespeisten Energie verloren. Die Anzahl der Abrufe der MR ist jedoch sehr gering. Sie lag im ersten Halbjahr 2006 in Deutschland zwischen 0 % bis 3,4 % bei negativer und 0,2 % bis 4,9 % bei positiver MR [vRoos]. Somit würde ein Großteil der Energie und dadurch auch Erlöse aus dem Arbeitspreis (AP) fehlen und für die Teilnahme wäre vornehmlich der Leistungspreis (LP) ausschlaggebend. Gleiches gilt auch für die negative MR, jedoch ergibt sich hier ein entscheidender Vorteil: Solange die vorgehaltene negative MR nicht abgerufen wird, läuft die WEA auf ihrer momentanen Leistungshöhe weiter und kann die Energie anderweitig verkaufen oder in einen Speicher laden (Bild 3.7). Diese andere Verkaufsalternative darf dann allerdings keine vertraglich festgelegten

Energiemengen verlangen, weil es trotzdem zu Abrufen der MR kommen kann. Hier könnte die Einspeisung der nicht abgerufenen Energie nach dem EEG eine Möglichkeit darstellen. Da bei der MR eine Leistung vorgehalten und vergütet wird und im Fall einer Lieferung der ungedrosselten Energie über das EEG die Energie vergütet wird, ist dies auch keine Verletzung des Doppelvermarktungsverbots §18 [EEG04], da sich dies nur auf den mehrmaligen Verkauf von »Strom aus Erneuerbaren Energien« bezieht. Für den Fall, dass die negative MR abgerufen wird, wird diese natürlich nicht mehr nach dem EEG vergütet, sondern mit dem jeweiligen Arbeitspreis.

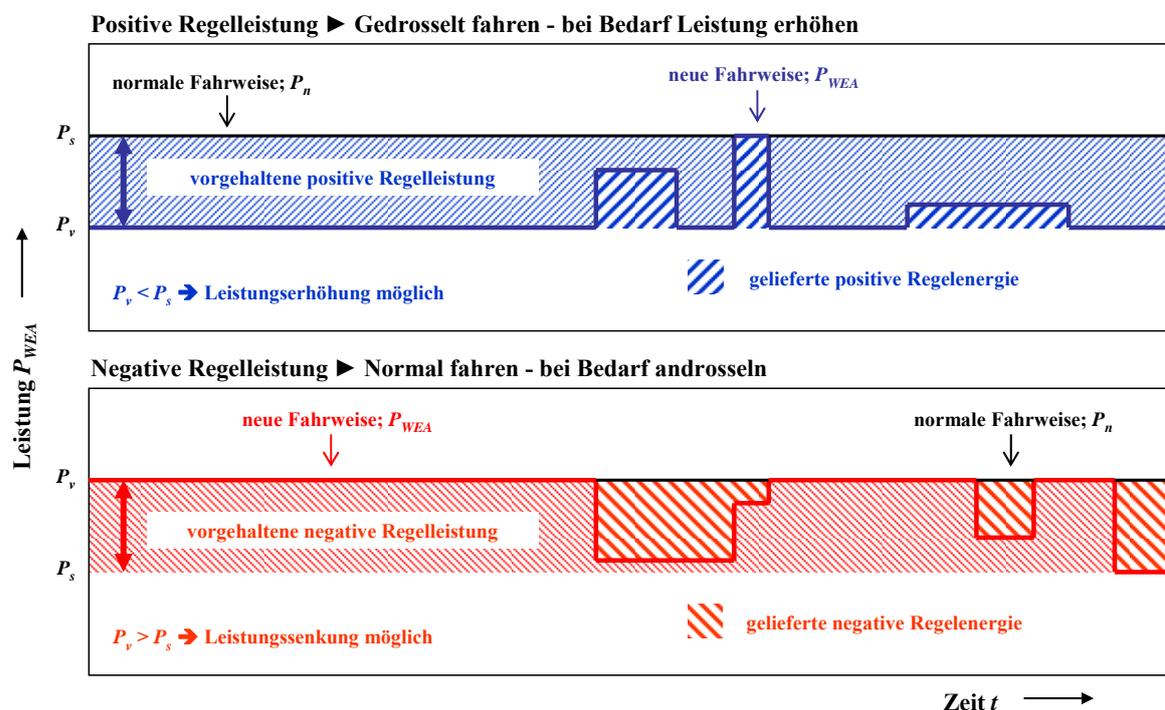


Bild 3.7 - Verlauf der Minutenreservebereitstellung und -lieferung durch eine Windenergieanlage

Hierdurch ergibt sich für den WEA-Betreiber die Möglichkeit, zusätzlich zum Leistungspreis der negativen Minutenreserve auch noch die nicht gedrosselte Energie weiterzuverkaufen. Dadurch bietet sich dem Betreiber bei der Teilnahme an der negativen Minutenreserve eine zusätzliche Einnahmequelle, denn die Zahl der Abrufe (und somit die Vergütung der Energie mit einem niedrigen Arbeitspreis) ist bisher sehr gering. Alternativ kann er die vorgehaltene Energie aus der Bereitstellung auch in einen Speicher laden, sofern dieser integriert ist. Diese Energie kann er dann zu einem späteren Zeitpunkt verkaufen. Des Weiteren kann ein Speicher auch selbst dazu genutzt werden, negative Regelenergie (Speicher nimmt Energie auf und wird geladen) bzw. positive Regelenergie (Speicher wird entladen) zu liefern [VDE].

3.2.6 Wasserstoffmarkt

Wasserstoff wird heute vor allem aus fossilen Brennstoffen hergestellt (z.B. Dampfreformierung, Kværner-Verfahren) oder entsteht als Nebenprodukt in der chemischen Industrie. Einige dieser Methoden scheiden bei der Wasserstoffherstellung jedoch CO₂ aus und somit tragen sie zur globalen Erwärmung bei. Eine Möglichkeit der umweltfreundlichen Erzeugung ist durch die Elektrolyse von Wasser gegeben, wenn die dafür benötigte Energie aus regenerativen Quellen kommt. Somit kann die erzeugte elektrische Energie aus WEA ganz oder teilweise dazu genutzt werden, mit einem Elektrolyseur Wasserstoff zu erzeugen und diesen nicht als Speichermedium zu nutzen, sondern direkt an einem Markt zu verkaufen (siehe Bild 2.17) [Korpå]. Momentan gibt es noch keinen ausgeprägten Wasserstoffmarkt, doch steigt der Bedarf bei einem Anstieg von mit Wasserstoff betriebenen Kraftfahrzeugen oder bei Ausbau eines Wasserstoffnetzes. Den Wasserstoff kann man dann zum Beispiel in stationären Gasturbinen nutzen und elektrische Energie erzeugen oder anderweitig als Brennstoff einsetzen. Das vor dem Erdgas in Haushalten benutzte Stadtgas bestand zu 50 % aus Wasserstoff, so dass eine (teilweise) Umstellung der Erdgassysteme vorstellbar ist. Hierbei stellt sich allerdings noch der Transport des Wasserstoffes als Problem dar, da die Erdgaspipelines nicht für so hohe Drücke ausgelegt sind, wie es für einen wirtschaftlichen Transport von Wasserstoff nötig wäre [ECSFP].

3.2.7 Weitere Vergütungsvarianten und Verdienstmöglichkeiten

Neben den zuvor beschriebenen Vergütungsvarianten gibt es weitere Möglichkeiten, die erzeugte Energie bzw. die Anlagen (WEA und/oder Speicher) in den Markt zu integrieren und dadurch Mehreinnahmen zu erzielen, die den Deckungsbeitrag des Betreibers steigern:

- Teilnahme am Netzengpassmanagement

Eine Möglichkeit einen Netzengpass zu beseitigen ist der Eingriff in das Erzeugermanagement ([EnWG], [TC07]). Der ÜNB kann als letzte Maßnahme die vorher angemeldeten Fahrpläne der Kraftwerke und Händler ändern, wenn durch sie ein Engpass entstehen würde (»Redispatch«). Dies kann auch das Abschalten von WEA bedeuten ([EEG04], [EEG09]). In diesem Fall muss der ÜNB dem WEA-Betreiber die volle EEG-Vergütung zahlen, die ihm durch die Abschaltung/Drosselung der Anlage verloren geht. Alternativ ergibt sich mit einem Speicher die Möglichkeit, diese Energie zu speichern und später ins Netz einzuspeisen. Der Speicherbetreiber kann zudem dem ÜNB die Dienstleistung anbieten, am Netzengpassmanagement teilzunehmen. Dadurch wird es für den ÜNB möglich, Abschaltungen zu vermeiden, indem im Netz verteilte Speicher benutzt werden, um die Leitungen zu entlasten. In beiden

Fällen zahlt der ÜNB dem Betreiber einen finanziellen Ausgleich, was jedoch günstiger sein kann als die Kosten der anderen Maßnahmen, so dass beide davon profitieren.

- Teilnahme an einem Blindleistungsmarkt

Sowohl Speicher als auch WEA können Blindleistung ins Netz liefern. Der ÜNB kann die benötigte Leistung bei dem günstigsten Anbieter einkaufen. Dies können z.B. WEA sein, die außerdem den Vorteil haben, dass sie verteilt im Netz angeschlossen sind und somit die Blindleistung vor Ort erzeugen. Dadurch wird die Errichtung von Blindleistungskompensationsanlagen durch den ÜNB im Netz reduziert und der Transport von Blindleistung durch das Netz vermieden. Ferner können WEA über ihre Wechselrichter und Filter auch im Stillstand Blindleistung liefern [AlAw1].

- Vermietung von Speicherkapazität

Der Betreiber des Speichers kann einen Teil der Speicherkapazität (bzw. den ungenutzten Teil den er für seinen Einsatz nicht benötigt) vermieten. Durch die Mieteinnahmen hat er eine sichere Einnahmequelle. Zudem kann er dadurch von vornherein einen größeren Speicher errichten, dessen spezifische Investitionskosten eventuell niedriger sind als die eines kleineren.

3.2.8 Fördermöglichkeiten

Derzeit gibt es noch keine staatliche Förderung für den Einsatz von Speichern bzw. den Verkauf von Windenergie am Markt. Eine solche Förderung könnte daher eine »Starthilfe« für die Marktintegration sein. Dies wären zum Beispiel Förderungskapital (Investitionszuschüsse, günstige Kredite, Steuererleichterung etc.) bei der Errichtung von regenerativen Anlagen und Speichern oder etwa die Übertragung von Emissionszertifikaten auf WEA, die deren Betreiber zusätzlich zur Energie verkaufen kann.

In dieser Arbeit wird das entwickelte Fördermodell »Vermiedenes EEG« verwendet: Für jede eingespeiste Energiemenge die nicht über das EEG vergütet wird, gibt es einen finanziellen Zuschuss. Das heißt, verkauft der Betreiber die Windenergie am Markt und nicht über das EEG, erhält er zusätzlich zum Marktpreis noch einen fixen Betrag. Dieses »Vermiedene EEG« soll als Anreiz dienen, die Risiken einer Marktteilnahme von WEA zu mindern. Sobald sie sich erfolgreich im Markt integriert haben, kann die Förderung ganz entfallen oder reduziert werden. Wer die Förderung zahlt (Subvention vom Staat oder anteilmäßig über den Strompreis), ist für die Betrachtung in dieser Arbeit nicht relevant.

4 Betriebsführung von Windenergieanlagen und Speichern im Energiemarkt als Optimierungsproblem

4.1 Optimierungsproblem

4.1.1 Notwendigkeit einer Optimierung

In dieser Arbeit wird die Integration von Windenergieanlagen und Speichern in den Energiemarkt untersucht. Die Windenergie wird dabei am Markt verkauft (z.B. EEG oder EEX) bzw. es wird Regelleistung bereitgestellt und geliefert. Dabei werden die WEA von einem Speicher unterstützt. Die Entscheidung, an welchem Markt die Energie verkauft wird, ist durch die vielen technischen Restriktionen (z.B. eingespeiste Leistung, Mindestlieferzeiten) und wirtschaftlichen Faktoren (verschiedene Preise) nicht mehr trivial zu lösen. Zur Berechnung der komplexen Aufgabenstellung bedarf es eines Optimierungsverfahrens, mit dem sich der Deckungsbeitrag des Systems maximieren lässt, aber bei dem gleichzeitig eine technisch möglich Betriebsführung der Anlagen realisiert ist.

4.1.2 Zeithorizont der Einsatzoptimierung

Um Einflussfaktoren mit dynamischem Charakter zu minimieren (Windgeschwindigkeit, Börsenpreis etc.), wird die wirtschaftliche Gesamtbewertung auf Basis eines Jahresergebnisses vollzogen. Dabei sind die unterschiedlichen Einflüsse auf die Berechnung aufgrund der Jahreszeiten (z.B. Windgeschwindigkeit Sommer/Herbst, Börsenpreis Sommer/Winter) mit einbezogen und es ergibt sich so ein ausgewogeneres Ergebnis gegenüber kürzeren Betrachtungszeiträumen. Es wird jedoch vermieden, die Berechnung direkt als eine 1-Jahres-Rechnung mit einer mittelfristigen Einsatzoptimierung durchzuführen, da es aufgrund der notwendigen Komprimierung der Eingangsdatensätze zu abweichenden Ergebnissen führen kann. Hierbei werden die einzelnen Wochentage und Sonnabende sowie die Sonn- und Feiertage eines Jahres zu charakteristischen Tagen zusammengefasst. Die Beteiligung an einer Energiebörse würde dann nicht mehr exakt im 1-Stunden-Intervall stattfinden, sondern über entsprechende Zusammenfassungen der gehandelten Mengen und Preise. Deshalb wird für jeden Tag des Jahres eine kurzfristige Einsatzoptimierung ausgeführt, die in einem 15-Minuten-Intervall hinreichend genau den Energiehandel und die Windenergieeinspeisung abbilden kann. Die Ergebnisse fließen in die Berechnung des darauf folgenden Tages ein, so dass ein kontinuierlicher Optimierungsverlauf gegeben ist. Jede einzelne Tagesoptimierung wird am Ende ausgewertet und zu einem Jahresergebnis zusammengeführt. Für die durchzuführende Optimierung wird in dieser Arbeit die Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung ausgewählt.

4.1.3 Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung

Die Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung (GGLP) basiert grundlegend auf der Linearen Programmierung [Dantz]. Die GGLP hat jedoch die Einschränkung, dass alle bzw. ein Teil der verwendeten Variablen nur ganzzahlige Werte annehmen dürfen und nicht wie bei der Linearen Programmierung beliebige reelle Werte. Bei der Einsatzoptimierung von Erzeugungsanlagen und der Abbildung von Energiemärkten existieren solche ganzzahligen und im Besonderen auch binären Variablen (Ein-/Ausschaltbedingungen), so dass eine GGLP angewendet werden muss, die diese Beschränkungen mit beachtet.

Die Zielfunktion ZF in Gleichung (4.1) beschreibt die Maximierung des Deckungsbeitrages im gesamten Betrachtungszeitraum aus den Erlösen E und Kosten K des Systems. Dabei wird die Summe über jedes modellierte Element i und jedes Zeitintervall z im Betrachtungszeitraum gebildet. Die Optimierungsvariable x kann dabei binär ($x = 0, x = 1$) oder kontinuierlich ($0 \leq x \leq 1$) sein, wobei durch die Wahl geeigneter Koeffizienten der Wertebereich von x auf 0 bis 1 normiert wird.

$$ZF = \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^Z (E_{i,z} - K_{i,z}) \cdot x_{i,z} \xrightarrow{!} \max \quad (4.1)$$

Weiterhin gilt, dass die aufgestellten Nebenbedingungen eingehalten werden müssen. Geschieht dies nicht, würden die technischen (Kopplungen, Einschaltbedingungen etc.) und vertraglichen (Mindestliefermenge, Leistungsgrenzen etc.) Randbedingungen nicht beachtet werden. Die Koeffizientenmatrix \mathbf{Y} in Gleichung (4.2) gewichtet dabei die jeweiligen Optimierungsvariablen, so dass der mit den konstanten Termen besetzte Vektor auf der rechten Seite der Ungleichung die Nebenbedingungen erfüllen muss [Mauba].

$$\mathbf{Y} \cdot \vec{x} \leq \vec{b} \quad (4.2)$$

Bei der Lösungssuche werden zwei Verfahren angewandt, die aufeinander aufbauen. Zuerst wird mit dem Simplex-Verfahren nach [Dantz] eine Basislösung gesucht, bei der die Forderung nach der Ganzzahligkeit aufgegeben wird (»Relaxierung«) und die Binärvariablen als kontinuierlich angenommen werden. Nachdem die kontinuierliche Lösung gefunden wurde, wird im zweiten Schritt der »Branch-and-Bound«-Algorithmus angesetzt [Dakin]. Bei diesem Verfahren werden nun die zuvor nicht beachteten binären Variablen

auf 0 oder 1 gesetzt und ganzzahlige Lösungen gesucht. Die dabei gefundene erste ganzzahlige Lösung stellt die erste zulässige Lösung dar, von der ausgehend weitere Lösungen mit einem besseren Zielfunktionswert gesucht werden. Dies geschieht solange, bis das globale Optimum gefunden oder der Algorithmus durch Abbruchkriterien (vorgegebene Zeit oder Lösungsgüte) beendet wird [Iller]. Durch diese beiden Verfahren bietet die GGLP gegenüber anderen Optimierungen den Vorteil, dass bei kleinen Änderungen am Modell schnell reoptimiert werden kann, da schon Basis- bzw. Teillösungen existieren.

4.2 Programmsystem Prometheus

Aufgrund der Anforderungen an die Programmierung und an die flexible Gestaltung der Modelle wird für diese Arbeit das Programmsystem »Prometheus« verwendet [ProLB], das im Rahmen dieser Arbeit weiterentwickelt wurde. Dieses Programm dient der optimalen Energiebeschaffung von Erzeugungssystemen und führt dabei eine Einsatzplanung der Erzeugungseinheiten durch. Dafür verwendet das Programm eine GGLP mit dem Ziel, den Deckungsbeitrag des Gesamtsystems innerhalb des Betrachtungszeitraumes unter Beachtung aller Randbedingungen zu maximieren. Zur Lösung des mathematischen Problems ist eine geschlossene Formulierung der Aufgabenstellung notwendig. In Prometheus wird diese derart aufbereitet, dass die zugrunde liegende Modellierung des Systems in ein MPS-Format transferiert wird, das von kommerziellen GGLP-Solvern verarbeitet werden kann.

Alle nachfolgend gezeigten grafischen Elemente dienen daher nur zur besseren Visualisierung der auf Textdateien basierenden Modellierung in Prometheus.

4.2.1 Grundelemente zur Modellierung der mathematischen Problemformulierung

In Prometheus existieren nur fünf Grundelemente (Knoten, Quellen, Wandler, Ganglinien, Speicher), mit denen sich aufgrund der Abstraktion eines Energieversorgungssystems alle Eigenschaften im Modell abbilden lassen. Die für die nachfolgenden Modellbilder verwendeten grafischen Symbole sind in Bild 4.1 dargestellt.

Mit diesen wenigen Elementen können sowohl Kraftwerksparks modelliert werden als auch Energiebezugverträge, CO₂-Zertifikatehandel, Gasversorgungssysteme oder Energiemärkte. Durch eine geeignete Kombination der Elemente und mit definierten Nebenbedingungen lässt sich somit frei von festen Programmmasken ein beliebiges Modellsystem aufbauen. Dies ermöglicht es auch, weitere Komponenten des Kraftwerksparks oder Anforderungen des Energiemarktes einfach in das System zu integrieren und anzupassen. Eine genauere Beschreibung der Elemente findet sich in [Iller], [Mauba] und [Wulff].

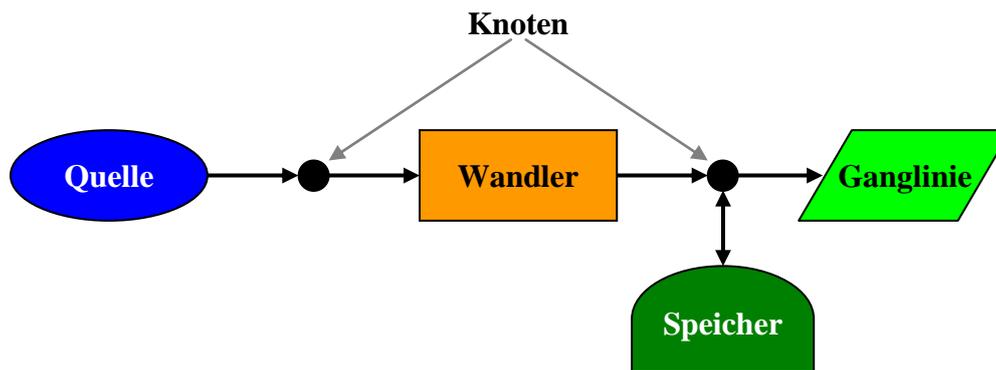


Bild 4.1 - Fünf Grundelemente der Prometheus-Modellierung

Knoten

Knoten verbinden die in der Modellierung verwendeten Elemente miteinander. Zwischen jedem Element muss ein Knoten k vorhanden sein, der eine Bilanz aus den zu- und abfließenden Größen (Leistung, Brennstoff, Zertifikate etc.) der angeschlossenen Elemente i bildet, die in jedem Zeitintervall z erfüllt sein muss. Die übliche Form der Bilanz (die auch in dieser Arbeit verwendet wird) verlangt eine Ausgeglichenheit am Knoten. Dies ist beispielhaft für die Leistungen der Elemente am Knoten in Gleichung (4.3) beschrieben.

$$\sum_{i=1}^I P_{pos,k,z,i} = \sum_{i=1}^I P_{neg,k,z,i} \quad (\forall k \in \mathbb{N}, 1 \leq k \leq K \quad \forall z \in \mathbb{N}, 1 \leq z \leq Z) \quad (4.3)$$

Quelle

Aus einer Quelle werden Mengen bzw. Energien bezogen, die verschiedene Arten von Gütern darstellen können (elektrische Energie, Kohle, CO₂-Zertifikate etc.). Hierdurch kann man mit hinterlegten Preisen pro Einheit die Kosten und Erlöse einer Quelle abbilden. Außerdem ist es möglich in der Quelle feste Grenzen festzulegen, so dass während des (Teil-)Zeitraumes nur eine bestimmte Menge (Energiegrenze) oder Höhe (Maximalleistung) bezogen werden kann. Somit lassen sich zum Beispiel verschiedene vertragliche Beschränkungen von Energieversorgungssystemen und -märkten integrieren.

Wandler

Eines der wichtigsten und flexibelsten Elemente stellen die Wandler dar. Sie »wandeln« aufgrund einer hinterlegten Kennlinie eine Eingangsgröße in eine oder mehrere Ausgangsgrößen um. Dies ist etwa zugeführte Kohle, die in dem Wandler in elektrische Energie und

Wärme umgeformt wird, so dass der Wandler in diesem Fall ein Kraftwerk darstellt (Bild 4.2a). Es muss nicht zwingend notwendig sein, dass Ein- und Ausgänge vom gleichen Typ sind (elektrisch/elektrisch), sondern alle möglichen Varianten sind denkbar, die sich mit einer solchen Kennlinie abbilden lassen - für den Wandler ist dies unerheblich. Kennlinien können dabei linear oder stückweise linear sein (Bild 4.2b). Durch verschiedene Einstellmöglichkeiten wie Kopplungen, Ein-/Ausschaltbedingungen, Minimal-/Maximalleistungen oder Mindestlaufzeiten lassen sich mit Wandlern und deren Kombination eine Vielzahl von Anlagentypen und Energiesystemen modellieren. Dabei kann ein einzelner Wandler bereits ein Energiesystem darstellen.

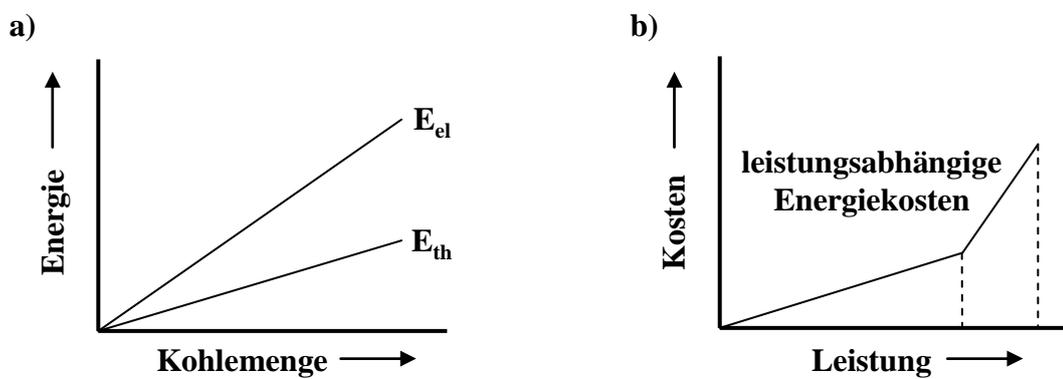


Bild 4.2 - Typen von Wandlerkennlinien

Speicher

Die allgemeine Modellierung des Speichers erlaubt es, diesen für verschiedene Arten von Speicherformen (elektrische Energie, Wärme, Gase) einzusetzen. Über eine Bilanzierung der ein- und ausgespeicherten Stoffmengen sowie der Ruheverluste lässt sich ein Speicherinhalt bestimmen. Dieser kann über hinterlegte Parameter beeinflusst werden, so dass sich zu einem vorgegebenen Zeitintervall eine bestimmte Energiemenge im Speicher befinden muss. Die zum Speicher gehörenden Lade- und Entladeverluste oder Leistungsgrenzen werden über entsprechend angeschlossene Wandler modelliert.

Ganglinie

In einer Ganglinie sind über eine Zeitreihe Wertepaare hinterlegt, über die intervallabhängige Verläufe (z.B. Temperatur, Energiebedarf, Windgeschwindigkeit) abgebildet werden können. Die Intervalldauer der Werte innerhalb einer Zeitreihe ist in Prometheus einstellbar, so dass für jede verwendete Reihe separate Zeitabstände definiert werden können.

4.2.2 Systemtechnische Sicht der Modellierung

Beispielhaft für die Modellierung in Prometheus soll die Transformierung eines Kraftwerksparks auf die Abstraktionsebene erfolgen. In Bild 4.3 ist das systematische Anlagenbild in Prometheus eines Energieversorgungssystems abgebildet, welches aus den Wandlern »Kraftwerk«, »Heizkraftwerk« und »Heizwerk« besteht. Die Wandler wandeln die Brennstoffe aus den Quellen »Kohle« und »Erdgas« in den einzelnen Kraftwerkstypen in elektrische und thermische Energie um, damit die hinterlegten Ganglinien der Lasten erfüllt werden können. Zusätzlich kann direkt aus der Quelle »Strom« elektrische Energie fremdbezogen werden und mit dem thermischen Speicher ist es möglich, die Wärme aus den Kraftwerken zwischenspeichern. Während jedes Zeitintervalls muss gemäß Gleichung 4.3 die Bilanz an jedem Knoten erfüllt sein. In dem Beispiel ist zudem dargestellt, dass die Speicherbewirtschaftung nicht nur über ein Zeitintervall erfolgt, sondern wie bei der GGLP definiert der gesamte Betrachtungszeitraum erfasst wird. Daneben kann wie im Bild zu sehen ist ein Vertrag existieren, der etwa einen Maximalbezug an Erdgas über alle drei Intervalle festlegt. Das Modell lässt sich beliebig durch zusätzliche Restriktionen oder Elemente (z.B. genauere Abbildung der Komponenten im Kraftwerk) erweitern.

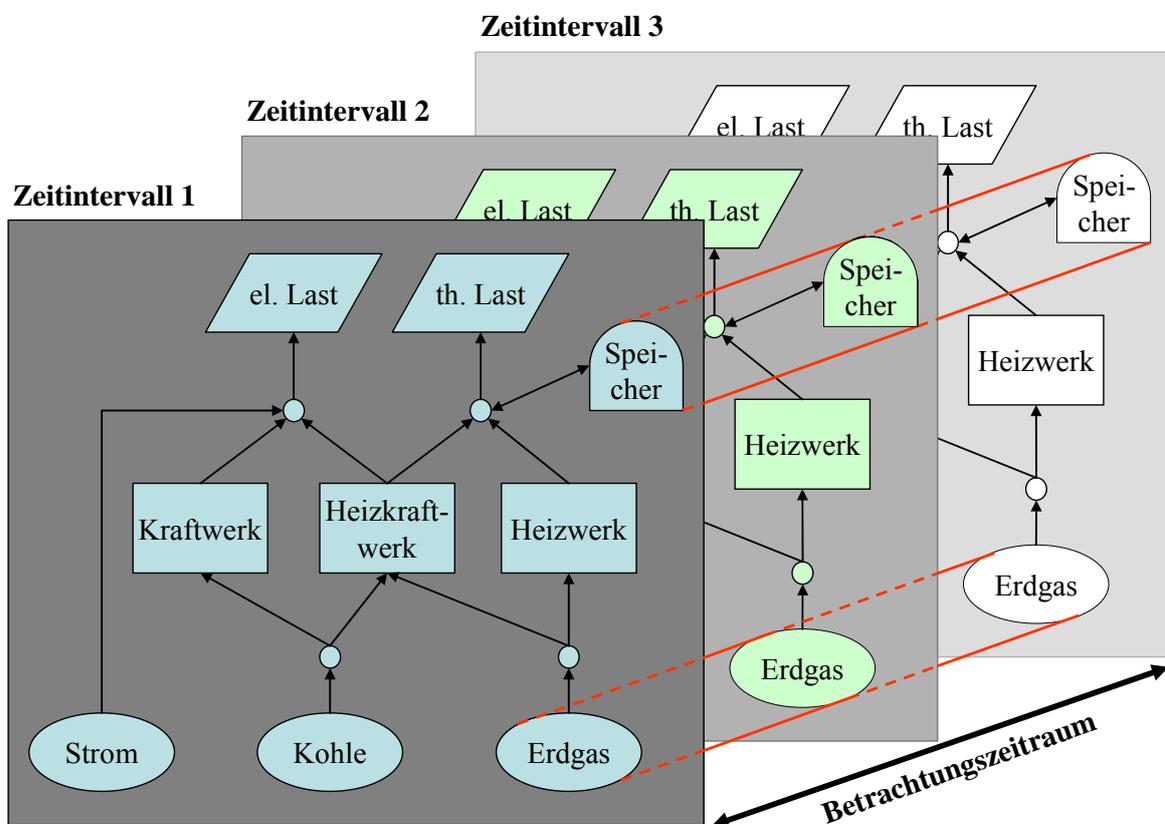


Bild 4.3 - Systemtechnische Sicht und Aufteilung des Problems in Zeitintervalle (nach [Mauba])

4.3 Modellbildung der Systeme

4.3.1 Annahmen für die Modellierung

Aufgrund der Komplexität des Energieversorgungssystems und der Energiemärkte lassen sich nicht alle Eigenschaften in einem Simulationsmodell abbilden. Aus diesem Grund müssen für die Arbeit Annahmen getroffen werden, mit denen sich jedoch die Optimierung der Betriebsführung von Windenergieanlagen und Speichern bei einer Marktteilnahme ohne Einschränkungen durchführen lässt.

Annahmen für die zugrunde liegenden Optimierungen und Modelle:

- Der Windpark existiert bereits und somit haben dessen Betriebs- und Fixkosten keinen Einfluss auf die Berechnungen in dieser Arbeit. Nur die zusätzlichen Kosten für den Betreiber durch den Speicher und die Marktteilnahme werden betrachtet.
- Die in der Arbeit benutzten Szenarien basieren auf zum Teil bereits existenten oder neu erstellten Vergütungsmodellen, die in dieser Art noch nicht für WEA angewendet werden, da sie teilweise geltenden Regelungen widersprechen (z.B. [EEG04], [EEG09], [SNZV]). Für die Berechnungen werden diese Beschränkungen in einigen Fällen jedoch nicht berücksichtigt.
- Die Berechnungen finden im 15-Minuten-Zeitintervall statt.
- Aus Modellierungsgründen können die Leistungen am Energiemarkt zwischen der Mindest- und Maximalleistung jeden kontinuierlichen Wert annehmen und müssen nicht in Stufen von beispielsweise 1-Megawatt-Schritten geliefert werden.
- Die Optimierung in Prometheus erfolgt ohne die Betrachtung der Einschränkungen des elektrischen Netzes. Es wird eine »Kupferplatte« angenommen, wobei sich die Ergebnisse aus der Optimierung jedoch auch mit Netzberechnungsprogrammen verknüpfen lassen und somit eine Überprüfung der Fahrpläne möglich ist ([Rzezn], [Zhu2]). Infolgedessen kann auch eine Beteiligung am Netzengpassmanagement untersucht werden [Kaptu], die in dieser Arbeit jedoch nicht dargestellt wird.
- Der Energiespeicher steht direkt am Windpark, so dass kein Energietransfer innerhalb des elektrischen Netzes stattfinden muss.
- Die gehandelte Energie am Markt muss durch den Windpark und den Speicher während der Simulation auch physikalisch in den entsprechenden Bilanzknoten im Modell eingespeist werden können, so dass eine konstante Leistung eingehalten werden muss.

Aus den in Kapitel 3 vorgestellten Vergütungsvarianten werden für die Untersuchung in dieser Arbeit nachfolgend gelistete ausgewählt. Deren Abbildung in Prometheus und die weitere Modellierung werden anschließend beschrieben.

- EEG-Vergütung
- Modifizierte EEG-Vergütung
- Energiebörse EEX
- Regelleistungsbereitstellung
- Wasserstoffverkauf
- Fördermodell »Vermiedenes EEG«

4.3.2 Basisszenario EEG

Windenergie wird derzeit fast ausschließlich über das EEG vergütet. Dies stellt für diese Arbeit das Basisszenario dar, mit der alle weiteren Szenarien verglichen werden müssen, um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit machen zu können. Das Grundmodell besteht nur aus einigen Elementen, bei denen es keine vertraglichen oder technischen Beschränkungen gibt. Die Windenergie wird so wie sie erzeugt wird, unabhängig von der Tageszeit oder vorgegebenen Leistungsgrenzen, in das Netz eingespeist und über einen konstanten EEG-Satz vergütet.

Die Modellierung des Basisszenarios EEG in Prometheus ist in Bild 4.4 dargestellt. Die in der Ganglinie hinterlegte Windgeschwindigkeit wird über den Wandler »wW« in eine Leistung transformiert. Die dabei erzeugte Energie während eines Zeitintervalls geht über einen Bilanzknoten direkt über den EEG-Wandler in die EEG-Quelle »qEEG«. Dabei ist in der Quelle der EEG-Vergütungssatz hinterlegt, so dass die erzeugte Windenergie gleich der EEG-Energie ist und somit Erlöse in deren Höhe entstehen.

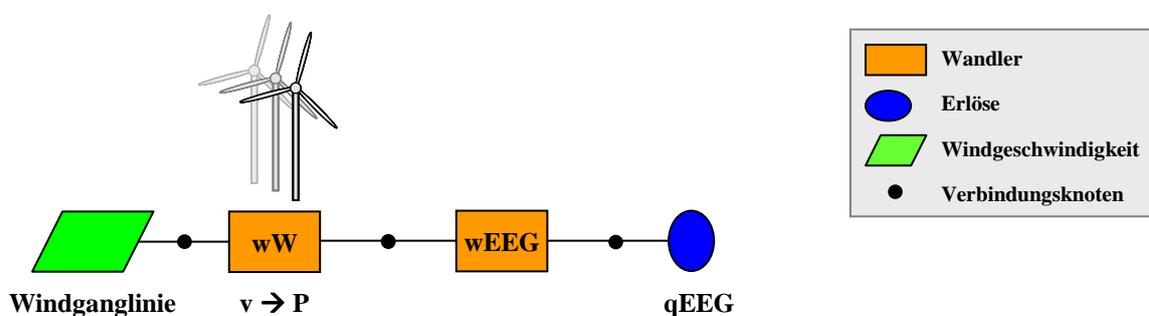


Bild 4.4 - Modellierung des Basisszenarios EEG

Im Wandler »wW« des Windparks ist eine Leistungskennlinie wie die in Bild 4.5 hinterlegt, die einem doppelt-gespeistem Asynchrongenerator entspricht [Vesta]. Die kontinuierliche Kennlinie der WEA ist in Prometheus über eine stückweise lineare Kennlinie im Wandler abgebildet (rote Linie im Bild). Die hinterlegte Leistungskennlinie der Anlage kann mit einem Faktor multipliziert werden, so dass dieser die Anzahl der Anlagen eines angenommenen Windparks darstellt. So können Simulationen mit beliebig hohen Leistungen eines zu Grunde gelegten Windparks durchgeführt werden.

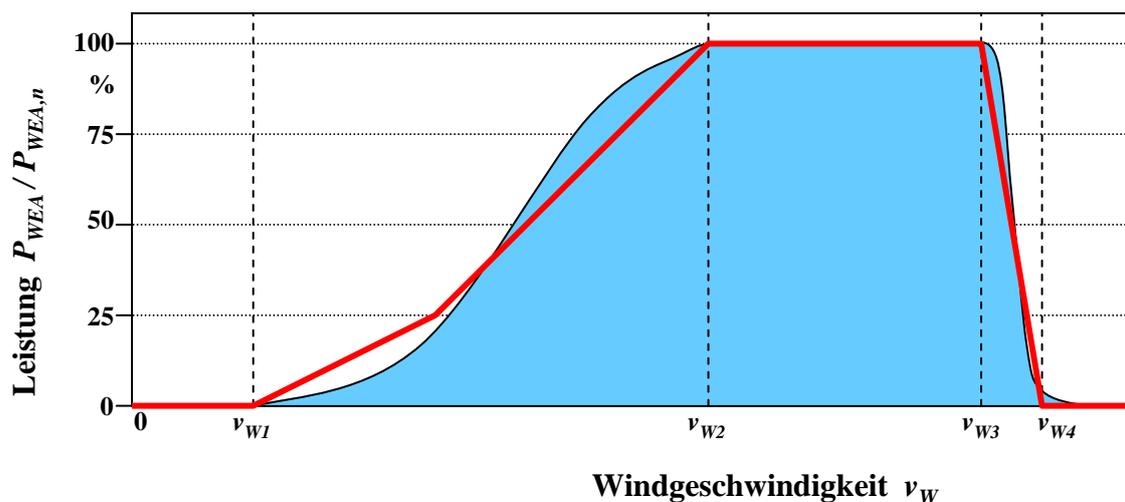


Bild 4.5 - Leistungskennlinie der Windenergieanlage und entsprechende Wandlerkennlinie in Prometheus

4.3.3 Modellierung der modifizierten EEG-Vergütung

Das Modell der modifizierten EEG-Vergütung entspricht dem des Basisszenarios, jedoch mit dem Unterschied, dass in der EEG-Quelle kein konstanter Wert für die Vergütung der Energie eingetragen ist, sondern ein nach Tageszeiten unterschiedlicher Wert. Dafür ist es notwendig, den vorigen Vergütungszeitraum von 24 h in verschiedene Teilbereiche aufzuteilen (z.B. 0:00-8:00 Uhr, 8:00-16:00 Uhr und 16:00-24:00 Uhr). Während der Teilbereiche ist die Vergütung jedoch wieder konstant.

Wie in Kapitel 3.2.1 angegeben, bringt dieses Vergütungsmodell für die Windenergie keinen Vorteil, da diese über den Tag verteilt stochastisch einspeist. Mit der Kombination eines Speichers kann jedoch die Windenergie in diesem Modell in der Nacht bei Niedrigpreisen ein- und tagsüber bei hohen Preisen ausgespeichert werden, um so von der höheren Mittagsvergütung zu profitieren. Die durch den Speicher geleitete Energie wird in diesem Szenario weiterhin als »EEG-Energie« angenommen.

4.3.4 Modellierung des Energiespeichers

Für die Abbildung eines Speichers sind neben dem eigentlichen Speicherelement auch zwei Wandler für das Laden und Entladen notwendig, über die sich weitere Speicherparameter abbilden lassen. In Bild 4.6 ist die Kombination der Speicherkomponenten zu sehen, die an einem gemeinsamen Bilanzknoten »ksp« angeschlossen sind.

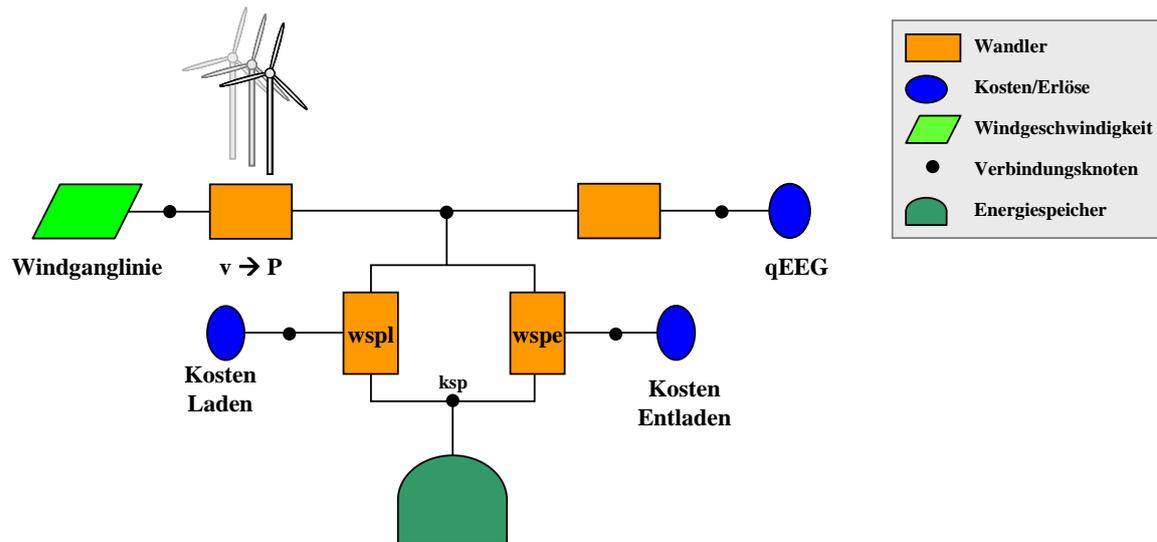


Bild 4.6 - Modellierung des Energiespeichers

Für den Energieinhalt des Speichers gilt dabei, dass der Wert aus dem vorigen Zeitintervall mit der ge- und entladenen Energiemenge und den Ruheverlusten übereinstimmen muss, wie in Gleichung (4.4) beschrieben. Dabei müssen jedoch die im Speicherelement eingetragenen unteren und oberen Grenzen des Energieinhaltes beachtet werden, genauso wie etwaige Vorgaben zum Energieinhalt, der in einem festgelegten Zeitintervall im Speicher zu sein hat.

$$E_{sp,z} = E_{sp,z-1} - E_{sp,V,z-1} + D \cdot (P_{sp,l,z} - P_{sp,e,z}) \quad (4.4)$$

$$\text{mit } E_{sp,z} = E_{sp,z,max} \cdot x_{sp,z} \quad \left(\forall x \in \mathbb{R}, \frac{E_{sp,z,min}}{E_{sp,z,max}} \leq x \leq 1 \right) \quad (4.5)$$

Mit den angeschlossenen Wandlern für das Laden (»wspl«) und Entladen (»wspe«) lassen sich Minimal- und Maximalleistungen für den Speicher festlegen. Des Weiteren kann über

die hinterlegte Wandlerkennlinie aus dem Eingangs- und Ausgangswert ein entsprechender Wirkungsgrad definiert werden. Dies gilt analog für alle anderen Wandler.

$$P_{\text{wspl},z,\text{min}} \leq P_{\text{wspl},z} \leq P_{\text{wspl},z,\text{max}} \tag{4.6}$$

$$P_{\text{wspl:A},z} = P_{\text{wspl:E},z} \cdot \eta_{\text{wspl},z} \tag{4.7}$$

Im Bild 4.6 sieht man außerdem, dass an jedem Wandler eine zusätzliche Quelle angeschlossen ist. In dieser Quelle sind die Betriebskosten während des Ladens und Entladens hinterlegt. Dabei wird im Wandler eine zweite Ausgangskennlinie modelliert, so dass die Energie die in den Wandler geht, gleichzeitig zur Quelle und auch zum Speicher geführt wird (mit einer etwaigen Wirkungsgradverminderung). Dies ist eine rein simulatorische Modellierung, so dass die Energiebilanz im System erhalten bleibt. Die Energie die zur Quelle geführt wird hat nur den Zweck, einen Geldbetrag (nämlich die Betriebskosten) zu ermitteln. Das Prinzip ist in Bild 4.7 für den Ladewandler dargestellt, es gilt jedoch auch für andere Wandler/Quellen-Kombinationen in der weiteren Modellierung.

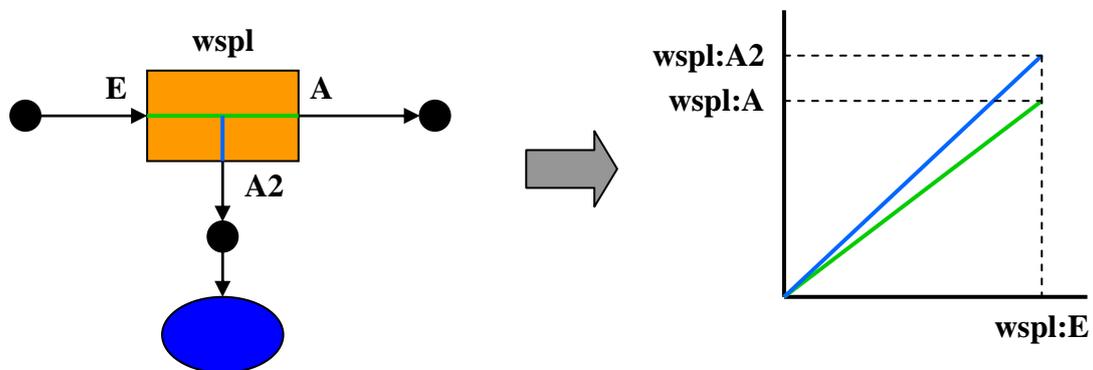


Bild 4.7 - Modellierung eines Wandlers mit mehreren Wandlerkennlinien

Technisch ist es nicht für jeden Speicher realisierbar, sich gleichzeitig zu laden und zu entladen. Die Umsetzung dieser Einschränkung erreicht man durch Einfügen einer Koppelbedingung zwischen zwei Wandlern. So ist es zum Beispiel möglich, über Binärvariablen und einer Koppelbedingung einen parallelen Betrieb zweier Wandler auszuschließen (Gleichung (4.8)). Als Nebenbedingung muss dabei eine Gleichung formuliert werden, bei der die Wandler jeweils einen bestimmten Wert erhalten, wenn sie benutzt werden (im Beispiel 0 und 1). Gleichung (4.9) kann jedoch auch mit reellen Zahlen erweitert werden, so dass sich komplexere Koppelbedingungen erzeugen lassen.

$$P_{sp,z} = P_{wspl,z} \cdot x_{wspl,z} + P_{wspe,z} \cdot x_{wspe,z} \quad (4.8)$$

$$\text{mit } x_{wspl,z} + x_{wspe,z} \leq c \quad (c = 1, \forall x \in \{0,1\}) \quad (4.9)$$

4.3.5 Modellierung der Fahrplanenergie

Bei der Bereitstellung von Fahrplanenergie ist es wichtig, für eine festgelegte Zeitdauer die Lieferleistung konstant zu halten, wie in Bild 3.3 dargestellt. Dafür müssen die Wandler in ihrem Durchlassverhalten durch Nebenbedingungen eingeschränkt werden.

Folgende Bedingungen müssen gelten:

- Keine Änderung der Leistung während der Lieferzeit (Gleichung (4.10))
- Leistungshöhe innerhalb der vertraglichen Grenzen (siehe Gleichung (4.6))
- Lieferanfang t und Lieferdauer $c_1 \cdot D$ ist ein Vielfaches der Zeitintervalldauer D
- Lieferzeitraum muss innerhalb des Betrachtungszeitraumes liegen

$$P_{w:A,z+1} = P_{w:A,z} \quad \left(\forall z \in \mathbb{N}, \frac{t}{D} \leq z < \frac{t+c_1 \cdot D}{D} \quad \forall c_1 \in \mathbb{N}, 1 \leq c_1 \leq Z \right) \quad (4.10)$$

$$t = c_2 \cdot D \quad (\forall c_2 \in \mathbb{N}, 1 \leq c_2 \leq Z) \quad (4.11)$$

$$\text{mit } 0 \leq t \leq T \quad \text{und} \quad t + c_1 \cdot D \leq T \quad (4.12)$$

Für die Modellierung einer Fahrplanenergie ist es notwendig, die Lieferzeiträume zu definieren und Mindestleistungen in den Wandlern (entsprechend den Vertragsbedingungen der Energiemärkte) festzulegen. Bei der Bedingung in Gleichung (4.11), dass der Lieferbeginn ein Vielfaches der Zeitintervalldauer ist, wird nicht berücksichtigt, dass die meisten Lieferverträge am Energiemarkt zur vollen Stunde erfolgen. Um das zu erreichen, müssen mehrere Wandler und deren Betriebsbedingungen miteinander kombiniert werden.

Im vorliegenden Beispiel soll zwischen 1:00 und 5:00 Uhr über vier Stunden eine bestimmte Energie geliefert werden, bei der stündlich die Leistung variieren kann. Dafür sind zwei Wandler nötig, die über eine Ein-/Ausschaltbedingung abwechselnd in Betrieb sind und zwar immer für gerade bzw. ungerade Tagesstunden. In dieser Zeit muss also für vier Zeitintervalle von jeweils 15 Minuten die Leistung konstant gehalten werden. Bild 4.8

verdeutlicht die Fahrweise der Wandler und somit die Lieferung der Fahrplanenergie. Auf der negativen Leistungsachse ist die Lieferung der Fahrplanenergie zu sehen und auf der positiven Achse die Bereitstellung durch die beiden Wandler.

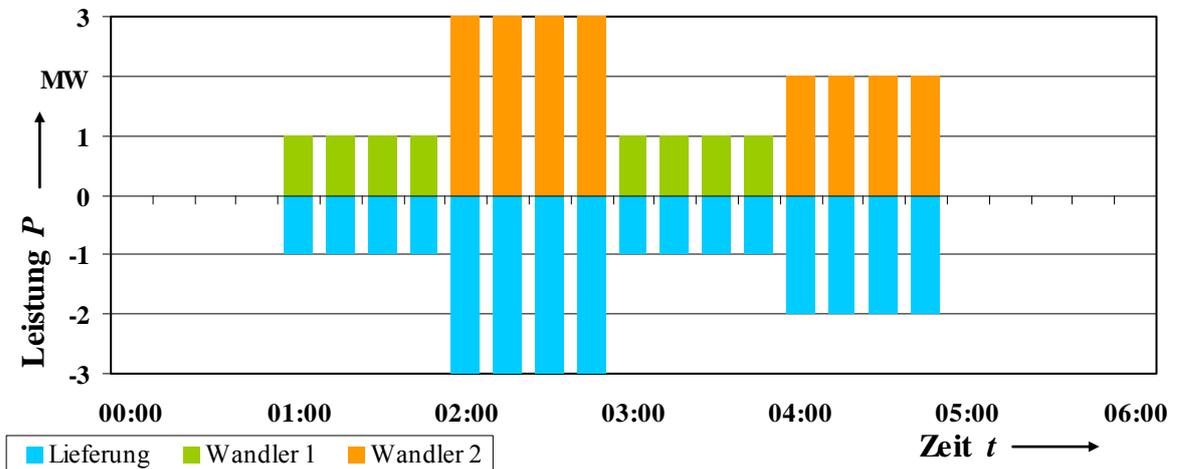


Bild 4.8 - Fahrweise der Doppelwandler für Fahrplanlieferung

Wenn kein Speicher und keine weitere Vergütungsquelle außer der für die Fahrplanenergie im Modell vorhanden ist, muss eine zusätzliche Möglichkeit eingefügt werden, um überschüssige Windenergie aufzunehmen. Das ist nötig, damit die Knotenbilanz immer erfüllt bleibt und das System bei der Berechnung aufgrund von Fehlern nicht abbricht. In der Modellierung erfolgt dies durch eine »Drosselquelle« am Windpark, über die die Drosselung der WEA abgebildet ist. Es existiert zudem die Möglichkeit, eine »Ausgleichsenergiequelle« einzufügen, an die die Energie im Bedarfsfall geliefert werden kann. Der Bezug von negativer Ausgleichsenergie (also die Lieferung von eigener Überschussenergie ins Netz) ist jedoch mit Kosten verbunden, welche die Kosten der Drosselung der WEA und somit der »Energievernichtung« übersteigen [Völl3]. Die Bilanzierung des Systems am Anschlussknoten des Windparks ist in Gleichung (4.13) gezeigt, wobei die Optimierungsvariable x Ein-/Ausschaltbedingung der angeschlossenen Wandler im jeweiligen Zeitintervall darstellt.

$$P_{wW,z} = \sum_{i=1}^I (P_{i,z} \cdot x_{i,z}) + P_{wWDro,z} \cdot x_{wWDro,z} \quad (\forall x \in \{0,1\}) \quad (4.13)$$

Die Bereitstellung von Fahrplanenergie ist ein essentieller Bestandteil bei der Teilnahme an der Energiebörse und dem Regelleistungsmarkt. Aus diesem Grund gleichen die Wandler in diesen Modellierungen dem Prinzip, wie es hier vorgestellt wurde.

4.3.6 Notwendigkeit der Erweiterung der Modelle für die 3-Tages-Optimierung

Die bisherigen Modelle basieren auf einer 1-Tages-Optimierung. Der Betrachtungszeitraum beträgt dabei 24 h (»Simulationstag«), aufgeteilt in 96 Zeitintervalle mit je 15 min. Bei der Modellierung eines Day-ahead-Marktes wie der Börse oder dem Regelleistungsmarkt ist es jedoch notwendig, den Liefer- und Folgetag mit zu beachten. Aufgrund der Preise und Erzeugungsprognosen für den Folgetag und unter Beachtung der Lieferungen am Liefertag sowie des Speicherinhalts werden die möglichen Verkäufe für die nächsten Tage bestimmt und an den Märkten Handel betrieben. Aus diesem Grund wird das System um zwei weitere Tage erweitert, so dass sich nun 288 Zeitintervalle ergeben.

Die drei Simulationstage sind wie folgt aufgeteilt:

- Tag 1 (0-24 h bzw. Intervall 1-96): Liefertag (also »heute«)
- Tag 2 (24-48 h bzw. Intervall 97-192): Day-ahead (also »morgen«)
- Tag 3 (48-72 h bzw. Intervall 192-288): 2-Days-ahead (also »übermorgen«)

In der Simulation wird wie in Bild 4.9 dargestellt jeder Tag des Jahres (»Jahrestag«) simuliert, wobei der Jahrestag aus drei Simulationstagen zusammengesetzt ist und jeweils 72 Stunden beinhaltet. Die ersten 24 Stunden stellen den Liefertag (»heute«) dar. An diesem Tag muss die Energie an die Vertragspartner geliefert werden, mit denen am Vortag ein Day-ahead-Handel abgeschlossen wurde. Die nicht verkaufte Energie muss an diesem Tag an zeitunabhängige Vergütungsquellen (z.B. das EEG) geliefert bzw. in einen möglicherweise vorhandenen Speicher geladen oder gedrosselt werden. Am Liefertag erfolgt nur eine geringe Optimierung des Verkaufs, da anzunehmen ist, dass schon am Vortag die gesamte Energie optimal an den Markt gebracht wurde. An dem Tag werden primär nur die Fluktuationen der eingespeisten Windenergie aufgrund der ungenauen Prognose vom Vortag ausgeglichen, was mit einem Speicher möglich ist oder durch Zukauf von Ausgleichsenergie. Ausgehend von der heutigen Liefersituation, dem Speicherfüllstand, der Windprognose und den geschätzten Energiepreisen für die nächsten Tage, wird eine Day-ahead-Optimierung durchgeführt. Diese Berechnung erfolgt für die

Stunden 24 bis 72, um eine bessere Optimierung (besonders für den Speicher) zu erhalten. Das, was am ersten Jahrestag am Day-ahead-Markt verkauft wurde, wird als Ganglinie gespeichert und muss am zweiten Jahrestag in den Stunden 0 bis 24 geliefert werden. Dies setzt sich bis zum Endtag des Jahres in jeder Simulation fort. Für die jährliche Auswertung der jeweiligen Szenarien werden danach aus den einzelnen Jahrestagen jeweils die Ergebnisse des Liefertages ausgewertet und zu einem Jahresergebnis zusammengefasst.

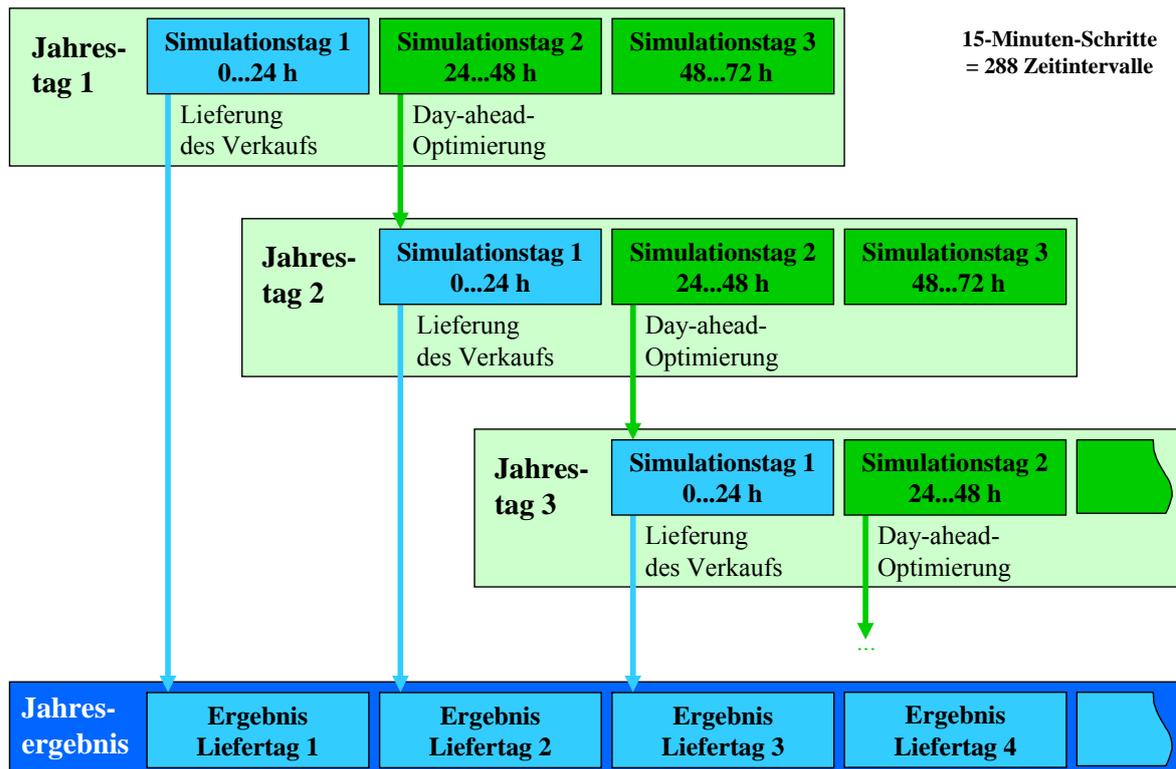


Bild 4.9 - Prinzipablauf der 3-Tages-Optimierung

Optimiertes Speichermanagement

Ohne einen Speicher wäre ein dritter Optimierungstag nicht notwendig, da dann nur das am Day-ahead-Markt verkauft werden kann, was auch aufgrund der Prognose erzeugt wird. Mit einem Speicher besteht jedoch die Möglichkeit, die erzeugte Energie zeitversetzt zu liefern, also zum Beispiel vom Simulationstag 2 in den Simulationstag 3 zu überführen, da dort höhere Gewinne erwartet werden. Somit kann es vorkommen, dass am Day-ahead-Tag die gesamte Energie nur gespeichert und erst am dritten Tag verkauft wird.

Wichtiger als der Vorteil für den verbesserten Verkauf ist jedoch das Speichermanagement. Für den Betrieb eines Speichers gibt es verschiedene Möglichkeiten, seine Fahrweise zu beeinflussen. Diese sind nachfolgend aufgeführt.

- Fall 1 - Der Speicher muss zu einer bestimmten Zeit (meist am Anfang und Ende des Tages) einen gleichen Speicherfüllstand haben (zyklische Betrachtung) - Bild 4.10a.
 - Es findet keine freie Optimierung unter Berücksichtigung der nächsten Tage statt. Der Speicher wird unabhängig von den vorliegenden Verkaufsoptionen gezwungen, die vorgegebenen Speicherfüllstände zu erreichen. Während der Optimierung geschieht dies unter Beachtung der Zielfunktion, jedoch wird der Speicher nur sekundär zur Optimierung des Systems genutzt, sondern das System wird so bewirtschaftet, dass die Speicherfüllstände eingehalten werden.
 - Eventuell wird der Speicher trotz hoher Verdienstmöglichkeiten nicht benutzt, da er bei einer Entladung nicht wieder geladen werden kann, um den festgelegten Endwert zu erreichen.
- Fall 2 - Der Speicher hat am Tagesbeginn einen festgelegten Wert - Bild 4.10b.
 - Am Ende des Tages ist der Speicher vollständig entladen, da die gesamte Energie während der Simulation verkauft wird. Dies entspricht der Zielfunktion (Maximierung des Deckungsbeitrages).
 - Bei einem Startwert gleich Null müsste der Speicher erst geladen werden, damit er im späteren Verlauf etwas entladen und verkaufen kann. Wenn die mögliche Energielieferung (WEA, Markt) und die Marktpreise nicht zusammen passen, kann auch hier eine Speichernutzung entfallen.

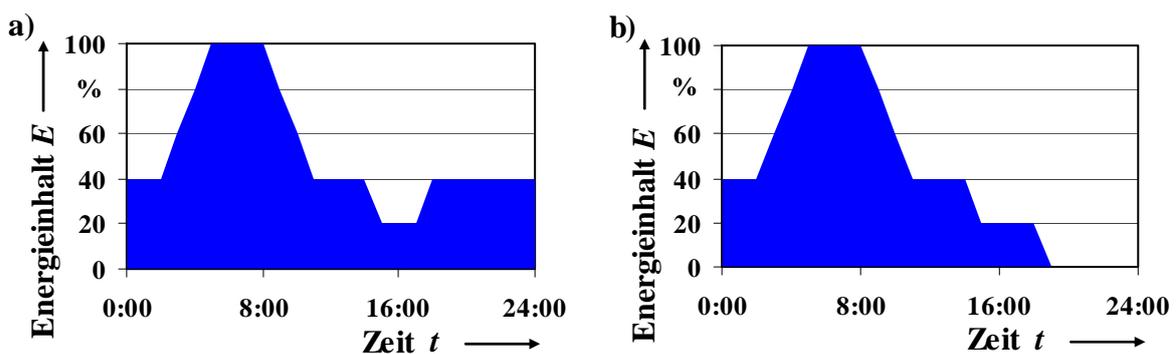


Bild 4.10 - Energieinhaltsverlauf eines Tages des Speichers bei zyklischer Betrachtung und mit Startwert

Geht man nun von der 1-Tages- auf die 3-Tages-Optimierung über, ergibt sich ein besserer Speichereinsatz. Da keine zyklische Betrachtung genutzt wird, kann die Optimierung den Speicher nach belieben einsetzen. Zu Beginn der Simulation besitzt der Speicher einen Startwert. Dieser Startwert wird ermittelt, in dem am Ende des Liefertages zum Zeitinter-

vall 96 der Speicherinhaltswert ausgelesen und für die folgende Simulation des nächsten Jahrestages als Startwert genommen wird. Am Ende des Liefertages wurden alle vertraglichen Energielieferungen abgeschlossen, so dass sich ein stabiler Energieinhaltswert ergibt. Das System kann den Speicherinhalt somit optimal bestimmen und die Verwendung des Speichers auch für die kommenden Tage planen. Der dritte Simulationstag während des Jahrestages (Stunden 48-72) ist nun aus dem Grund wichtig, weil sich der Speicher wie im Fall 2 am Ende des Betrachtungszeitraumes aufgrund der Maximierung des Deckungsbeitrages entlädt. Würden nur zwei Tage betrachtet, würde er dies bereits am Day-ahead-Tag machen, so aber erst am dritten Tag. Da für die Ermittlung der Lieferverträge nur der zweite Tag mit der Day-ahead-Optimierung von Relevanz ist, hat die Entladung keinen großen Einfluss mehr. Eine Erweiterung auf vier oder mehr Tage hat für die Simulation keine Vorteile und vergrößert nur den Optimierungsaufwand.

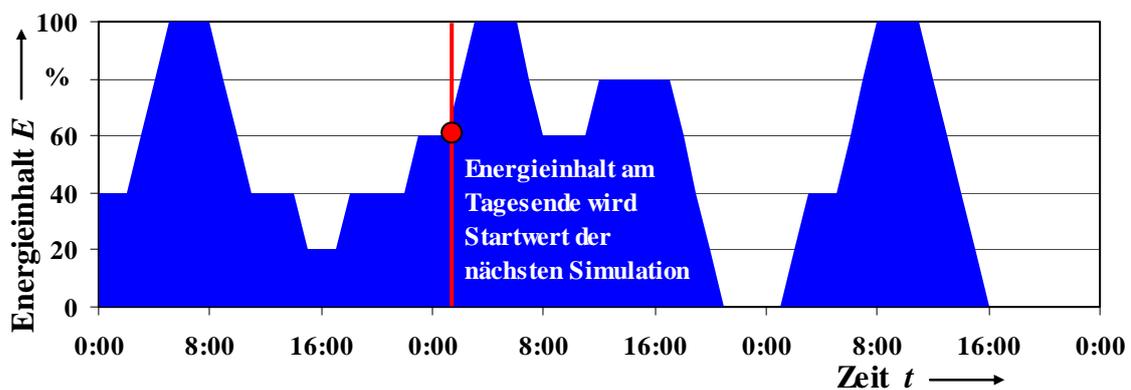


Bild 4.11 - Beispielhafter Energieinhaltsverlauf eines Speichers während einer 3-Tages-Optimierung

4.3.7 Modellierung der Energiebörse

Das Modell der Energiebörse beruht auf der Modellierung der Fahrplanenergie, wobei die technischen und vertraglichen Bedingungen gemäß Tabelle 3.1 bereits eingepflegt sind.

In diesem Szenario wird die Windenergie an der deutschen Energiebörse EEX am Day-ahead-Markt verkauft - das heißt, die Fahrplanlieferung beträgt eine Stunde mit mindestens 0,1 MW. Es können mehrere Stunden hintereinander geliefert werden bzw. ist es auch möglich, Blockgebote von mehreren Stunden abzugeben. Diese müssen jedoch eine konstante Leistung haben. Für den Windenergieverkauf werden nur die Stundengebote betrachtet, da der stündliche Verkauf bei der fluktuierenden Windeinspeisung Vorteile für den Betreiber bringt [Völl3].

Der Aufbau des Modells ist in Bild 4.12 zu sehen. Am Windpark sieht man die integrierte Drosselquelle, die für die Fahrplanlieferung nötig ist. Auf der rechten Seite im Bild befindet sich die Vergütungsquelle der EEX, in der die historischen Stundenpreise aus [EEX4] hinterlegt sind. Davor befinden sich die zwei nötigen Wandler für die stundenweise Fahrplanlieferung (wie in Kapitel 4.3.5 beschrieben), die im Bild zur übersichtlicheren Darstellung zu einem Doppelwandler-Symbol zusammengefügt worden sind.

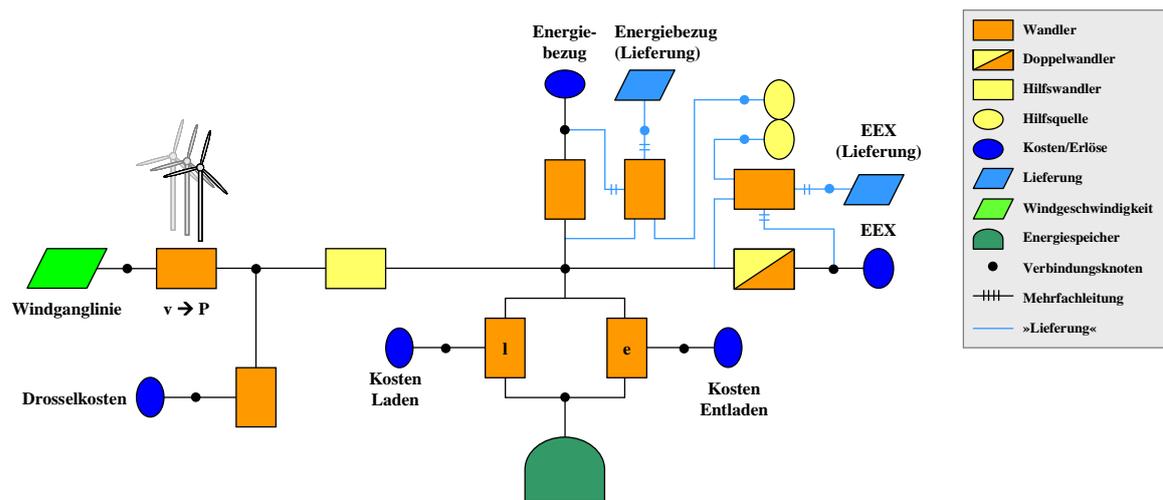


Bild 4.12 - Modellierung der Energiebörse mit 3-Tages-Optimierung

Wenn im Windpark ein Speicher integriert wird, ist es zudem möglich, Energie zu kaufen und zu speichern. Dies funktioniert unabhängig vom Windpark, so dass mit dem Speicher bei Windstille bzw. auch autark Energiehandel betrieben werden kann. Die im Speicher enthaltene Energie kann, zusätzlich zur erzeugten Windenergie, an der Börse verkauft werden. Der Speicher ermöglicht dabei sowohl eine Erhöhung der Verkaufsleistung durch sein Auspeichern zu Hochpreiszeiten als auch die Einhaltung des Fahrplanes durch das Glätten der Windfluktuation. Die Preise, die in der Energiebezugsquelle hinterlegt sind, sind die gleichen Preise wie in der EEX-Quelle, allerdings mit anderem Vorzeichen. So hat das System zum einen Kosten durch den Energiebezug als auch Erlöse durch den Energieverkauf an der Börse. Eine eingeführte Koppelbedingung schließt dabei aus, dass in einem Zeitintervall gleichzeitig Energie am Markt gekauft und verkauft wird.

Lieferung der am Vortag im Day-ahead-Markt verkauften Energie

Das System in Bild 4.12 stellt das 3-Tages-Modell dar, in dem sowohl die Elemente des Liefertages als auch der Day-ahead-Optimierung modelliert sind. An der EEX- und Energiebezugsquelle sind zwei Ganglinien angeschlossen. In ihnen sind die Energieliefe-

rungen bzw. -bezüge des Liefertages hinterlegt, die in der Simulation zuvor am Day-ahead-Markt ver- bzw. gekauft wurden. Das erste Ziel der Optimierung in Prometheus ist, diese Ganglinien im System zu decken, damit die Knotenbilanzen nicht verletzt werden. Das Bereitstellen und Aufnehmen der Energien muss dabei mit dem Windpark und Speicher realisiert werden. Die weitere Optimierung der Betriebsführung für die Folgetage findet danach statt, da an den beiden anderen Tagen keine Lieferverträge bestehen und das System frei entscheiden kann. Damit die Berechnung ohne Probleme durchgeführt werden kann und sich die Elemente nicht gegenseitig beeinflussen, sind die entsprechenden Wandler je nach Simulationstag über Ein-/Ausschaltbedingungen gemäß Gleichung (4.8) aktiviert oder deaktiviert (Tabelle 4.1). Somit ist gewährleistet, dass im gleichen Modell am ersten Simulationstag nur die Lieferung vollzogen wird und an den restlichen beiden Tagen die Day-ahead-Optimierung. Der Speicher dient dabei dem Ausgleich der Fluktuationen am Liefertag bzw. der Optimierung für den Day-ahead-Verkauf.

Wandler	Simulationstag 1 (Liefertag)	Simulationstag 2 (Day-ahead)	Simulationstag 3 (2-Days-ahead)
Windpark	aktiviert	aktiviert	aktiviert
Drossel	aktiviert	aktiviert	aktiviert
Speicher (Laden und Entladen)	aktiviert	aktiviert	aktiviert
Energiebezug	deaktiviert	aktiviert	aktiviert
Energiebezug (Lieferung)	aktiviert	deaktiviert	deaktiviert
EEX	deaktiviert	aktiviert	aktiviert
EEX (Lieferung)	aktiviert	deaktiviert	deaktiviert

Tabelle 4.1 - Ein-/Ausschaltbedingungen der Wandler während der 3-Tages-Optimierung

Ein Ausschnitt der wichtigen Elemente zur besseren Erläuterung der Modellierung ist in Bild 4.13 dargestellt. Die Erklärung erfolgt für den EEX-Handel, der Energiebezug ist entsprechend. Die Energie, die über den Day-ahead-Handel für den zweiten und dritten Simulationstag verkauft wird, gelangt durch den Doppelwandler an die EEX-Quelle »qPeak«. Dort wird die Energie mit den in der Quelle hinterlegten Preisen vergütet. Diese Lieferung und die sich daraus ergebenden Erlöse sind für den Windparkbetreiber als sicher anzunehmen, da der Handel am Markt fixiert wurde. Die verkaufte Energie wird nach der Simulation in den Ergebnisdateien aus den Zeitintervallen 97-192 (die dem Day-ahead-Tag entsprechen) ausgelesen und aus diesen Werten wird eine Ganglinie erstellt (»gPeakL«), die in der darauf folgenden Simulation als Eingangswert dient. Diese Ganglinie ist für die Zeitintervalle 1-96 gültig, die den Liefertag darstellen.

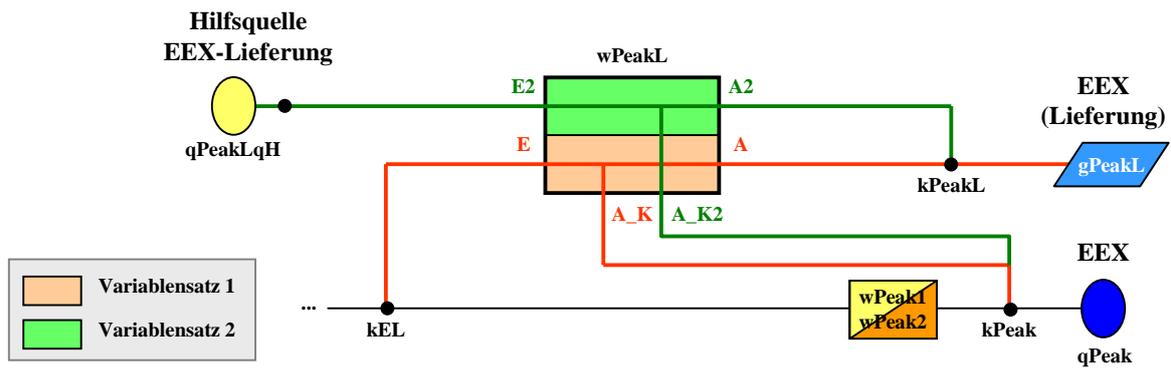


Bild 4.13 - Modellierung von Hilfsquellen

Aufgrund der gewählten Knotenbilanz muss die hinterlegte Ganglinie erfüllt werden. Wenn der Leistungsverlauf der Ganglinie exakt dem Leistungsverlauf der Erzeugung (Windpark + Speicher) entspricht, kann die Ganglinie direkt an den elektrischen Bilanzknoten »kEL« angeschlossen werden. Da aber angesichts der ungenauen Windprognose die erzeugte Windleistung in den Intervallen des Liefertages (realer Windverlauf) eine andere ist, als in der Simulation zuvor für den Day-ahead-Tag prognostiziert wurde (24-Stunden Prognose mit rund 7 % Abweichung), entsteht eine Differenz. Existiert kein Speicher zum Ausgleich der Differenz oder kann der Speicher diese nicht (komplett) ausgleichen, würde die hinterlegte Ganglinie für den EEX-Verkauf nicht mehr erfüllt werden können und Prometheus würde die Berechnung mit einem Fehler abbrechen. Aus diesem Grund ist die Einbindung einer Hilfsquelle »qPeakLqH« notwendig, damit im Bedarfsfall daraus die nötige Ausgleichsleistung bezogen werden kann. Dazu enthält der Lieferwandler »wPeakL« nunmehr zwei Variablensätze, bei dem der erste die Deckung der Ganglinie durch die Anlagen darstellt und der zweite die Restdeckung über die Hilfsquelle. Diese Umsetzung entspricht einer Vereinfachung der Modellierung, da zwei separate Wandler zu einem Wandler mit den gleichen Eigenschaften/Optimierungsvariablen zusammengesetzt werden können [Wulff]. Die Leistung der Ganglinie im Zeitintervall z wird über die Summe der zugeführten Leistungen am Knoten »kPeakL« wie folgt gedeckt:

$$P_{gPeakL,z} = P_{wPeakL:A,z} + P_{wPeakL:A2,z} \quad (4.14)$$

Zudem erkennt man im Bild, dass es jeweils drei Anschlüsse pro Variablensatz gibt. Die Eingangskennlinie am Anschluss »E« wird wie bei den Speicherbetriebskosten gedoppelt, so dass die Ausgangswerte sowohl zur Ganglinie geführt werden (»A«) als auch zur EEX-Quelle (»A_K«). Dies ist notwendig, da die verkaufte Energie mit den Preisen in der Quelle vergütet werden muss. Hierfür ist keine extra Quelle notwendig, die das Optimie-

rungsproblem vergrößert, sondern über die Ein-/Ausschaltbedingungen der Wandler greift immer nur ein Wandler auf die Quelle zu. Die Preise im Intervall 1-96 entsprechen dabei den gleichen Preisen, wie sie in der vorangegangenen Simulation am Day-ahead-Tag im Intervall 97-192 waren. Somit bekommt der Windparkbetreiber am Liefertag die Energie genauso vergütet, wie er sie am Markt verkauft hat. Wird die Energie nicht aus den eigenen Anlagen sondern aus der Hilfsquelle bezogen (»A_K2«), dann bekommt er die Energie natürlich auch nach dem ausgehandelten Marktpreis vergütet, muss aber zusätzlich noch die Kosten für den Energiebezug aus der Hilfsquelle tragen.

Die Erlöse E_{EEX} des Windparkbetreibers am Liefertag aus dem Energieverkauf an der EEX lassen sich daher gemäß Gleichung (4.15) berechnen. Es ist davon auszugehen, dass die Einnahmen höher sind als die Ausgaben, wobei es dabei darauf ankommt, welche Kosten in der Hilfsquelle hinterlegt sind.

$$E_{EEX} = \sum_{z=1}^{96} \begin{pmatrix} P_{wPeakL:A_K,z} \cdot D \cdot p_{E,qPeak,z} \\ + P_{wPeakL:A_K2,z} \cdot D \cdot p_{E,qPeak,z} \\ - P_{wPeakL:E2,z} \cdot D \cdot p_{E,qPeakLqH,z} \end{pmatrix} \quad (4.15)$$

4.3.8 Modellierung des Regelleistungsmarktes

Beim Regelleistungsmarkt muss beachtet werden, dass es sowohl positive als auch negative Regelleistung gibt (siehe Tabelle 2.1). Die positive Regelleistung kann ähnlich wie die Energiebörse modelliert werden, da sie Energie in das elektrische Netz liefert. Bei der negativen Regelleistung bezieht das System jedoch Energie aus dem Netz oder speist weniger ein, was bilanziell gesehen auch einem Energiebezug gleich kommt.

Regelleistung kann im vorliegenden Prometheus-Modell folgendermaßen geliefert werden:

- Positive Regelleistung (entspricht Energielieferung)
 - Lieferung durch zusätzliche Einspeisung aus dem Windpark
 - Lieferung durch das Entladen des Speichers
- Negative Regelleistung (entspricht Energiebezug)
 - Lieferung durch Drosselung der Windparks (weniger eingespeiste Energie ins Netz)
 - Lieferung durch Laden des Speichers (Aufnahme von Energie aus dem Netz)

Alle drei Arten der Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) können im Modell abgebildet werden [Weyhe]. Die Primär- und Sekundärregelleistung müssen jedoch für einen ganzen Tag (24-Stunden-Block) zur Verfügung stehen. Diese lange Bereitstellungsdauer ist für Windenergieanlagen und für eine Tagesoptimierung ausgelegte Speicher schwierig zu erfüllen. Aus diesem Grund wird auf eine Einbindung der beiden Regelleistungsarten in das Gesamtmodell verzichtet und nur die Minutenreserve modelliert, die in 4-Stunden-Blöcken gehandelt wird. Dadurch erhöht sich die Anzahl der Teilnahmen am Regelleistungsmarkt und der Betreiber steigert die Erlöse.

Erweiterung des Speichermodells für Minutenreserve

Die Modellierung gestaltet sich komplizierter als bei der Energiebörse, da hier kein schlichtes Handel/Liefer-Schema vorliegt. Am Regelleistungsmarkt [RLnet] wird der Minutenreservebedarf der ÜNB für den nächsten Tag ausgeschrieben (Day-ahead-Handel). Die Kraftwerksbetreiber bieten ihrerseits Kapazitäten an. Sollte ein Kraftwerk den Zuschlag für einen Minutenreserveblock erhalten, dann stellt das Kraftwerk dem ÜNB für diese Zeit einen gewissen Teil seiner Kapazität zur Verfügung. Dafür bekommt der Kraftwerksbetreiber einen sicheren Leistungspreis, der unabhängig von den Abrufen gezahlt wird. Am Folgetag, dem Tag der möglichen Lieferung, muss das Kraftwerk in der Lage sein, im MR-Block die gesamte angebotene Leistung bereitstellen zu können und somit bei Abruf die entsprechende Energie zu liefern. Während der Vorhaltezeit kann es zu Abrufen der MR kommen. Die Lieferung wird dann zusätzlich mit einem Arbeitspreis vergütet (siehe auch Kapitel 2.1.2).

Folgende Anforderungen müssen dadurch im Modell abgebildet werden:

- Möglichkeit des MR-Handels durch Vorhaltung der Leistung am zweiten und dritten Simulationstag.
- Zugesicherte Leistung muss in jedem Zeitintervall vorgehalten werden können.
- Am Liefertag können Abrufe der vorgehaltenen MR erfolgen.
- Vergütung der vorgehaltenen MR mit einem Leistungspreis und der gelieferten Energie mit einem Arbeitspreis.
- Vorhaltung und Lieferung der MR durch Windpark und/oder Energiespeicher.
- Vorgehaltene positive bzw. negative MR im Speicher müssen mit der abgerufenen MR bilanziert werden, um den neuen Speicherinhalt zu bestimmen.

Die Umsetzung der Anforderungen können alle erfüllt werden, indem die fünf Grundelemente von Prometheus miteinander so kombiniert und angepasst werden, dass sie den technischen und wirtschaftlichen Restriktionen entsprechen. Das Modellbild für die Integration der MR ist in Abbildung 4.14 gezeigt. Im Bild sieht man im linken unteren Bereich die Modellierung der negativen MR mit der Anbindung an die Drossel und den Speicher und auf der rechten Seite die positive MR, die direkt mit dem Windpark verbunden ist und ebenfalls eine Verknüpfung zum Speicher hat. Die Speichieranbindung der MR ist jedoch nicht wie vorher am elektrischen Bilanzknoten »kEL« möglich, da über diesen Knoten nur eine reale Lieferung, also keine Vorhaltung, abgebildet werden kann. Am elektrischen Bilanzknoten sind weitere Teile des Gesamtmodells angeschlossen, die dieser Speicherteil bewirtschaftet (im Bild nicht dargestellt). Für die MR muss das Speichermmodell jedoch erweitert werden, was im nachfolgenden Punkt näher erläutert wird.

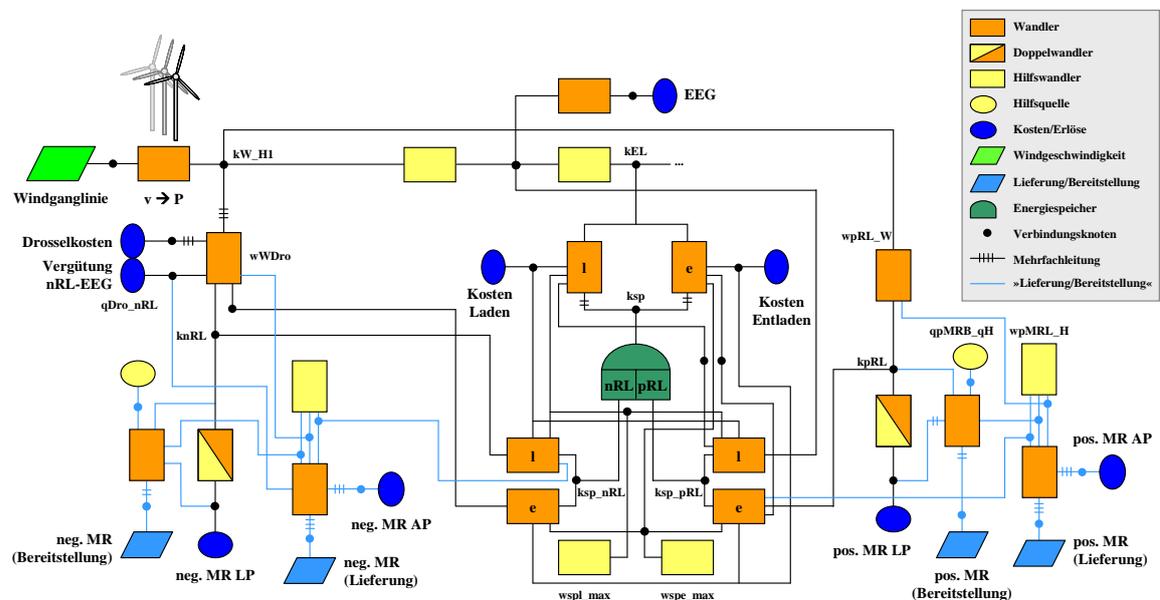


Bild 4.14 - Modellierung des Szenarios mit Minutenreservevorhaltung und -lieferung

Erweiterung des Speichermodells für Regelleistung

Das bisher in Prometheus verwendete Speichermmodell bekommt zwei zusätzliche Anschlüsse mit den Knoten »ksp_nRL« für negative und »ksp_pRL« für positive Regelleistung. Diese Anschlüsse sind für alle drei Regelleistungsarten notwendig und ermöglichen die Speichernutzung. Für die Optimierung ist es wichtig zu wissen, wie viel Energie durch die MR in den Speicher geladen oder entladen werden kann, denn diesen Anteil muss die Optimierung im Speicher reservieren. Nur der restliche Speicherinhalt ist optimierbar, wie als orange Fläche in Bild 4.15 dargestellt.

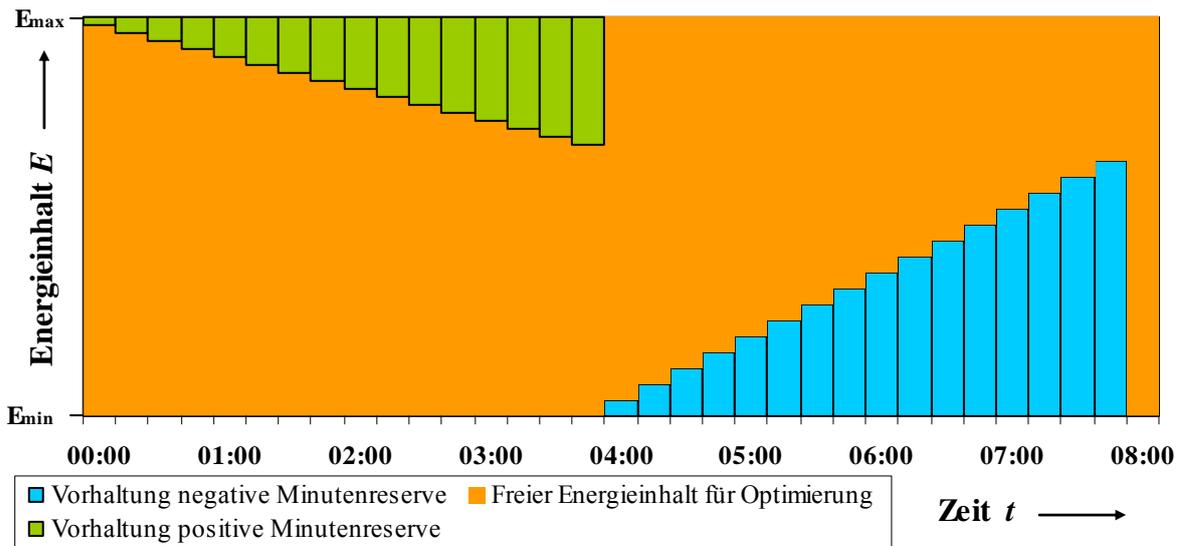


Bild 4.15 - Energieinhalt des Speichers inklusive reservierter Mengen für Minutenreservevorhaltung

In Prometheus wurden für die Speichermodellierung neue Bedingungen eingeführt, die eine Einbindung der Regelleistung in die Speicherbilanz ermöglichen [Wulff]. Für den Speicherinhalt ergibt sich daraus eine Erweiterung der Gleichung (4.4).

$$E_{sp,z} = E_{sp,z-1} - E_{sp,V,z-1} + D \cdot (P_{sp,l,z} - P_{sp,e,z} + P_{nRL,l,z} - P_{pRL,e,z}) \quad (4.16)$$

Ein Speicher kann jedoch nur positive RL liefern, wenn vorher Energie in ihn geladen wurde. Dies geschieht durch die Beladung mit Windenergie, dem Kauf von Energie an der Börse oder durch aufgenommene Energie bei der negativen RL. Um negative RL aufnehmen zu können, bedarf es freier Speicherkapazität. Aufgrund dessen ergibt sich eine Einschränkung in Gleichung (4.17): Die Summe aus dem alten Speicherinhalt exklusive der Ruheverluste und unter Beachtung aller zu- und abgeführten Energien muss innerhalb der für den Speicherinhalt festgesetzten Grenzen bleiben.

$$E_{sp,z,min} \leq E_{sp,z} - E_{sp,V,z-1} + D \cdot \left(\sum_{i=1}^I P_{l,i} - \sum_{i=1}^I P_{e,i} \right) \leq E_{sp,z,max} \quad (4.17)$$

Für die jeweils drei Lade- und Entladewandler ist Gleichung (4.8) anzupassen, damit weiterhin die Koppelbedingung gilt, dass nur geladen oder entladen werden kann. Dabei ist es erlaubt, dass jeweils gleichzeitig alle Lade- oder Entladewandler eingeschaltet sind.

$$P_{sp,z} = \sum_{i=1}^3 (P_{l,i,z} \cdot x_{l,i,z}) + \sum_{j=1}^3 (P_{e,j,z} \cdot x_{e,j,z}) \quad (4.18)$$

$$\text{mit } x_{l,i,z} + x_{e,j,z} \leq c \quad (c = 1, \forall x \in \{0,1\}, \forall i, j \in \{1,2,3\}) \quad (4.19)$$

Gleichzeitig ist zu beachten, dass die Minimal- und Maximalleistung für das Laden und Entladen des Speichers eingehalten werden (siehe Gleichung (4.6)). Dazu sind die Hilfswandler »wspl_max« und »wspe_max« eingeführt, an die die jeweiligen Lade- und Entladewandler angeschlossen sind. Die Summe ihrer Leistungen muss innerhalb der Grenzen liegen, wie in Gleichung (4.20) und (4.21) definiert.

$$P_{wspl_max,z,min} \leq \sum_{i=1}^3 P_{l,i,z} \leq P_{wspl_max,z,max} \quad (4.20)$$

$$P_{wspe_max,z,min} \leq \sum_{i=1}^3 P_{e,i,z} \leq P_{wspe_max,z,max} \quad (4.21)$$

In Bild 4.09 wurde gezeigt, dass am Ende des ersten Simulationstages ($z = 96$) der Speicherinhalt aus den Ergebnisdateien ausgelesen wird und als fixer Startwert für die nächste Simulation im Zeitintervall 1 dient. Bei der MR ist jedoch darauf zu achten, dass zwischen der Vorhaltung und Lieferung unterschieden wird und sich somit eine falsche Speicherbilanz ergibt, falls man dies nicht berücksichtigt. Zur Berechnung des neuen Speicherinhalts darf nur die MR herangezogen werden, die auch wirklich während des Liefertages abgerufen wurde und nicht die gesamte Vorhaltung, die sich nur »virtuell« im Speicher befindet und einen Teil des Energieinhalts reserviert hat. Hierbei verbleibt der nicht gelieferte Teil der positiv vorgehaltenen MR im Speicher, genauso wie der Teil der gelieferten negativen MR. Der neue Speicherinhaltswert ergibt sich dann wie folgt:

$$\begin{aligned} E_{sp,d+1,z=1} &= E_{sp,d,z=96} \\ &+ \sum_{z=1}^{96} (E_{posMR,v,d,z} - E_{posMR,s,d,z}) \\ &- \sum_{z=1}^{96} (E_{negMR,v,d,z} - E_{negMR,d,s,z}) \quad (\forall d \in \mathbb{N}, 1 \leq d \leq 365) \end{aligned} \quad (4.22)$$

Positive Minutenreserve

Bei den Elementen der positiven MR gibt es für die Day-ahead-Optimierung ähnlich dem EEX-Modell einen Doppelwandler, um die Lieferung von 4-Stunden-Blöcken zu gewährleisten. Die angeschlossene Quelle enthält dabei die Leistungspreise für die Vorhaltung der positiven MR. Für den Liefertag wird wie bei der Börsenmodellierung ein Fahrplan generiert, der in der Ganglinie hinterlegt ist. Diesen Fahrplan muss das System erfüllen können, da die MR zu 100 % der Zeit geliefert werden muss. Da im System aufgrund der fluktuierenden Windenergie immer Abweichungen vom Fahrplan auftreten können, ist auch hier eine Hilfsquelle angeschlossen. Diese beinhaltet um ein Vielfaches höhere Kosten als das, was sonst im gesamten Simulationssystem an Erlösen möglich ist, so dass die Quelle nur im äußersten Notfall benutzt wird, da sie sonst das Optimierungsziel (Maximierung des Deckungsbeitrages) außerordentlich negativ beeinflusst. Die Verschaltung ist dabei wie bei der Börsenmodellierung, allerdings gibt es noch einen Anschluss, der von der Quelle zur MR-Lieferung führt. Die MR-Vorhaltung wie auch die -lieferung erfolgt dabei direkt aus dem Windpark, durch das Entladen des Speichers oder durch die Hilfsquelle:

$$P_{gpMRB,z} = P_{wspe_pRL:A,z} + P_{wpRL_W:A,z} + P_{qpMRB_qH,z} \quad (4.23)$$

$$P_{gpMRL,z} = P_{wspe_pRL:A,z} + P_{wpRL_W:A,z} + P_{qpMRB_qH,z} \quad (4.24)$$

Man erkennt an den Gleichungen, dass die Bereitstellung aus den selben Elementen kommt. Dies ist soweit korrekt, denn die Lieferung der MR ist ein Teil der Vorhaltung - sie stammt aus den selben Elementen wie die Vorhaltung und kann daher niemals eine höhere Leistung oder Energiemenge haben. Die Lieferung erfolgt durch gedoppelte Kennlinien in den entsprechenden Wandlern, so dass an den Lieferknoten die volle Vorhalteleistung ankommt. Wegen der ausgeglichenen Leistungsbilanz ist es daher notwendig, den Hilfswandler »wpMRL_H« einzuführen, der die nicht an die Ganglinie gelieferte MR aufnimmt und »vernichtet« damit die Knotenbilanz Null ist, da keine zweite Kennlinienachse im Wandler hinterlegt ist. Entsprechend den drei Anschlüssen sind im Wandler für die MR-Lieferung drei Variablensätze hinterlegt, deren einer Anschluss jeweils verbunden ist mit der Arbeitspreis-Quelle. Somit wird jede gelieferte Energieeinheit an die positive MR mit dem Arbeitspreis vergütet, der zusätzlich zum Leistungspreis gezahlt wird, welcher jedoch für die gesamte vorgehaltene Leistung entrichtet wird.

Die Anzahl und die Höhe der Abrufe der MR haben einen stochastischen Charakter und werden deshalb mit einem dazu entwickelten Programm extern berechnet, welches die erzeugte Ganglinie der MR-Vorhaltung einliest und anhand einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit c die Lieferabrufe und -höhen generiert. Dabei wird eine Zufallszahl ζ_1 ermittelt und falls deren Wert innerhalb der gegebenen Abrufwahrscheinlichkeit liegt, wird die Optimierungsvariable der Lieferung auf 1 gesetzt. Das bedeutet, dass in dem Zeitintervall mit der MR-Vorhaltung auch eine Lieferung stattfindet. Die Höhe der Lieferung bestimmt sich aus einem weiteren Zufallswert ζ_2 , der innerhalb der maximalen vorgehaltenen positiven MR liegt. Diese Werte werden dann als weitere Ganglinie (»gpMRL«) abgespeichert und dienen dem System am Liefertag als Grundlage für die MR-Abrufe.

$$x_{\text{gpMRL},z}(c) = \begin{cases} 0 & \text{falls } c > \zeta_1 \\ 1 & \text{falls } c \leq \zeta_1 \end{cases} \quad (\forall \zeta_1 \in \mathbb{R}, 0 \leq \zeta_1 \leq 100) \quad (4.25)$$

$$P_{\text{gpMRL},z} = x_{\text{gpMRL},z} \cdot \zeta_2 \quad (\forall \zeta_2 \in \mathbb{R}, 0 \leq \zeta_2 \leq P_{\text{gpMRB},z}) \quad (4.26)$$

Die Erlöse E_{posMR} des Windparkbetreibers am Liefertag aus der Vorhaltung und der Lieferung von positiver MR für diesen Teil des Modells lassen sich gemäß Gleichung (4.27) berechnen. Die Leistungspreise wurden zuvor so umgerechnet, dass sie mit dem aktuellen System als Energiepreise eingelesen und berechnet werden können.

$$E_{\text{posMR}} = \sum_{z=1}^{96} \left(\begin{array}{l} P_{\text{wpMRB:A}_K,z} \cdot D \cdot p_{E,\text{qpMR_LP},z} \\ + P_{\text{wpMRB:A}_{K2},z} \cdot D \cdot p_{E,\text{qpMR_LP},z} \\ - P_{\text{wpMRB:A}_2,z} \cdot D \cdot p_{E,\text{qpMRB_qH},z} \\ + P_{\text{gpMRL},z} \cdot D \cdot p_{E,\text{qpMR_AP},z} \end{array} \right) \quad (4.27)$$

Negative Minutenreserve

Der Unterschied der negativen zur positiven MR ist der, dass hier Energie in das System geleitet wird. Man bietet am Markt an, Energie aufzunehmen, wobei das durch die Drosselung der eigenen Anlagen und somit einer verminderten Einspeisung geschehen kann oder durch das Laden eines Speicher mit der aufgenommenen Energie. Dies entspricht dem Zuschalten/Erhöhen einer Last.

Das Modell in Prometheus ist über die Vorzeichen der Wandleranschlüsse so verschaltet, dass die Energie aus dem Doppelwandler der negativen MR in das System fließt. Am Knoten »knRL« besteht dann die Möglichkeit, die Energie entweder über den Ladewandler in den Speicher zu führen oder die Anlage zu drosseln:

$$P_{negMR} = P_{wWDro:nRL_E,z} + P_{wspl_nRL:E,z} \quad (4.28)$$

Dazu wird der Drosselwandler »wDros_W« im Modell so erweitert, dass er die in den Wandler eingespeiste Energie mit Energie aus dem Windpark kompensiert (Gleichung (4.29)). Dies entspricht einer Drosselung, um negative MR zu liefern, da weniger Energie ins Netz eingespeist wird. Am Anschlussknoten »kW_H1« des Windparks teilt sich somit die erzeugte Windenergie in Anteile auf, die zur Lieferung der positiven MR dienen, die in die Drossel fließen, um negative MR zu liefern oder die in das restliche Verkaufssystem gelangen (Gleichung (4.30)). Zudem ist im Wandler eine Verknüpfung zur Drosselkostenquelle angelegt.

$$P_{wWDro:nRL_E,z} = P_{wWDro:nRL_E_W,z} \quad (4.29)$$

$$P_{wW:WPt_A,z} = P_{wWDro:nRL_E_W,z} + P_{wpRL_W:pRL_E,z} + P_{wW_H1:E,z} \quad (4.30)$$

Die weiteren Gleichungen zur Lieferbilanz, Abrufzahl und -höhe sowie den Kosten sind analog zu denen im Abschnitt der positiven MR. Bei der Bereitstellung/Lieferung von negativer MR über die Drosselung der Anlage kommen allerdings zusätzlich noch die Drosselkosten hinzu.

Negative Minutenreservebereitstellung und Verkauf der Energie über das EEG

In Kapitel 3.2.5 wurde erläutert, warum die negative MR für die Windparkbetreiber interessanter ist als die positive MR. Während der Vorhaltung der Leistung kann die Energie, sofern sie nicht über die negative MR abgerufen wird, anderweitig verkauft oder gespeichert werden. Für diese Zeit bekommt der Betreiber also sowohl den Leistungspreis der negativen MR als auch zum Beispiel die Vergütung durch das EEG für die ins Netz eingespeiste Energie.

Das Prinzip ist in dieser Arbeit so umgesetzt, dass an den Drosselwandler eine weitere Quelle »qDro_nRL« angeschlossen wird, in der die gleiche Vergütung wie in der EEG-Quelle hinterlegt ist. Dabei ist eine Separierung der beiden Quellen notwendig, um bei der Auswertung eine genaue Bilanzierung der Einnahmen treffen zu können. Im Falle eines Szenarios, in dem diese zusätzliche Vergütung nicht erwünscht ist, wird die Vergütung in der Quelle auf 0 €/MWh gesetzt, so dass es für die Modellierung keine zusätzlichen finanziellen Vorteile bringt, die negative MR durch die Drosselung und nicht durch den Speicher zu liefern. Mit diesem Verfahren wird es allerdings notwendig, im Wandler für die Lieferung der negativen MR einen weiteren Anschluss einzufügen. Dieser sorgt dafür, dass im Falle eines Abrufes und somit der Lieferung von negativer MR dieser Teil der Energie nicht mehr an die neue EEG-Vergütungsquelle geliefert wird (Gleichung (4.31)). So umgeht man das Doppelvermarktungsverbot.

$$P_{\text{qDro_nRL},z} = P_{\text{wWDro:nRL_E},z} - P_{\text{gnMRL},z} \quad (4.31)$$

Exemplarischer Verlauf

Die Vorhaltung sowie die Abrufe der Minutenreserve sind in Bild 4.16 an einem beispielhaften Verlauf eines Liefertages dargestellt.

Zwischen 0:00 und 4:00 Uhr wird negative MR vorgehalten. Die Vorhaltung erfolgt durch den Speicher bzw. die Drosselung. In diesem Fall muss keine zusätzliche Energie aus der Hilfsquelle bezogen werden. Außerdem sind drei Abrufe unterschiedlicher Höhe generiert. Diese liegen gemäß Gleichung (4.26) innerhalb der Vorhalteleistungshöhe. Es ist zudem zu sehen, dass die Lieferung der negativen MR durch den Speicher erfolgt. Dies entspricht der zuvor genannten Idee, die vorgehaltene Energie bei der Drosselung über das EEG verkaufen zu können. Die Optimierung drosselt deshalb die Anlage nicht zur Lieferung von negativer MR, da sie sonst nur den kleinen Arbeitspreis erhält, sondern verkauft die Energie weiterhin über das EEG und nimmt stattdessen den Speicher. Die Day-ahead-Optimierung kann in der vorangegangenen Simulation eine andere Einsatzweise der Drossel und des Speichers bestimmt haben, aber am Tag der Lieferung diese Fahrweise bevorzugen. Wichtig ist, dass in beiden Fällen die gesamte vorgehaltene Regelleistung bereitgestellt werden kann. Die Vorhaltung und Lieferung der positiven MR läuft ähnlich ab und funktioniert genau so, wie die Modellierung es erwarten lässt. Der Windpark wird gedrosselt gefahren, um die positive MR vorzuhalten. Im Beispiel wird die Lieferung jedoch mit dem Entladen des Speichers bewerkstelligt. Die Vorhalteleistung entspricht hier zudem dem Minimalwert der MR von 15 MW (siehe Tabelle 2.2).

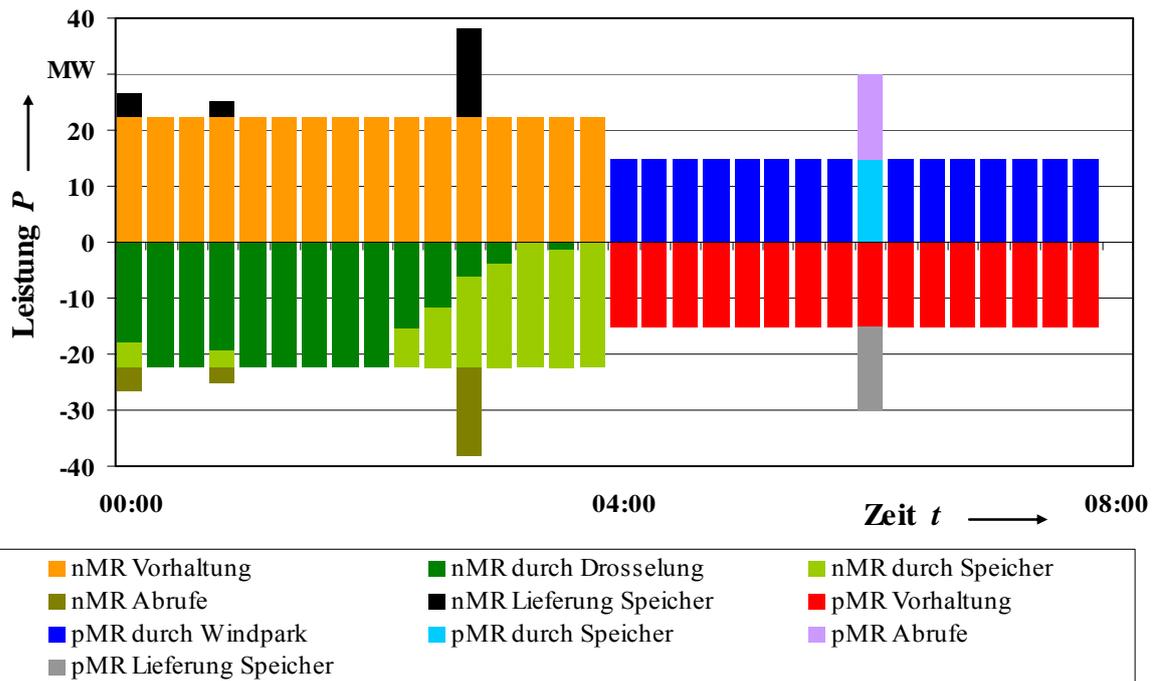


Bild 4.16 - Vorhaltung und Lieferung von Minutenreserve durch verschiedene Anlagen des Modells

4.3.9 Modellierung des Wasserstoffsystems

Wasserstoff als Speicher

Das Wasserstoffmodell besteht wie in Bild 2.17 gezeigt aus einem Elektrolyseur, einer Brennstoffzelle und einem Wasserstoffspeicher [Kirst]. Obwohl es mit einem solchen System auch möglich sein soll, MR zu liefern [HyWB], wird es hier nur mit dem EEG und der Energiebörse verknüpft (Bild 4.17).

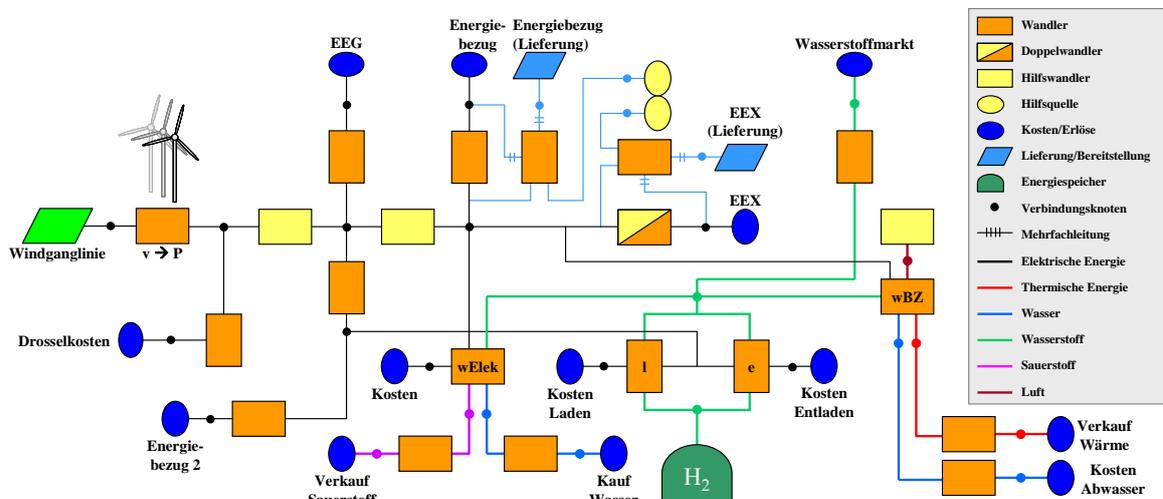


Bild 4.17 - Modellierung des Wasserstoffsystems

Der Wasserstoff wird mit dem Elektrolyseur aus der Windenergie erzeugt oder mit Hilfe der am Markt gekauften Energie. Hierbei wird er in einem Speicher (z.B. Kaverne) unter Druck gespeichert, ähnlich wie es bei Erdgas oder Druckluft der Fall ist [Crot3]. Beim Entladen kann er der Brennstoffzelle zugeführt werden, die daraus elektrische Energie erzeugt, die wiederum am Markt verkauft werden kann. Das System soll dann mit den anderen Speichern aus dem Gesamtmodell hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit verglichen werden. Die Kompressorwandler beziehen die elektrische Energie aus einer zweiten Energiebezugquelle bzw. gleich aus der erzeugten Windenergie.

Der Elektrolyseur benötigt elektrische Energie und Wasser, um dieses in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Der Sauerstoff kann beispielsweise in Tanks gespeichert und später am Markt verkauft werden. Der Wasserstoff gelangt direkt oder zeitversetzt durch den Speicher in die Brennstoffzelle. Sie erzeugt daraus unter Zufuhr von Luft aus einem Hilfswandler wieder elektrische Energie (ein Teil dient dem Eigenverbrauch), Wasser und Wärme. Die Wärme wird im System nicht genutzt und ohne eine Vergütung abgeführt, so dass sie die Simulation nicht beeinflusst. Ist jedoch ein Wärmeabnehmer vorhanden, dann kann die Wärme verkauft werden, wodurch sich die Erlöse erhöhen und auch der Gesamtwirkungsgrad des Systems. Der Rest des Modells entspricht dem Börsenmodell.

Wasserstoffmarkt

Das dargestellte Modell im vorigen Bild enthält zudem eine Quelle für den Wasserstoffmarkt. Hierbei wird der erzeugte Wasserstoff direkt an einem (zukünftigen) Markt verkauft, so dass nur der Wasserstoffverkauf Erlöse bringt. In diesem Fall sind die restlichen Elemente im Modell (EEG, EEX, Speicher, Brennstoffzelle etc.) und ihre Komponenten deaktiviert. Die Energie für den Elektrolyseur kommt direkt aus dem Windpark bzw. wird über einen Energiebezug gewährleistet. Dadurch kann der Elektrolyseur auch unabhängig vom Windangebot Wasserstoff erzeugen, wodurch etwaige Mindestbetriebszeiten eingehalten werden können und bei niedrigen Energiepreisen zusätzlicher Wasserstoff erzeugt wird.

Elektrolyseur

Die Umwandlung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff ist im Modell in einem Wandler abgebildet. Dieser hat die nötigen Ein- und Ausgänge und bildet somit den gesamten Prozess ab. Die Modellierung wird vereinfacht vorgenommen, da für die Arbeit in erster Linie interessant ist, ob sich die Variante eines Wasserstoffspeichers bzw. einer -

wirtschaft lohnt. Die zugehörigen Betriebsmittel zum Elektrolyseur (Transformator, Kühler, Wasseraufbereiter etc.) sind nicht modelliert, sie sind jedoch in den technischen Parametern der Umwandlung und der Kostenbetrachtung integriert. Für die Arbeit dient dabei ein alkalischer Elektrolyseur der Firma Norsk Hydro vom Typ 5040 (betrieben bei 5140 A) als Modellierungsgrundlage ([Ivy], [Ramsd]). Im Elektrolyseur ist bereits ein Kompressor integriert, der den produzierten Wasserstoff bei 30 bar liefert. Eine Erweiterung auf höhere Drücke ist laut [Ramsd] möglich, jedoch im Modell nicht vorgesehen.

Kompressor

Wird der Wasserstoff nicht direkt verkauft sondern eingespeichert, ist eine weitere Kompression nötig, damit sich das Volumen des Wasserstoffes verringert und somit auch die nötige Speichergröße. Dafür ist der Kompressor PDC-13 Duplex im Modell integriert ([PDC1], [PDC2]), der den Wasserstoffdruck von den 30 bar des Elektrolyseurs auf mehrere hundert Bar erhöhen kann. Dieser ist am Speicher angeschlossen, was dem ursprünglichen Ladewandler entspricht.

Speicher

Die Modellierung des Wasserstoffspeichers entspricht dem des bereits dargestellten Modells. Durch die universelle Parametrierung ist keine Änderung am Modell nötig, nur die jeweiligen Daten wie Speicherinhalt, Ruheverluste etc. müssen an den Wasserstoffspeicher angepasst werden. Der Ladewandler des ursprünglichen Speichermodells entspricht in diesem Fall dem Kompressor, der Entladewandler einem Druckminderer, sofern dieser benötigt wird. Durch diese getrennten Komponenten ist ein gleichzeitiges Laden und Entladen möglich.

Brennstoffzelle

Als Anlage dient eine Polymerelektrolytbrennstoffzelle, welche direkt mit Wasserstoff betrieben wird und somit keinen internen Reformer benötigt. Dieser Typ von BZ weist im Gegensatz zu Hochtemperatur-BZ eine bessere Dynamik auf und arbeitet bei einer geringen internen Temperatur. Da im modellierten System keine Nutzung der Wärme vorgesehen ist, wirkt sich dies zusätzlich positiv aus. Für die Modellierung wird eine BZ mit 1 MW elektrischer Leistung [NedS1] basierend auf der BZ NedStack PS100 zugrunde gelegt [NedS2].

4.3.10 Einbeziehung eines Sicherheitsfaktor

In Kapitel 3.2.2 und Bild 3.3 wurde bereits erwähnt, dass für einen maximalen Erlös die angebotene Leistungshöhe dem Wert der Windleistungsprognose entspricht, der im Lieferzeitraum den kleinsten Wert hat. Aufgrund der Tatsache, dass es auch bei noch so genauen Day-ahead-Windprognosen Abweichungen zum realen Verlauf am Liefertag kommen kann, können und werden Differenzen zwischen der verkauften Windleistung und der erzeugten Leistung auftreten (Bild 4.18). Wenn nun der Windparkbetreiber immer bis zum minimalen Leistungswert der Prognose anbietet, kommt es zwangsläufig zu Defiziten, die er mit dem Kauf von teurer Ausgleichsenergie oder einem Intraday-Handel ausgleichen muss. Im Falle der Regelleistungsbereitstellung ist dies nicht möglich, da hier die beteiligten Anlagen zu 100 % verfügbar sein müssen [BNA3] und der Betreiber dafür verantwortlich ist. Kann er dem nicht nachkommen, ist das ein Verstoß gegen die Präqualifikation und es droht ein Ausschluss vom Regelleistungsmarkt.

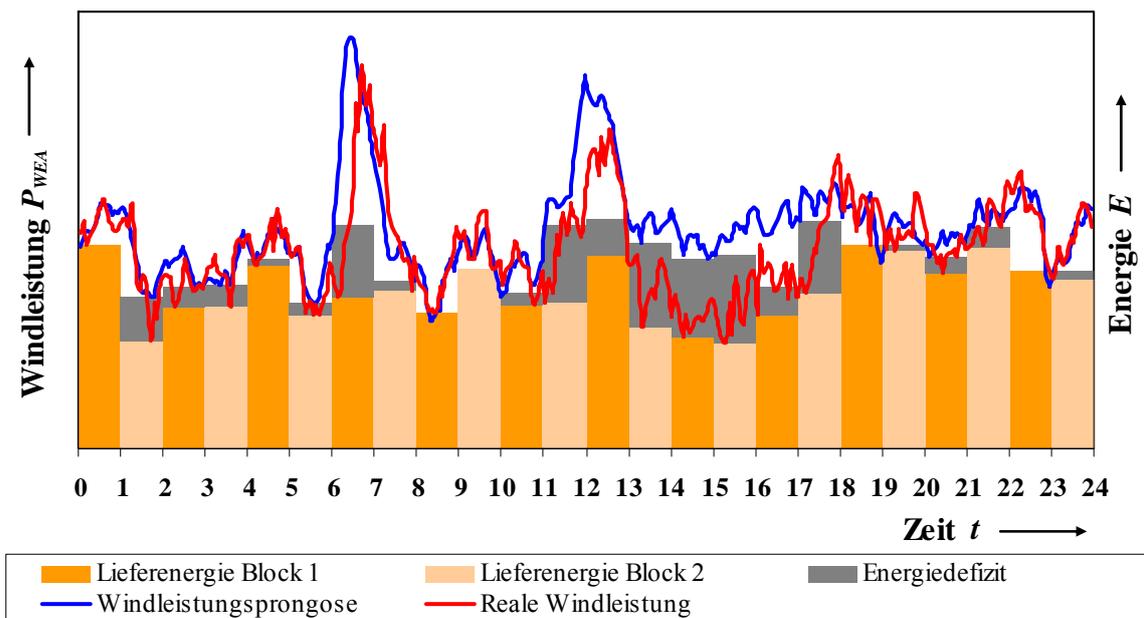


Bild 4.18 - Energiedefizit zum verkauften Fahrplan durch Prognosefehler

Aus diesem Grund wird ein so genannter »Sicherheitsfaktor« in das Modell integriert, der je nach Szenario aktiviert werden kann. Dabei wird im Wandler ein zusätzlicher Ausgang eingeführt. Die zuvor vorhandene Kennlinie des Wandlers wird aufgeteilt in zwei Kennlinien, wobei über deren Verhältnis der Sicherheitsfaktor eingestellt werden kann (Bild 4.19 und Gleichung (4.32)). Ein Teil des Eingangswertes geht dann über den Ausgang des Sicherheitsfaktors in das System zurück.

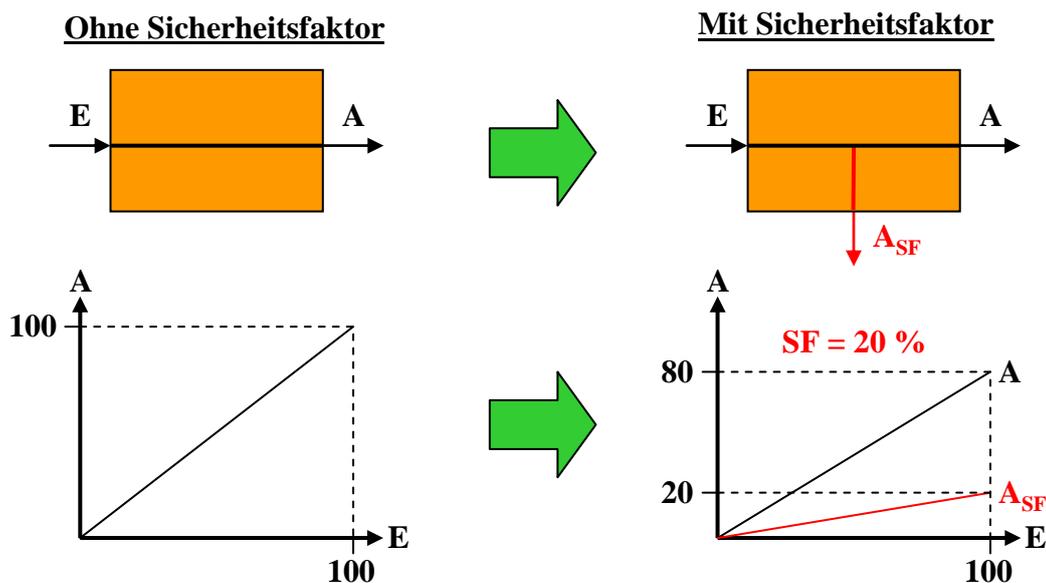


Bild 4.19 - Modellierung des Sicherheitsfaktors im Wandler

$$P_{w:E} = (1 - c_{SF}) \cdot P_{w:A} + c_{SF} \cdot P_{w:A,SF} \quad (\forall c_{SF} \in \mathbb{R}, 0 \leq c_{SF} \leq 1) \quad (4.32)$$

Mit dem Prinzip des Sicherheitsfaktors ist es dann erzielbar, die maximal mögliche Leistung an den Simulationstagen 1 & 2 zu begrenzen (nur in diesen Zeitintervallen sind die modifizierten Wandler aktiviert). Dadurch wird vermieden, dass diese Leistung angeboten wird und dann im Fall einer anderen Windeinspeisung am Liefertag nicht mehr zur Verfügung steht. Der Sicherheitspuffer schützt das System sozusagen vor dem möglicherweise nötigen Einsatz von Ausgleichsenergie. Dadurch vermindert sich natürlich der Energieanteil, der am Markt verkauft werden kann, jedoch sind die Differenzzerlöse kleiner als die Kosten, die für die Ausgleichsenergie gezahlt werden müssten [Völl4].

Der Sicherheitsfaktor wird in die Wandler integriert, die an einem Energiemarkt teilnehmen (Wandler für Börsen und MR). Dabei ist an jedem der zum Doppelwandler zusammengeschlossenen Einzelwandler ein Ausgang angeschlossen - im Systembild ist dies allerdings zur Vereinfachung nur als Einzelleitung dargestellt. Die Energie, die dabei aus dem Anschluss für den Sicherheitsfaktor kommt, wird dem System zurückgeführt. Dabei kann die Optimierung entscheiden, ob sie diesen Anteil während des Simulationstages 1 & 2 in den Speicher lädt, drosselt oder über das EEG verkauft (außer bei der negativen MR), wie in Bild 4.20a und 4.20b dargestellt. In der rechten Darstellung sieht man, wie bei einem Sicherheitsfaktor von 20 % dieser Anteil an der maximalen Lieferleistung nicht über die Doppelwandler in den Markt geht, sondern im System verbleibt. Am Liefertag existiert somit ein Puffer von rund 20 % der Leistung zum Ausgleich der Fluktuationen.

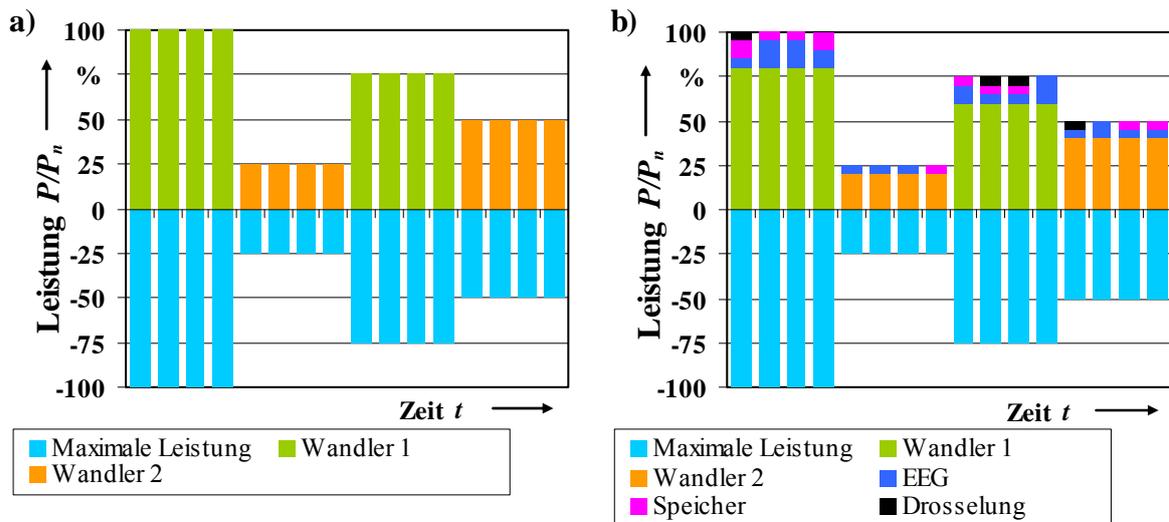


Bild 4.20 - Verkauf der Energie am Markt - links ohne Sicherheitsfaktor, rechts mit Sicherheitsfaktor

4.3.11 Fördermodell »Vermiedenes EEG«

Im Gesamtmodell ist eine zusätzliche Quelle eingeführt, um eine mögliche Förderung abzubilden. Dabei handelt es sich um die Idee, die Marktteilnahme des Windparks derart zu fördern, indem jede nicht eingespeiste Energie aus den WEA über das EEG mit einem Bonus belohnt wird. Dadurch erhält der Windparkbetreiber also zusätzlich zum Erlös an der Börse oder dem Minutenreservemarkt noch eine Extraeinnahme, da er sich diese Energie nicht hat über das EEG vergüten lassen (und somit dem Endkunden finanziell entlastet), sondern im Markt verkauft hat (was zur Senkung der Energiepreise führen kann und dadurch wiederum dem Endkunden zugute kommt). Dieses »Vermiedene EEG« soll als Anreiz dienen, die Risiken eine Marktteilnahme von erneuerbaren Energieerzeugern zu mindern. Sobald sie sich erfolgreich im Markt integriert haben, kann sie ganz entfallen oder reduziert werden. Das Ziel ist es, sämtliche regenerativen Erzeugungsanlagen marktfähig zu machen und somit von einer reinen EEG-Vergütung zu einem wettbewerbsfähigen Markt zu kommen.

Der zusätzliche Erlös E_{wvE} des Windparkbetreibers ist in Gleichung (4.33) abgebildet. Von der erzeugten Windenergie E_{wW} muss die Energie abgezogen werden, die direkt über die EEG-Quelle verkauft wird, sowie die über das EEG verkaufte Energie während der Vorhaltung der negativen Minutenreserve. Wenn sämtliche Windenergie und nicht nur ein Teil am Markt verkauft wird, ist die gesamte erzeugte Energie mit dieser Förderung zu vergüten. Dies sind die Varianten, bei der sich der Betreiber vollkommen vom EEG löst. Da die Quelle des »Vermiedenen EEG« im Modell integriert ist und die Zusatzeinnahme nicht nach der Jahresberechnung dazuaddiert wird, ist sie selbst Bestandteil der Optimie-

nung und das System versucht deshalb bei einer hohen Förderung, möglichst viel Energie am Markt zu verkaufen.

$$E_{wvE} = (E_{wW} - E_{wEEG} - E_{wWDro:nRL_A_vE}) \cdot p_{E,vE} \quad (4.33)$$

4.3.12 Gesamtmodell

Im Gesamtmodell (Bild 4.21, vergrößert im Anhang in Bild A.1) sind einige der zuvor genannten Modelle zusammengeführt, wobei sich die einzelnen Teilbereiche über Ein-/Aus Schaltbedingungen deaktivieren lassen. So kann man mit einem Grundmodell alle Berechnungen durchführen, ohne an dem Modell selbst Veränderungen vornehmen zu müssen. Dies spart Modellierungsaufwand und verringert die Modellvarianten, die man pflegen muss. Die Änderung der Preise und Ganglinien erfolgt dann nur noch durch anpassen der entsprechenden im System hinterlegten Textdateien.

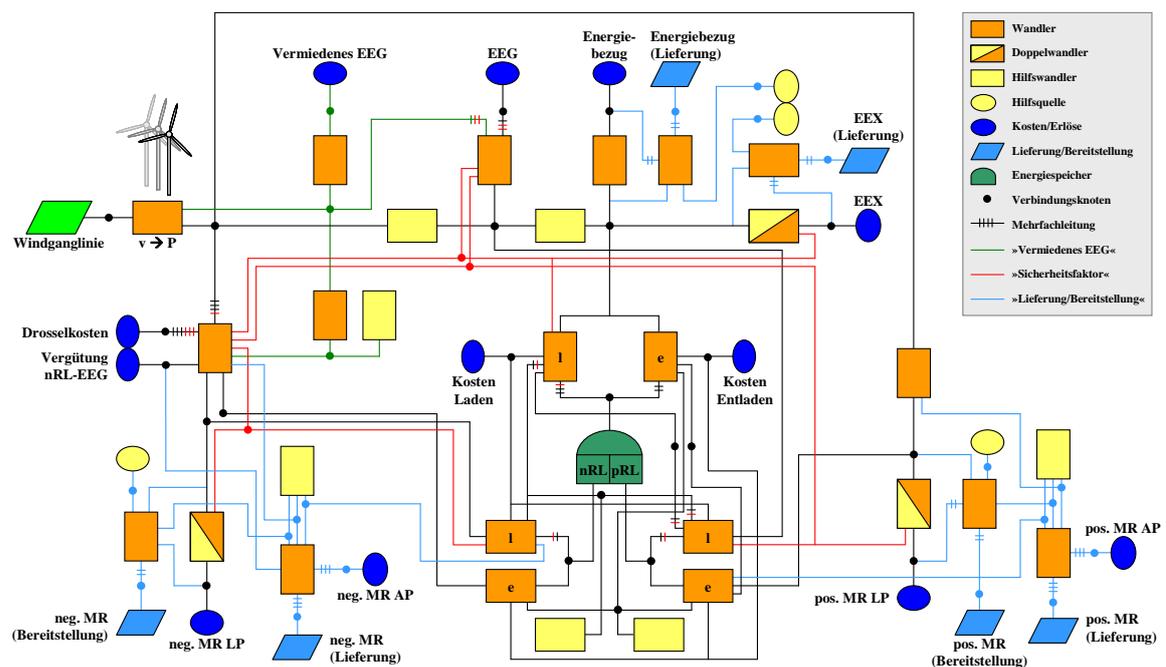


Bild 4.21 - Gesamtmodell in Prometheus

Im Gesamtmodell sind folgende Teilmodelle kombiniert, die jeweils aktiviert oder deaktiviert werden können:

- 3-Tages-Optimierung
- EEG-Vergütung

- Handel an der EEX
- Bereitstellung und Lieferung von positiver Minutenreserve
- Bereitstellung und Lieferung von negativer Minutenreserve
- Sicherheitsfaktor
- Vermiedenes EEG
- Energiespeicher

Programmablauf der Jahresberechnung

Für das Jahresergebnis werden die einzelnen Tage des Jahres nacheinander berechnet. Dabei enthält jeder Jahrestag drei Simulationstage, wie in Kapitel 3.3.4 erläutert. Der Ablauf einer Jahresberechnung für ein bestimmtes Szenario erfolgt durch eine erstellte Steuerdatei, die nacheinander die Schritte in Bild 4.22 durchläuft. Damit der erste Tag des Jahres schon eine Lieferganglinie enthält, ist die Simulation eines Tages »0« notwendig. Diese Berechnung enthält alle Schritte von 6 bis 13, außer Schritt 10. Der besseren Darstellung wegen sind diese im Bild 4.22 nicht explizit aufgeführt. Mit den Ergebnissen aus dem Tag »0« startet dann die Schleife und durchläuft jeden Tag des Jahres.

Die Kosten und Erlöse aus den Quellen für die Börse und die MR sind für jeden einzelnen Tag hinterlegt und werden in Schritt 6 zusammengefügt und in den Szenariendatensatz kopiert. Genauso verhält es sich mit den Ganglinien für die Windgeschwindigkeit und der Verkäufe am Day-ahead-Markt. Die Lieferganglinie für die Börse und die Minutenreservenvorhaltung werden in Schritt 11 erzeugt. Mit der daraus in Schritt 12 generierten MR-Abruf-Ganglinie werden sie dann für jede neue Simulation zusammengefügt. In Schritt 13 wird der neue Speicherfüllstand für den Tagesbeginn gemäß Gleichung (4.22) berechnet und in den Szenariendatensatz kopiert. Nachdem die Grunddaten für jeden Tag vorliegen, wird die Optimierung gestartet. Dazu wird die Prometheusroutine aufgerufen, die ihrerseits wiederum die Berechnung im GGLP-Solver (CPLEX) startet. Die Ergebnisse werden in einem zugehörigen Tagesdatensatz abgespeichert, auf den dann später das Auswertungsprogramm zugreift [Rasch]. In Schritt 14 wird noch geprüft, ob eine der Hilfsquellen für die MR benutzt wurde. Dies ist wichtig, denn eine Benutzung bedeutet die Verletzung der vertraglich zugesicherten 100 %-igen Verfügbarkeit. Die Höhe der benötigten Energie wird gespeichert und kann dann Aufschluss geben, ob es eine gravierende Verletzung war oder nicht. Sie ist auch ein wichtiges Maß für die Beurteilung des benutzten Sicherheitsfaktors. Sind alle 365 Tage des Jahres berechnet, endet die Schleife und somit auch die Jahresberechnung.

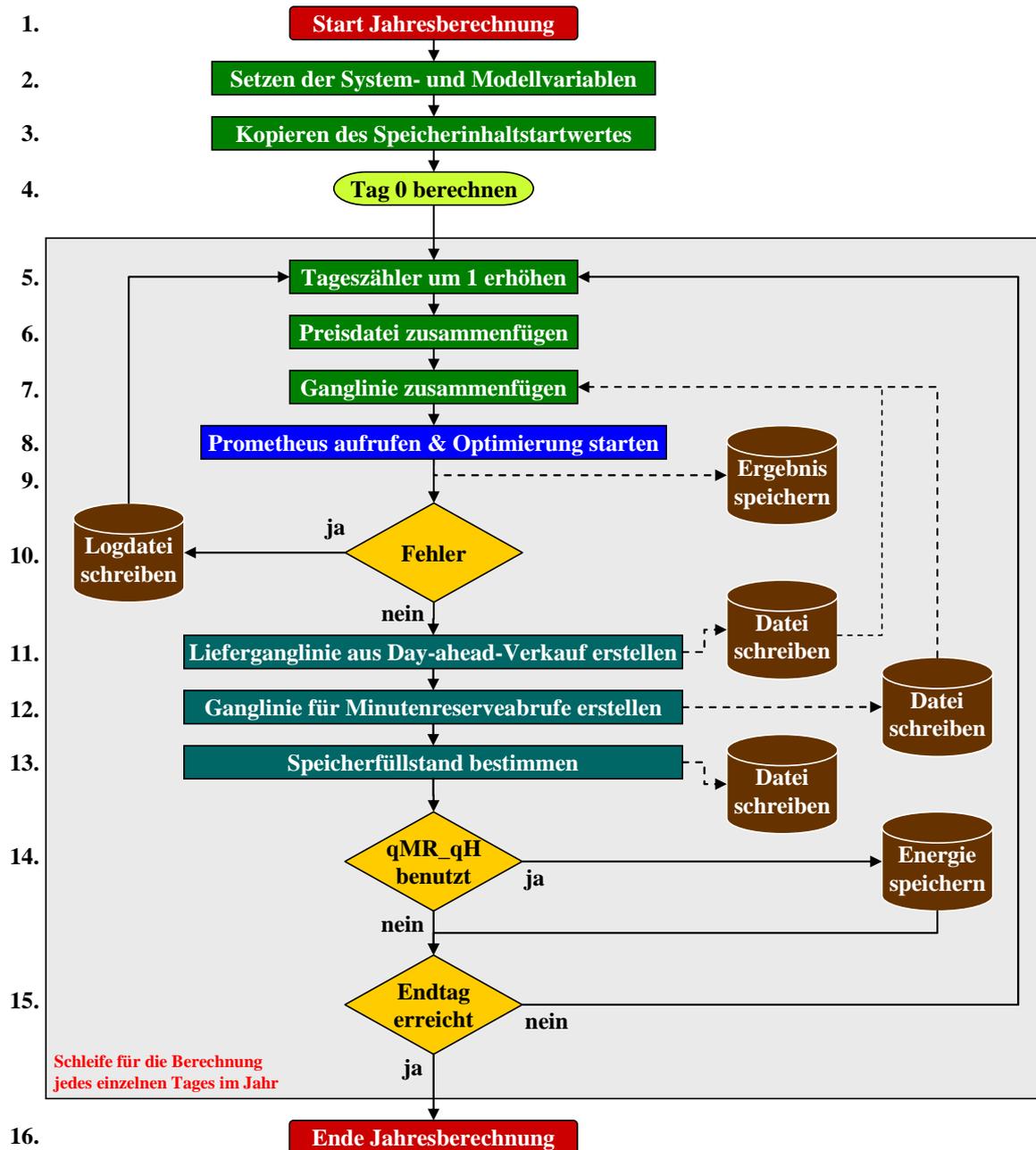


Bild 4.22 - Programmablauf während einer Jahressimulation mit täglicher Optimierung

4.3.13 Erweiterung der Modelle

Die in den Modellen erstellten Energiespeicher und Wasserstoffsysteme sind als »Universalspeicher« formuliert. Dies bedeutet, dass die Modellierung darauf ausgerichtet ist, das Modell möglichst offen zu gestalten, damit mehrere Speichersysteme in einem Grundmodell einfach durch das Ersetzen der jeweiligen Parameter (z.B. Ladeleistung, Ruheverluste, Energieinhalt) abgebildet werden können. Das hat den Vorteil, dass auf der Grundlage von Speicherparametern schnell, aber für die Berechnung immer noch exakt genug, verschie-

dene Speicher im gleichen System integriert werden können [Völl2]. Soll ein Speicher genauer untersucht werden, ist dessen exakte Modellierung möglich, wodurch dann jedoch ein Simulationsmodell für jeden spezifischen Speicher notwendig wird. Aus diesem Grund wird auch der Wärmespeicher beim AA-CAES nicht modelliert, da er nur geringe bis keine Verluste hat und somit für die Simulation vernachlässigbar ist [Calam]. Die Druckluft- oder Wasserstoffspeicher können aber so erweitert werden, dass auch die Druck-, Temperatur- und Volumenstromabhängigkeiten im Modell abgebildet sind [Völl5]. Dies erhöht den Modellierungsaufwand jedoch zum Teil erheblich, da neben den zusätzlichen Elementen im Modell zudem eine Produktbildung zweier voneinander abhängiger Variablen auftreten kann. Die Produktbildung der Variablen in einer GGLP ist in [Hackl] beschrieben und kann dadurch auch für die Modelle angewendet werden.

4.4 Wirtschaftliche Bewertung

Die Betriebsführung der Anlagen in den Modellen sowie die jährlichen Erlöse und Kosten der unterschiedlichen Szenarien müssen wirtschaftlich bewertet werden. Damit kann eine Aussage getroffen werden, mit welchem Szenario sich eine Marktteilnahme für den Betreiber gelohnt hätte. Für die Auswertung sind dafür zwei Ergebnisse relevant: Der Deckungsbeitrag und das Betriebsergebnis.

4.4.1 Deckungsbeitrag

Im Deckungsbeitrag (DB) sind die Erlöse und die variablen Kosten des Systems enthalten. Den DB kann man direkt aus dem Ergebnis des ersten Simulationstages der Prometheus-Optimierung auslesen (vergleiche Kapitel 4.1.3). Das Jahresergebnis aller Tage im Szenario ergibt sich aus der Summe aller Erlöse und Kosten für jedes Zeitintervall und jedes modellierte Element im System.

$$DB = \sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^I \sum_{z=1}^{96} (E_{d,i,z} - K_{d,i,z}) \quad (4.34)$$

Wie die Einnahmen und Ausgaben in den Modellen abgebildet sind, ist in Tabelle 4.2 aufgelistet. Die Kosten des Windparks spielen dabei keine Rolle, da dieser schon als existent angenommen wird und in dieser Arbeit nur die zusätzliche Teilnahme am Energiemarkt relevant ist. Auch die fixen Kosten sind kein Bestandteil des DB, da sie einen festen Betrag darstellen und somit keinen Einfluss auf den Optimierungsverlauf haben.

	Abbildung in Prometheus
Einnahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Verkauf von Energie über EEG oder EEX - Verkauf von Wasserstoff, Sauerstoff, Wärme - Vorhaltung von Minutenreserve (Leistungspreis) - Lieferung von Minutenreserve (Arbeitspreis) - Vergütung der am Markt verkauften Energie durch Förderung »Vermiedenes EEG«
Ausgaben	<ul style="list-style-type: none"> - Energiebezug - Energiebezug/-lieferung aus Hilfsquellen - Bezug/Abgabe von Wasser - Kosten der Drosselung - Betriebskosten beim Laden und Entladen des Speichers - Betriebskosten des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle

Tabelle 4.2 - Einnahmen und Ausgaben im Prometheus-Modell

4.4.2 Betriebsergebnis

Vom DB müssen noch die in Tabelle 4.3 aufgelisteten fixen Kosten abgezogen werden, damit sich eine Aussage über den Gewinn/Verlust im jeweiligen Szenario machen lässt. Die WEA existieren schon, so dass durch sie keine weiteren Kosten anfallen. Nur die zusätzlich am Windpark installierten Komponenten werden betrachtet.

	Beschreibung
Fixe Kosten	<ul style="list-style-type: none"> - Investitionskosten der Komponenten (Speicher, Elektrolyseur, Kompressor etc.) - Revision, Wartung und Reinvestitionen der Komponenten - Gebühren zur Teilnahme am Energiemarkt - Kosten der Anbindung der Anlagen an den Markt - zusätzliche Personalkosten

Tabelle 4.3 - Fixe Kosten für die wirtschaftliche Betrachtung

Sofern es sich nicht bereits um jährliche Kosten handelt, werden diese erst durch eine vereinfachte Annuitätsrechnung umgerechnet. Für die Berechnung werden folgende Werte zugrunde gelegt:

- Betrachtungszeitraum $T = 20 \text{ a}$
- Kalkulationszinssatz $i = 6 \text{ %/a}$
- Zeitabschnitt der Verzinsung $t_n = 1 \text{ a}$

Daraus ergibt sich der Wert für den Annuitätsfaktor α nach Gleichung (4.35) zu 0,0872.

$$\alpha = \frac{q^\psi \cdot (q - 1)}{q^\psi - 1} \quad \text{mit} \quad q = (1 + i \cdot t_n) \quad \text{und} \quad \psi = \frac{T}{t_n} \quad (4.35)$$

Aus dem Annuitätsfaktor und der Investitionssumme ergibt sich der jährliche Kapitaldienst, zu dem noch die Wartungs- und Betriebskosten dazukommen, die auf den Bezugszeitpunkt abgezinst werden. Sofern für die Komponenten Revisionen durchgeführt werden müssen, sind diese in die Annuität mit einzurechnen. Dafür werden die Kosten der Revision und auftretender Reinvestitionen unter Beachtung des Revisionszeitpunktes auf den Zeitpunkt der Investition abgezinst. Ein Restwert bzw. Abrisskosten der Anlagen nach 20 Jahren werden ausgeschlossen.

Die allgemeine Gleichung zur Berechnung der Annuität lautet dann:

$$k_a = \alpha \cdot \left(K_I + \sum_{\psi=1}^{20} (K_{w,\psi} \cdot q^{-\psi}) + \sum_{\psi=1}^{20} (K_{b,\psi} \cdot q^{-\psi}) + \sum_{\psi=1}^{20} (K_{rev,\psi} \cdot q^{-\psi}) \right) \quad (4.36)$$

Die Betriebskosten der Komponenten sind jedoch schon im Prometheus-Modell abgebildet und somit im DB enthalten, so dass sie in der Gleichung entfallen können. Bei Annahme von jährlich gleichen Wartungskosten ergibt sich aus Gleichung (4.36) die in der Arbeit verwendete Annuitätsgleichung.

$$k_a = \alpha \cdot \left(K_I + \sum_{\psi=1}^{20} (K_{rev,\psi} \cdot q^{-\psi}) \right) + k_w \quad (4.37)$$

Das Betriebsergebnis (BE) ergibt sich dann aus der Subtraktion der Summen der Annuitäten der in den Szenarien verwendeten Komponenten i und der jährlichen gleichen fixen Kosten für die Teilnahme an den Energiemärkten vom Deckungsbeitrag.

$$BE = DB - \left(\sum_{i=1}^I k_{a,i} + \sum k_{EEX} + \sum k_{MR} \right) \quad (4.38)$$

Für jedes berechnete Szenario erhält man so ein BE basierend auf einer Jahresrechnung. Die Rechnungen werden alle für das gleiche Betrachtungsjahr bezogen und es wird auch nur dieses eine Jahr verglichen. Die Degression der EEG-Vergütung hat dadurch keinen Einfluss auf den Vergleich. Unter Verwendung verschiedener EEG-Vergütungen in den Szenarien können jedoch Abschätzungen für andere Betrachtungsjahre getroffen werden.

Wenn sich der Windparkbetreiber entscheidet, die Windenergie am Markt zu verkaufen und dazu zusätzlich Energiespeicher und andere Komponenten einsetzt, muss das BE aus dem Szenario größer oder gleich dem zugehörigen Basisszenario mit der alleinigen EEG-Vergütung sein. Erst dann lohnt sich für ihn der (teilweise) Verkauf der Windenergie am Markt.

5 Festlegung geeigneter Szenarien und Parameter

5.1 Allgemeine Festlegungen

Erstellung von Prognosewerten für die 3-Tages-Optimierung

Die Verläufe für die Windgeschwindigkeit [REISI], der Stundenpreise an der EEX [EEX4] und der Minutenreservepreise [RLnet] liegen als historische Ganglinien vor. Diese repräsentieren real gemessene Windwerte bzw. vergangene Handelsdaten. Mittels eines Verfahrens, welches auf der Gaußverteilung der Abweichungen der prognostizierten zur real gelieferten Windleistung basiert [Völl6], werden aus den gemessenen Werten für die Simulation fiktive Prognosewerte erstellt. Die gleiche Prozedur wird für die Marktdaten vollzogen. Mit diesen Werten lässt sich nun die 3-Tages-Optimierung berechnen, indem die Simulationstage 2 & 3 je nach Eingangswert mit den Prognosewerten arbeiten, wobei eine bestimmte Standardabweichung σ angenommen wird (Tabelle 5.1). Die Preise am Day-ahead- und Liefertag sind gleich angenommen, da die Energie zu den Erlösen geliefert/bezogen wird, zu der sie auch verkauft/gekauft wurde.

	Liefertag	Day-ahead	2-Days-ahead
Windgeschwindigkeit	Istwert	24-Stunden-Prognose $\sigma = 7 \%$	48-Stunden-Prognose $\sigma = 8 \%$
EEX- & Energie- bezugspreise	Istwert	Istwert	24-Stunden-Prognose $\sigma = 40 \%$
Preise des Minuten- reservemarktes	Istwert	Istwert	24-Stunden-Prognose $\sigma = 40 \%$

Tabelle 5.1 - Verwendung von Ist- und Prognosewerten während der 3-Tages-Optimierung

Windparkgröße und Leistungskennlinie

Die verwendeten Windgeschwindigkeiten liegen für vier Messorte innerhalb Deutschlands in 5-Minuten-Intervallen vor [REISI]. Für die Berechnungen werden jeweils Ganglinien mit Starkwind (StW) und Schwachwind (ScW) ausgewählt. In den Szenarien werden drei Windparkgrößen benutzt, wobei nicht explizit festgelegt wird, ob es sich um On- bzw. Offshore-Windparks handelt. Die Leistungskennlinien verschiedener Anlagen für On- und Offshore-Betrieb unterscheiden sich in ihrer Form kaum, sondern meist nur durch die Höhe der abgegebenen Leistung. Aus diesem Grund wird in den Berechnungen nur die Kennlinie nach [Vesta] verwendet, durch die sich auch die theoretische Anzahl der WEA

im Windpark ergibt (Tabelle 5.2). Diese Werte sind durch die Leistungskennlinie des Wandlers »wW« abgebildet, entsprechend Bild 4.5. Der zusätzliche Wert v_{w6} ist erforderlich, damit während der Optimierung keine Fehler auftreten, falls eine Windgeschwindigkeit größer als die Abschaltwindgeschwindigkeit von 27 m/s auftritt.

Windgeschwindigkeit	Einzel-anlage	Windpark 50 MW	Windpark 250 MW	Windpark 1000 MW
$v_{w0} = 0 \text{ m/s}$	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
$v_{w1} = 4 \text{ m/s}$	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
$v_{w2} = 7 \text{ m/s}$	0,5 MW	8,2 MW	41 MW	164 MW
$v_{w3} = 14 \text{ m/s}$	3,04 MW	49,8 MW	249 MW	995 MW
$v_{w4} = 25 \text{ m/s}$	3,05 MW	50 MW	250 MW	1000 MW
$v_{w5} = 27 \text{ m/s}$	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
$v_{w6} = 100 \text{ m/s}$	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Theoretische Anlagenanzahl	1	17	82	328

Tabelle 5.2 - Anpassen der Leistungskennlinie im Wandler an verschiedene Windparkgrößen (nach [Vesta])

5.2 Parameter der Speicher

Für die Parameter werden Werte aus verschiedenen Quellen herangezogen und nach einer qualitativen Bewertung ein Durchschnitt gebildet, sofern die Werte nicht direkt mit einer Quellenangabe referenziert sind. In den Szenarien werden drei Speichersysteme in unterschiedlichen Dimensionierungen benutzt. Deren Parameter sind in den nachfolgenden Tabellen aufgelistet und in den jeweiligen Wandlern bzw. Speicherelementen in Prometheus hinterlegt. Die Speichergrößen werden anhand [Mülle] und marktüblichen Annahmen bestimmt - das heißt, die Leistungen liegen in der Regel innerhalb von 10-50 % der Windparkleistung und die Energiemenge reicht bei einer Entladung unter Vollast für 5-8 Stunden. Dies verringert Kosten durch eine unnötige Überdimensionierung der Speicher.

Adiabater Druckluftspeicher

AA-CAES sind Speicher, die nur in großen Dimensionierungen gebaut werden sollen. Aus diesem Grund wird angenommen, dass sie mit einer Kaverne verbunden sind und somit auch eine hohe Leistung und Energiemenge besitzen. Demzufolge eignen sie sich nicht für den kleinen Windpark von 50 MW, weil sie dort überdimensioniert wären. Die benutzten Speicherdimensionen liegen somit oberhalb dieses Wertes (Tabelle 5.3).

Parameter	Einheit	AA-CAES 1	AA-CAES 2
Leistung Laden (Kompressor)	MW	100	200
Leistung Entladen (Turbine)	MW	200	300
Minimale Leistung	MW	5	10
Maximale Leistung	MW	200	300
Energieinhalt Minimum	MWh	0	0
Energieinhalt Maximum	MWh	1000	2000
Kavernengröße	m ³	312 000	624 000
Ruheverluste	%/h	0	0
Elektrische Wirkungsgrad	%	70	72
Leistungsgradient	MW/h	800	1200
Mindestbetriebszeit	h	1	1
Gleichzeitiges Laden/Entladen		nein	nein
Betriebskosten Laden/Entladen	€/MWh	1	1
Spezifische Investitionskosten	€/kW	1000	1000
	€/kWh	-	-
Kavernenkosten	€	16 240 000	22 480 000
Gesamtinvestitionskosten	€	216 240 000	322 480 000
Wartungskosten	€/a	220 000	320 000
Lebensdauer	a	20	20
Reinvestitionskosten	€	0	0

Tabelle 5.3 - Parameter der adiabaten Druckluftspeicher

Ein AA-CAES kann nach etwa 15 Minuten die Maximalleistung erreichen, wodurch eine Teilnahme an der MR möglich ist [Sieme]. Die Mindestenergiemenge ist so gewählt, dass ein Rest Druckluft in der Kaverne verbleibt, der aufgrund des verringerten Druckes beim Entladen nicht mehr genutzt werden kann. Für die Investitionskosten werden nach [Calam] spezifische Kosten von rund 1000 €/kW angenommen, die in der Zukunft bei rund 600 €/kW [BMU4] liegen sollen. Die Kosten für die Kavernenerstellung betragen nach [BMU4] rund 10 Mio. Euro Fixkosten plus 10 Mio. Euro pro 500 000 m³. Die Wartungskosten sind mit 1 % der Investitionskosten angenommen, Reinvestitionen fallen keine an und die Betriebskosten sind bereits in Prometheus hinterlegt und ein Teil des DB.

Aus den Werten in Tabelle 5.3 ergeben sich nach Berechnung gemäß Kapitel 4.4 folgende Annuitäten für die unterschiedlichen Druckluftspeicher. Dabei sind jeweils die heutigen (»real«) und zukünftigen (»optimistisch«) Investitionskosten in der Tabelle dargestellt.

Speicher	Spezifische Investitionskosten	Gesamtinvestitionskosten K_I	Annuität k_a
AA-CAES 1 (real)	1000 €/kW	216 240 000 €	19 076 128 €/a
AA-CAES 2 (real)	1000 €/kW	322 480 000 €	28 440 256 €/a
AA-CAES 1 (optimistisch)	600 €/kW	136 240 000 €	13 242 528 €/a
AA-CAES 1 (optimistisch)	600 €/kW	202 480 000 €	17 856 256 €/a

Tabelle 5.4 - Wirtschaftliche Größen der adiabaten Druckluftspeicher

Vanadium-Redox-Batterie

Die VRB ist frei dimensionierbar in ihrer Leistung (Anzahl der Membranen) und der Energiemenge (Größe der Tanks). Aus diesem Grund ist es möglich, die VRB für jeden der verwendeten Windparks zu dimensionieren. Die Parameter der vier benutzten Speichervarianten sind in Tabelle 5.5 eingetragen.

Parameter	Einheit	VRB 1	VRB 2	VRB 3	VRB 4
Leistung Laden	MW	20	40	50	100
Leistung Entladen	MW	20	40	50	100
Minimale Leistung	MW	0	0	0	0
Maximale Leistung	MW	20	40	50	100
Energieinhalt Minimum	MWh	100	200	400	800
Energieinhalt Maximum	MWh	0	0	0	0
Ruheverluste	%/h	0,1	0,1	0,1	0,1
Elektrische Wirkungsgrad	%	74	76	76	80
Leistungsgradient	MW/h	-	-	-	-
Mindestbetriebszeit	h	-	-	-	-
Gleichzeitiges Laden/Entladen		ja	ja	ja	ja
Betriebskosten Laden/Entladen	€/MWh	1	1	1	1
Spezifische Investitionskosten	€/kW	-	-	-	-
	€/kWh	350	350	350	350
Gesamtinvestitionskosten	€	35 000 000	70 000 000	140 000 000	280 000 000
Wartungskosten	€/a	456 000	800 000	960 000	1 540 000
Lebensdauer	a	20	20	20	20

Tabelle 5.5 - Parameter der Vanadium-Redox-Batterien

Die Werte für die technischen Parameter stammen aus [VRB1-3] und [Skyll]. Bei der VRB sind im Gegensatz zum AA-CAES die Lade- und Entladeleistungen gleich, da alles über die selben Membranen läuft. Die Minimalleistung kann Null sein, wenn alle Membranen abgeschaltet sind. Der minimale Energieinhalt ist hier real Null, da der Speicher komplett tiefentladen werden kann. Ruheverluste entstehen, wenn der Speicher nicht in Betrieb ist innerhalb der Membranen. Der Leistungsgradient ist sehr hoch, da die Membranen zu jeder Zeit mit dem Elektrolyt durchsetzt sind und somit nur die Pumpen anspringen müssen, um zu starten. Somit ist auch die Möglichkeit zur Lieferung von MR gegeben [VRB3]. Für die Investitionskosten sind reale Werte gemäß [VRB2] angenommen und künftig sind spezifische Kosten von 175 €/kWh realisierbar [Skyll]. Die Wartungskosten inklusive der Reinvestitionskosten (nach 10 Jahren müssen die Pumpen und die Hälfte der Membranen getauscht werden) resultieren aus [VRB3].

Die Annuitätsrechnung beruht auf den Gleichungen wie beim AA-CAES, so dass sich nachstehende Werte für die Vanadium-Redox-Batterien ergeben.

Speicher	Spezifische Investitionskosten	Gesamtinvestitionskosten K_I	Annuität k_a
VRB 1 (real)	350 €/kWh	35 000 000 €	3 508 000 €/a
VRB 2 (real)	350 €/kWh	70 000 000 €	6 904 000 €/a
VRB 3 (real)	350 €/kWh	140 000 000 €	13 168 000 €/a
VRB 4 (real)	350 €/kWh	280 000 000 €	25 956 000 €/a
VRB 1 (optimistisch)	175 €/kWh	17 500 000 €	1 982 000 €/a
VRB 2 (optimistisch)	175 €/kWh	35 000 000 €	3 852 000 €/a
VRB 3 (optimistisch)	175 €/kWh	70 000 000 €	7 064 000 €/a
VRB 4 (optimistisch)	175 €/kWh	140 000 000 €	13 748 000 €/a

Tabelle 5.6 - Wirtschaftliche Größen der Vanadium-Redox-Batterien

Wasserstoffsystem

Beim Wasserstoffsystem muss nach den einzelnen Teilanlagen unterschieden werden: Elektrolyseur, Kompressor, Speicher und Brennstoffzelle. Die Basisdaten für die in Kapitel 4.3.9 angenommen Anlagen sind pro Stück in Tabelle 5.7 eingetragen. Für eine Integration in einen Windpark müssen dann jeweils mehrere Anlagen erworben und zusammengefügt werden. Für die Szenarien wird nur mit dem kleinen Windpark von 50 MW gearbeitet, da größere Wasserstoffsysteme einige hundert Elektrolyseure und Brennstoffzellen enthalten müssten und die Kosten dafür im Moment rein spekulativ sind.

Parameter (pro Stück)	Einheit	Elektro-lyseur	Kompressor	Speicher	Brennstoff-zelle
Leistung elektrisch	MW	1,95	0,257		1
Leistung thermisch bei 70°C	MW				1
Minimale Leistung elektrisch	MW	20 % P _{max}	0		10 % P _{max}
Maximale Leistung elektrisch	MW	1,95	0,257		1
Speicherinhalt Minimum	Nm ³			0	
Speicherinhalt Maximum	Nm ³			261	
Druck Eingang	bar		1-200	350	350
Druck Ausgang	bar	30	bis 400	350	
Durchflussmenge Minimum	Nm ³ /h	10			
Durchflussmenge Maximum	Nm ³ /h	485	790		720
Ruheverluste	%/h			0	
Elektrische Wirkungsgrad	%	75			50
Leistungsgradient	MW/h		-		12
Mindestbetriebszeit	h	6	-	-	2
Gleichzeitiges Laden/Entladen				ja	
Betriebskosten	€MWh	0	0	0	11
Investitionskosten	€	550 000	450 000	12 750	1 000 000
Wartungskosten	€a	35 000	1 % Invest.	1 % Invest.	60 000
Lebensdauer / Betriebsdauer	h	175 200	40 000	175 200	40 000
Reinvestitionskosten nach 10 a	€	160 000	30 % Invest.		30 % Invest.
Anzahl für 20 MW-System		10	10	192	7
Anzahl für 50 MW-System		26	26	480	18

Tabelle 5.7 - Parameter des Wasserstoffsystems

Für die Wandler des Elektrolyseurs und der Brennstoffzelle in Prometheus müssen die Stoffmengen in der Kennlinie abgebildet werden, die während des Betriebs der Komponenten zu- bzw. abgeführt werden. Aus [Ramsd] lässt sich für den Elektrolyseur Gleichung (5.1) aufstellen. Es gilt, dass die Wandlerkennlinien immer vom Nullpunkt der Achsen ausgehen und die Werte in der Gleichung die Endwerte der Kennlinie bei einer Stunde Betrieb unter Vollast zeigen. Bei der Brennstoffzelle ergeben sich so nach [NedS1] und [NedS2] die in Gleichung (5.2) gezeigten Umsätze. Auch hier gelten die Werte für eine Stunde Dauerbetrieb unter Vollast. Anstatt des Zuführens von Sauerstoff wird (kostenlose) Luft verwendet, damit der mit dem Elektrolyseur erzeugte reine Sauerstoff zusätzlich

am Markt verkauft werden kann. Das erzeugte Wasser wird im System nicht zum Elektrolyseur zurückgeführt, da ansonsten ein zusätzlicher Wasserspeicher benötigt wird.

$$1,95 \text{ MWh}_{\text{el}} + 485 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}} \rightarrow 485 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2} + 346,51 \text{ kg}_{\text{O}_2} + 94,9 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}} \quad (5.1)$$

$$720 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2} + 3490 \text{ Nm}^3_{\text{Luft}} \rightarrow 1 \text{ MWh}_{\text{el}} + 1 \text{ MWh}_{\text{th}(70\text{C}^\circ)} + 580 \text{ kg}_{\text{H}_2\text{O}} \quad (5.2)$$

Der Elektrolyseur wird nach [Ramsd] für den Dauerbetrieb ausgelegt, so dass in den Szenarien eine Mindestbetriebszeit von 6 h angenommen wird. In derselben Quelle sind die Wartungskosten mit 3 % sowie eine Revision der Anlagen alle 10 Jahre mit veranschlagten 30 % der Investitionskosten angegeben. Das Speichersystem besteht aus dem eigentlichen Wasserstoffspeicher und den Kompressoren, die für die Einspeicherung des Wasserstoffs notwendig sind. Der Wasserstoff kommt schon mit einem Druck von 30 bar aus dem Elektrolyseur [Ramsd], was gleichzeitig dem Druck der deutschen Wasserstoffpipeline entspricht. Für die Befüllung eines Speichers ist jedoch ein zusätzlicher Kompressor nötig, der den Wasserstoff z.B. für einen Kavernenspeicher mit 150 bar [VDE] weiter komprimiert. Nimmt man die thermische Zustandsgleichung idealer Gase als Grundlage und setzt sie mit dem Elektrolyseur- (Index 1) und Kavernendruck (Index 2) ins Verhältnis, erhält man ein produziertes Wasserstoffvolumen, das nach der Kompression geschätzte 4,25 m³ pro Elektrolyseur beträgt (Gleichung (5.3)). Dabei wird die gekühlte Temperatur nach der Kompression mit $T_2 = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ angenommen, so wie sie auch beim Eintritt der Druckluft in die CAES-Kaverne vorherrscht [Calam].

$$V_2 = \frac{p_1 \cdot V_1 \cdot T_2}{p_2 \cdot T_1} = \frac{33 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot 18,13 \text{ m}^3 \cdot 323 \text{ K}}{150 \cdot 10^5 \text{ Pa} \cdot 303 \text{ K}} = 4,25 \text{ m}^3 \quad (5.3)$$

Dazu wird das aus dem Elektrolyseur kommende Volumen des Wasserstoffs bei 30 bar mit folgender Gleichung abgeschätzt, wobei die Stoffmenge aus [Ivy] entnommen ist und die Temperatur als 30 °C zugrunde gelegt wird:

$$V_1 = \frac{n_1 \cdot R_m \cdot T_1}{p_1} = \frac{21600 \text{ mol} \cdot 8,314475 \frac{\text{J}}{\text{mol} \cdot \text{K}} \cdot 303 \text{ K}}{30 \cdot 10^5 \text{ Pa}} = 18,13 \text{ m}^3 \quad (5.4)$$

Bei 26 verwendeten Elektrolyseuren beträgt das stündlich eingespeicherte Wasserstoffvolumen rund 110 m^3 . Wenn man weiterhin annimmt, dass der Wasserstoffspeicher wie auch die anderen Speicher für die Tagesoptimierung eingesetzt wird und somit 5-8 Stunden einspeichert, ergibt sich ein benötigtes Volumen von knapp 800 m^3 . Wenn man auch hier die Kosten für die Kavernenerstellung wie bei dem AA-CAES-Modell zu Grunde legt, ist dies wirtschaftlich nicht sinnvoll. In der Realität würde ein größerer Speicherinhalt gewählt werden, mit dem der Wasserstoff auch über mehrere Tage und Wochen ein- und ausgespeichert werden kann, so wie in [VDE] vorgeschlagen. Da dieses Modell aber nur eine 3-Tages-Optimierung durchführt, ist ein so großer Speicher für die Modellierung nicht notwendig - der Speicher bliebe immer voll bzw. leer während der Rechnung, da die angeschlossenen Anlagen nicht die nötige Leistung haben, um ihn zu bewirtschaften. Aus diesem Grund wird für den Speicher keine Kaverne benutzt, sondern eine Kaskade von Wasserstofftanks [Harri]. Die Daten sind schon die in Tabelle 4.8 eingetragenen Werte, wobei jeder Tank bei 350 bar 261 Nm^3 Wasserstoff einspeichern kann [CPI]. Bei einer Wasserstoffproduktion unter Vollast ergeben sich pro Elektrolyseur $485 \text{ Nm}^3/\text{h}$ [Ramsd], was bei 26 Stück $12\,610 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bedeutet. Daher wird der Speicher zu $125\,280 \text{ Nm}^3$ dimensioniert, was einer Einspeicherzeit von rund zehn Stunden entspricht.

Die Anzahl der BZ richtet sich nach der produzierten Wasserstoffmenge der Elektrolyseure. Demzufolge werden 18 Module benötigt, wodurch die elektrische Gesamtleistung der BZ nur rund 18 MW und nicht 50 MW beträgt. Das entspricht einem elektrischen Gesamtwirkungsgrad des Systems von 36 %, wie bereits in Kapitel 2.4.3 angedeutet. Aufgrund der hohen Investitionskosten wird die »Entladeleistung« des Wasserstoffsystems nicht an die Leistung der Elektrolyseure angepasst, so dass sich im Vergleich zu den anderen Speichern eine geringere Leistungslieferung aus der Rückverstromung ins Netz ergibt. Die Investitionskosten der BZ sind aus [NedS1] entnommen und unter Verwendung von [Sande] auf ein Megawattsystem angepasst. Die maximalen Betriebsstunden der BZ sind laut [NedS1] mit 40 000 h benannt. Da die Anlage nur in etwa die Hälfte des Tages in Betrieb ist, ergeben sich pro Jahr rund 4000 Betriebsstunden. Dadurch wird eine Revision der BZ nach 10 a erforderlich, wobei die Kosten mit 30 % der Investitionskosten angenommen sind. Die Betriebskosten der Kompressoren sind mit 0 €/MWh festgelegt, da sie die elektrische Energie zum Betrieb aus einer anderen Quelle beziehen und dort bereits Kosten hinterlegt sind. Die Betriebskosten der BZ sind in [Hughe] mit 35 €/MWh (heute) bis 11 €/MWh (zukünftig) angegeben. Da die Betriebskosten von 35 €/MWh teilweise höher sind als die durchschnittlichen Jahrespreise des Day-ahead-Verkaufs an der EEX und somit das Wasserstoffsystem nur gering ausgenutzt werden würde, werden in den Berechnungen die geringeren Kosten von 11 €/MWh verwendet.

Die Annuitäten der Investitions- und Revisionskosten inklusive der Wartungskosten der verschiedenen Anlagen bei einer Auslegung für 20 MW bzw. 50 MW sind in der folgenden Tabelle eingetragen. Dabei entsprechen die Leistungen denen, die die Speicher VRB 1 bzw. VRB 3 haben. Bei einem reinen Wasserstoffverkauf wird nur der Elektrolyseur in der Auswertung betrachtet. Die Kosten der Elektrolyseure und BZ sind auf Basis zukünftiger Preise bestimmt, da im Augenblick ein solches Wasserstoffsystem nicht realisiert werden soll. Dadurch können die Annuitäten um fast die Hälfte gesenkt werden, was sich positiv auf die wirtschaftliche Betrachtung auswirkt. Dies ist vergleichbar mit der »optimistischen« Betrachtung bei den vorher genannten Speichersystemen.

	Annuität k_a pro Stück	Annuität k_a bei 20 MW	Annuität k_a bei 50 MW
Elektrolyseur	90 751 €/a	907 510 €/a	2 359 526 €/a
Kompressor	50 313 €/a	503 130 €/a	1 308 138 €/a
Speicher	1239 €/a	237 888 €/a	594 720 €/a
Brennstoffzelle	161 807 €/a	1 132 649 €/a	2 291 526 €/a

Tabelle 5.8 - Wirtschaftliche Größen des Wasserstoffsystems

5.3 Vergütungsmodelle

Basisszenario EEG

Als Grundlage für die Berechnungen dient [EEG04]. Es sind dabei drei Vergütungen unterstellt, die sich nach [BMU1] und eigenen Annahmen ergeben (Tabelle 5.9). Sie liegen dabei nahe der Grundvergütung von Onshore-WEA, hohen Offshore-Vergütungen bzw. im mittleren Bereich. Die Preise sind allerdings als Referenzwerte zu verstehen und sollen keine absolute EEG-Vergütung für eine bestimmte installierte Anlage darstellen. Sie grenzen vielmehr den Bereich ein und können somit auch für das EEG von 2009 als Ausgangspunkt benutzt werden. Während der Simulationen (für den Tag, aber auch im gesamten Jahr) bleibt die Vergütung konstant.

EEG-Vergütung	Beschreibung
54 €/MWh	z.B. seit Jahren bestehender Windpark ohne Anfangsvergütung
80 €/MWh	z.B. Windpark inklusive Anfangsvergütung aber schon reduzierter Grundvergütung
140 €/MWh	z.B. Offshore-Windpark inklusive Boni

Tabelle 5.9 - Verwendete EEG-Vergütungen

Modifiziertes EEG

Die Vergütung ist in zwei Tarife aufteilt, die jeweils morgens/abends und tagsüber gelten (Tabelle 5.10). Bei einer konstanten Einspeisung während des gesamten Tages ergibt sich eine mittlere Vergütung von 80 €/MWh, wie im vorigen Basisszenario.

	00:00-08:00 Uhr	08:00-20:00 Uhr	20:00-24:00 Uhr
EEG-Vergütung	50 €/MWh	110 €/MWh	50 €/MWh

Tabelle 5.10 - Verwendete Vergütungen für die Szenarien mit modifiziertem EEG

Energiebörse

Für die Szenarien werden historische Stundenwerte der Jahre 2002 bis 2008 des Day-ahead-Handels der EEX benutzt [EEX4]. In Abbildung 5.1 sind die Verläufe der einzelnen Jahre als durchschnittlicher Wochenpreis abgebildet. Man erkennt trotz der Mittelwertbildung eine hohe Volatilität der Werte. Besonders im Jahr 2006 wurden durch notwendige Kraftwerksabschaltungen aufgrund hoher Außentemperaturen große Preisspitzen erreicht, da weniger Energie am Markt verfügbar war.

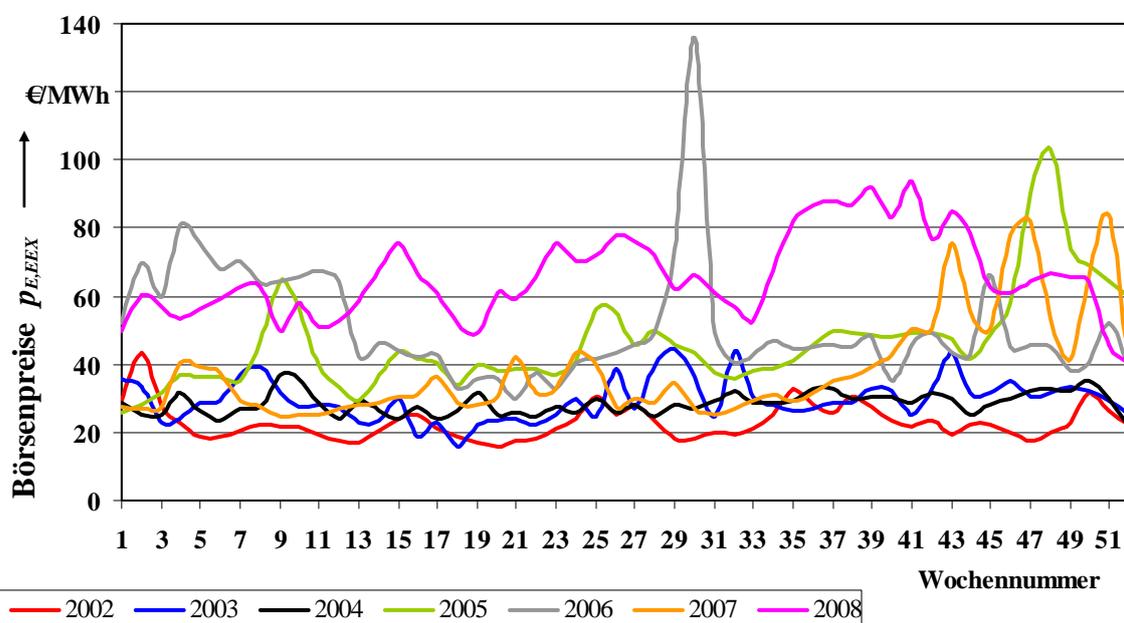


Bild 5.1 - Verlauf der Wochendurchschnittspreise im Day-ahead-Handel von 2002 bis 2008 (nach [EEX4])

Die Minimal- und Maximalwerte sowie die Durchschnittswerte der einzelnen verwendeten Jahre sind in Tabelle 5.11 zu sehen. Man erkennt die hohe Preisschwankung und damit

auch die Möglichkeit, durch einen Speichereinsatz und eines damit möglichen Stromhandels einen hohen Erlös zu erhalten. Allerdings ist es auch schon vorgekommen, dass man für die Einspeisung zahlen muss, wie die negativen Börsenpreise im Jahr 2008 belegen.

Jahr	Minimalwert	Durchschnittswert	Maximalwert
2002	0,02 €/MWh	22,59 €/MWh	500,01 €/MWh
2003	0,06 €/MWh	29,51 €/MWh	1719,72 €/MWh
2004	0,45 €/MWh	28,52 €/MWh	149,96 €/MWh
2005	0,56 €/MWh	45,99 €/MWh	500,04 €/MWh
2006	0,00 €/MWh	50,82 €/MWh	2436,63 €/MWh
2007	0,00 €/MWh	37,99 €/MWh	821,90 €/MWh
2008	-101,52 €/MWh	65,76 €/MWh	494,26 €/MWh

Tabelle 5.11 - Grenz- und Durchschnittswerte der Preise im Day-ahead-Handel von 2002 bis 2008 [EEX4]

Die Energiebezugpreise basieren auf den gleichen Werten, sind allerdings jeweils um 5 % erhöht. Zudem muss der Börsenteilnehmer eine Gebühr bezahlen, die am Ende vom Deckungsbeitrag abgezogen werden muss. Die Gebühren sind in der nachfolgenden Tabelle zu sehen. Es sind immer die preiswertesten Varianten der Teilnahme gewählt. Zu diesen Kosten kämen im realen Betrieb eines solchen Systems jedoch noch Gebühren für etwaige Schulungen oder dem Bezug von Informationsdiensten hinzu.

	Kosten
Einmalige Bereitstellung »Web Access«	-
Jährliche Anbindung »Web Access«	7800 €
Jahresentgelt Spotmarktteilnahme	12 500 €
Energieverkauf am Day-ahead-Markt	0,04 €/MWh

Tabelle 5.12 - Kosten für die Teilnahme am Day-ahead-Handel an der EEX [EEX5]

Minutenreserve

Die Marktdaten der Minutenreserve sind auch wie die Börsenpreise im Internet abrufbar, allerdings erst seit Dezember 2006 [RLnet]. Dadurch werden in den Szenarien nur die Jahre 2007 und 2008 verwendet. In der folgenden Darstellung sind die Leistungspreise beider Jahre dargestellt. Die Kurven zeigen die durchschnittlich in den Tagesblöcken erzielten Preise für positive und negative Minutenreservevorhaltung. Man erkennt deutlich,

dass die negative MR nur am Tagesbeginn Erlöse einbringt, während die positive MR tendenziell dem Tagesverlauf der Last bzw. der Börsenpreise folgt.

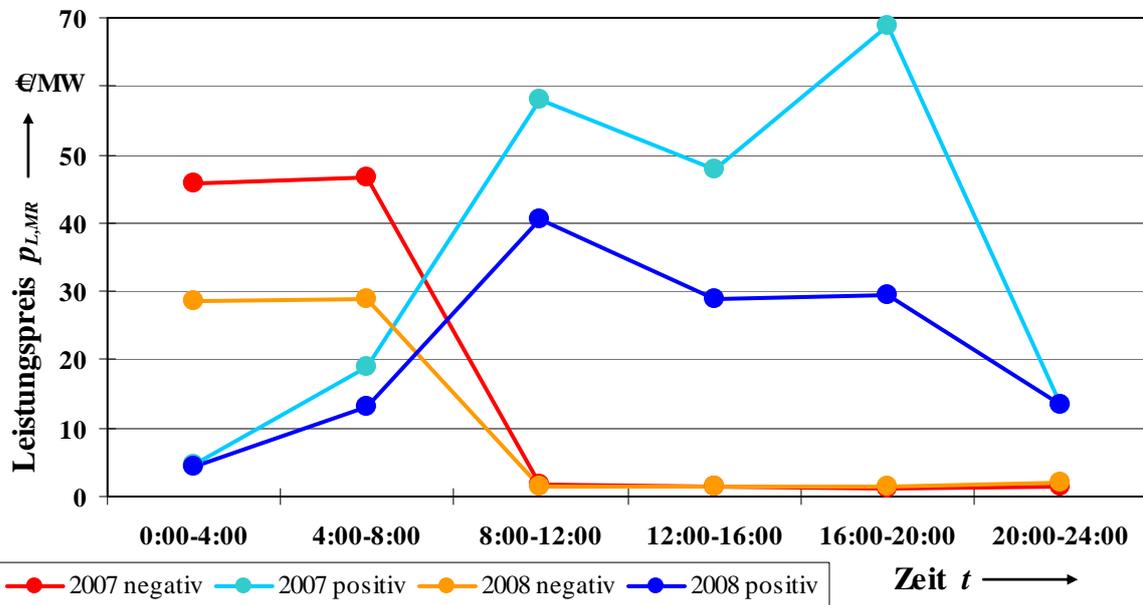


Bild 5.2 - Mittlerer Leistungspreis der positiven und negativen Minutenreserve der Jahre 2007/2008 [RLnet]

In Tabelle 5.13 sind die Grenz- und Durchschnittspreise der beiden Jahre dargestellt. Man erkennt auch hier, wie bei den Börsenpreisen, dass zum Teil hohe Preisniveaus erreicht werden können. Besonders der viel niedrigere Arbeitspreis der negativen MR wird aus den Werten ersichtlich.

Jahr	Preisart	Positive Minutenreserve			Negative Minutenreserve		
		Mini-mum	Durch-schnitt	Maxi-mum	Mini-mum	Durch-schnitt	Maxi-mum
2007	Leistungspreis in €/MW	0	35,33	1401,00	0	16,34	889,00
	Arbeitspreis in €/MWh	0	286,97	3200,00	0	1,18	9,10
2008	Leistungspreis in €/MW	0	21,66	3000,00	0	10,62	218,63
	Arbeitspreis in €/MWh	98,00	405,72	2000,00	0	0,94	28,00

Tabelle 5.13 - Grenz- und Durchschnittswerte der Leistungs- und Arbeitspreise der Jahre 2007/2008 [RLnet]

Eine Grund- bzw. Teilnahmegebühr am Minutenreservemarkt konnte nicht gefunden werden. In [BNA2] wird für die Sekundärregelleistungsanbindung ein jährlicher Betrag von 6100 € genannt. Aus diesem Grund wird pauschal ein Betrag von 10 000 € für die Teilnahme am Minutenreservemarkt veranschlagt, der sowohl die technischen als auch personellen Aspekte berücksichtigt.

Fördermodell »Vermiedenes EEG«

In den Szenarien, wo eine solche Förderung verwendet wird, ist sie mit 20 €/MWh angesetzt. Dies entspricht in etwa der Prämie, die in Spanien an die Windparkbetreiber gezahlt wird, wenn sie die Energie an der Börse verkaufen [Krüge]. Der Wert liegt im denkbaren Bereich, wenn man sich die Verhältnisse der Vergütungen aus dem EEG und den Börsenpreisen anschaut. Wenn die Förderung als Subvention vom Staat kommt, dann können die Differenzkosten zwischen vollem Verkauf der Windenergie über das EEG und teilweisem Verkauf (Rest geht in den Markt) an den Endkunden weitergegeben werden. Der Differenzbetrag ist folglich der Anteil, um die die in den Stromkosten des Verbrauchers festgelegte EEG-Umlage gesenkt werden kann. Wenn die entstehenden Kosten durch das »Vermiedene EEG« auf den Strompreis umgelegt werden, dann sind die Differenzkosten noch immer geringer als bei alleiniger EEG-Vergütung der Windenergie.

Wasserstoffsystem

Sofern das Modell das Wasserstoffsystem als Speicher nutzt, wird ein Verkauf der rückverstromten elektrischen Energie über die EEX angestrebt. Dabei sind die EEX-Verkaufs- und -Bezugspreise wie in den zuvor genannten Varianten angesetzt. Für die zweite Energiebezugsquelle wird ein Preis von 100 €/MWh angenommen. Der Bezugspreis für Wasser liegt im Durchschnitt bei etwa 1,5 €/m³ [IHK]. Mit diesem Preis ist die Wasserbezugsquelle modelliert. Der Abwasserpreis liegt im Vergleich dazu höher - da allerdings in der BZ kein verunreinigtes Wasser erzeugt wird, muss es nicht gereinigt werden und kann unter Umständen in das Grundwasser bzw. einen Fluss abgeleitet oder als destilliertes Wasser genutzt werden. Aus diesem Grund werden in der Abwasserquelle nur geringe Kosten veranschlagt. Auf einen zusätzlichen Wasserspeicher, wie in [Kirst] modelliert, wird in dieser Arbeit verzichtet.

Wenn das System den Wasserstoff am Markt verkauft, dann sind die Kompressoren, der Speicher und die Brennstoffzelle deaktiviert. Der Wasserstoff wird in diesem Fall direkt in die entsprechende Quelle geleitet und dort vergütet. Der angesetzte Verkaufspreis liegt

dabei im Moment bei 0,2 €/Nm³ und der Sauerstoff, der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt entsteht, kann mit 0,08 €/kg veräußert werden [Kirst]. Inwieweit sich die Preise in Zukunft bei gestiegener Wasserstoffnachfrage erhöhen oder durch vermehrte regenerative Wasserstoffproduktion verringert, ist nicht vorhersagbar. Für einen weiteren Vergleich wird daher zusätzlich mit einem Wasserstoffverkaufspreis von 0,4 €/Nm³ gerechnet.

Alle verwendeten Preise im Wasserstoffsystem sind in Tabelle 5.14 aufgelistet.

		Preis	
Einnahmen	Wasserstoffverkauf	Variante 1	0,2 €/Nm ³
		Variante 2	0,4 €/Nm ³
	Sauerstoffverkauf		0,08 €/kg
	Wärmeverkauf		0 €/MWh _{th}
Ausgaben	Alternativer Energiebezug		100 €/MWh
	Abwasser		0,1 €/m ³
	Wasserbezug		1,5 €/m ³

Tabelle 5.14 - Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoffsystems

6 Untersuchungsergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden einige der in der Arbeit berechneten Szenarien zur Auswertung verwendet. Aufgrund des Berechnungsumfanges werden nur die bedeutsamsten dargestellt, aus denen sich jedoch Rückschlüsse auf andere Varianten ergeben.

6.1 Szenarien mit ausschließlicher EEG-Vergütung

Basisszenario EEG

Die Ergebnisse stellen die Situation nach [EEG04] dar, wenn sich der Windparkbetreiber die komplette mit den WEA erzeugte Energie über das EEG vergüten lässt. Für die drei in den Szenarien verwendeten Windparkgrößen und mit dem jeweiligen Schwachwind- bzw. Starkwindjahr ergeben sich die in Tabelle 6.1 gezeigten Ergebnisse. Dazu wurden für jede Variante verschiedene EEG-Vergütungen angenommen. Diese Ergebnisse dienen für jedes weitere Szenario als Grundlage. Wenn sich der Windpark am Markt beteiligt, dann muss er mindestens diese Beträge erwirtschaften, damit es sich für den Betreiber lohnt. Dies gilt sowohl für die Fälle mit als auch ohne Speicher. Die Werte sind bereits die in dieser Arbeit definierten Betriebsergebnisse, da keine weiteren Kosten hinzukommen.

Windparkgröße	Windstärke	Erzeugte Energiemenge pro Jahr	Betriebsergebnis bei verschiedenen EEG-Vergütungen		
			54 €/MWh	80 €/MWh	140 €/MWh
50 MW	ScW	40 449 MWh	2 184 246 €	3 235 885 €	5 662 860 €
	StW	63 488 MWh	3 428 352 €	5 079 033 €	8 888 320 €
250 MW	ScW	202 243 MWh	10 921 122 €	16 179 423 €	28 314 020 €
	StW	317 440 MWh	17 141 760 €	25 395 161 €	44 441 600 €
1000 MW	ScW	808 532 MWh	43 660 728 €	64 682 567 €	113 194 480 €
	StW	1 268 970 MWh	68 524 380 €	101 517 583 €	177 655 800 €

Tabelle 6.1 - Referenzergebnisse der Basisszenarien

Modifiziertes EEG

In den Szenarien wurde unterstellt, dass eine gestaffelte Vergütung existiert, die je nach Tageszeit 50 bzw. 110 €/MWh beträgt. Bei einer konstanten Einspeisung ergibt sich dabei ein Mittelwert, der einer Vergütung von 80 €/MWh entspricht. In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Szenarien eingetragen. Dabei wurden nur Starkwindjahre berechnet und verglichen.

Wind-parkgröße	Speicher	Deckungsbeitrag	Betriebsergebnis (reale Kosten)	Betriebsergebnis (optimistische Kosten)
50 MW		5 174 705 €	5 174 705 €	5 174 705 €
	VRB 1	5 669 228 €	2 161 228 €	3 687 228 €
	VRB 3	6 088 292 €	-7 079 708 €	-975 708 €
250 MW		25 873 522 €	25 873 522 €	25 873 522 €
	VRB 3	28 131 791 €	14 963 791 €	21 067 791 €
	VRB 4	29 847 765 €	3 891 765 €	16 099 765 €
	AA-CAES 1	28 524 921 €	9 448 793 €	15 282 393 €
1000 MW		103 429 436 €	103 429 436 €	103 429 436 €
	VRB 4	109 988 327 €	84 032 327 €	96 240 327 €
	AA-CAES 1	108 421 967 €	89 345 839 €	95 179 439 €
	AA-CAES 2	112 419 745 €	83 979 489 €	94 563 489 €

Tabelle 6.2 - Ergebnisse der Szenarien mit modifiziertem EEG

Vergleicht man die DB der Szenarien ohne Speicher (die auch gleich den BE sind) mit den DB aus den entsprechenden EEG-Szenarien mit einer Vergütung von 80 €/MWh stellt man fest, dass durch die über den Tag relativ gleich verteilte Windeinspeisung kaum Mehreinnahmen gegenüber der konstanten EEG-Vergütung zu verzeichnen sind (grün hervorgehoben). Die Abweichungen sind minimal, so dass dieses Vergütungsmodell für den Betreiber ohne einen Speicher wenig Vorteile bringt.

Mit einem Speicher lässt sich der DB um bis zu 20 % steigern, allerdings wird durch die hohen Speicherkosten das BE vermindert, so dass am Ende die Mehreinnahmen die zusätzlichen Kosten nicht decken können und sie somit unter dem Referenzwert liegen (orange). Dies ist sowohl bei den realistisch angenommen Speicherkosten der Fall, als auch bei den optimistischen Kosten (siehe Kapitel 5.2). Demzufolge lohnt sich mit den verwendeten Speichern die Beteiligung des Windparks an einem solchen Modell nicht.

6.2 Szenarien mit Beteiligung an der Energiebörse

Ausschließliche Börsenbeteiligung ohne EEG

Wird die Windenergie gemäß geltenden Richtlinien des EEG von 2009 ganz oder teilweise an der Börse verkauft, muss dies im Voraus dem ÜNB bekannt gegeben werden. In den berechneten Szenarien wird deshalb angenommen, dass die gesamte Energie an der Börse

verkauft wird und der Windparkbetreiber sich komplett vom EEG löst. Durch die niedrigen mittleren Börsenpreise hat keines der Szenarien ein höheres BE als die Basisszenarien.

Da die Energie in einem vorgeschriebenen Fahrplan geliefert werden muss ist es notwendig, die überschüssige Energie des Windparks in andere Quellen zu leiten. Ist kein Speicher vorhanden, muss die gesamte Energie gedrosselt werden und geht somit verloren. In der folgenden Tabelle wird für einen 50 MW Windpark dargestellt, wie viel Energie im Starkwindjahr 2008 gedrosselt werden muss. Außerdem ist der Bedarf an Ausgleichsenergie eingetragen, der durch die Abweichung der verkauften Energie aufgrund der Windprognose und der gelieferten Energie mit realen Windgeschwindigkeiten nötig wird. Ein Speicher hilft die Mengen zu reduzieren. Nicht dargestellt ist die Variante mit Energiekauf am Markt mit dem Speicher, da es die Energiemengen verändert.

Speicher	Verkaufte Energie	Gedrosselte Energie	Ausgleichsenergie
	51 661 MWh	13 497 MWh	2121 MWh
VRB 1	57 560 MWh	1275 MWh	1247 MWh

Tabelle 6.3 - Übersicht der Energiemengen bei reiner Börsenbeteiligung

Man erkennt, dass der Speicher technische Vorteile bringt, indem er die Menge der gedrosselten Energie sowie der benötigten Ausgleichsenergie verringern kann. Dadurch wird mehr Energie am Markt verkauft, die zusätzlich durch den Speicher noch zeitversetzt und somit zu besseren Preisen veräußert werden kann. Zum Vergleich wurden verschiedene Börsenjahre berechnet und zudem der Börsenpreis basierend auf dem Jahr 2008 um das 1,5 bis 2,5-fache erhöht (Tabelle 6.4). Unter Verwendung des VRB 1-Speichers liegen die optimistischen Betriebsergebnisse bei den historischen EEX-Preisen unter dem BE der geringsten EEG-Vergütung. Somit hätte sich eine reine Börsenbeteiligung bisher nicht gelohnt. Steigen die Börsenpreise jedoch, dann kann man selbst BE über denen der höchsten verwendeten EEG-Vergütung von 140 €/MWh erzielen, wie in Bild 6.1 zu erkennen.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2008 x 1,5	2008 x 2,0	2008 x 2,5
Durchschnittspreis in €/MWh	22,6	29,5	28,5	46,0	50,8	38,0	65,8	98,6	131,5	164,4

Tabelle 6.4 - Durchschnittliche Jahrespreise des Day-ahead-Handels verschiedener Jahre an der EEX [EEX4] und angenommene Preissteigerungen basierend auf dem Jahr 2008

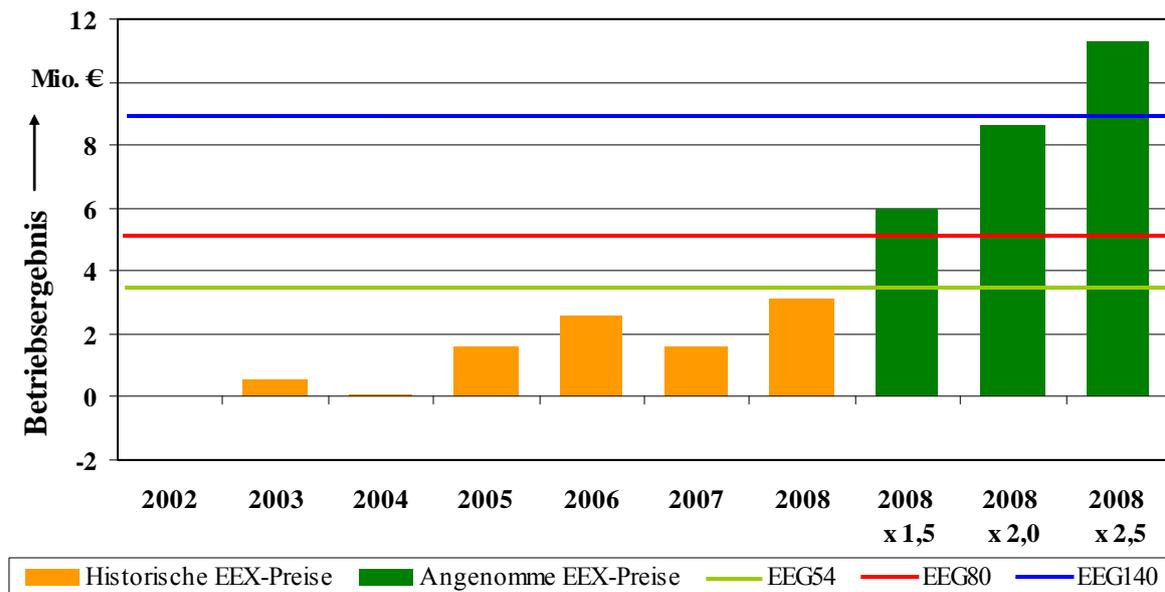


Bild 6.1 - Betriebsergebnisse bei reinem Börsenverkauf mit Speicher verglichen mit reinem EEG-Verkauf

In diesem Szenario ist die Förderung mit dem »Vermiedenen EEG« nicht vorgesehen. Wenn man jedoch eine zusätzliche Vergütung von 20 €/MWh zugrunde legt, die für jede nicht über das EEG verkaufte Megawattstunde gezahlt wird, kommen ferner rund 1,3 Mio. € zu den dargestellten Werten hinzu, da die gesamte Windenergie am Markt verkauft wird. Dadurch ließe sich die Marktteilnahme forcieren.

Börsenbeteiligung und Möglichkeit gleichzeitig über EEG zu verkaufen

In den folgenden Szenarien besteht die Möglichkeit, pro Zeitintervall frei zu entscheiden, ob die Energie an der Börse, über das EEG (80 €/MWh) oder an beiden gleichzeitig verkauft werden soll. Die Beispiele sind für Starkwindberechnungen für verschiedene Börsenjahre und Speichertypen in einem 50 MW Windpark erfolgt.

Der Verlauf eines exemplarischen Liefertages ist in Bild 6.2 abgebildet. Die Lieferkennlinie des EEX-Verkaufs muss durch die Windenergie und das Entladen des Speichers gedeckt werden. Reicht die Leistung nicht aus, muss Ausgleichsenergie bezogen werden. Die restliche Energie wird über das EEG verkauft oder kann in den Speicher geladen werden, was in diesem Beispiel nicht geschieht. Eine Drosselung ist nicht nötig, da überschüssige Energie im Vergleich zur Day-ahead-Planung über das EEG abgeführt werden kann, wie dies auch während der Mittagszeit passiert. Am Morgen und Abend wird die Energie bezogen, die am Vortag gekauft wurde, um damit den Speicher zu füllen.

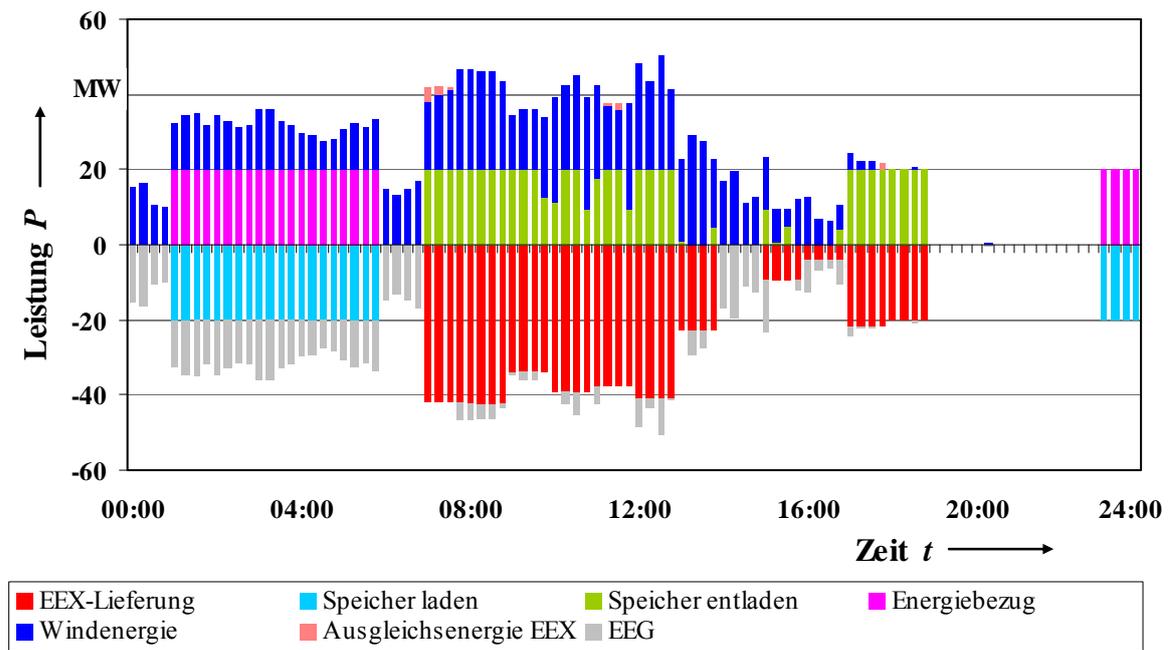
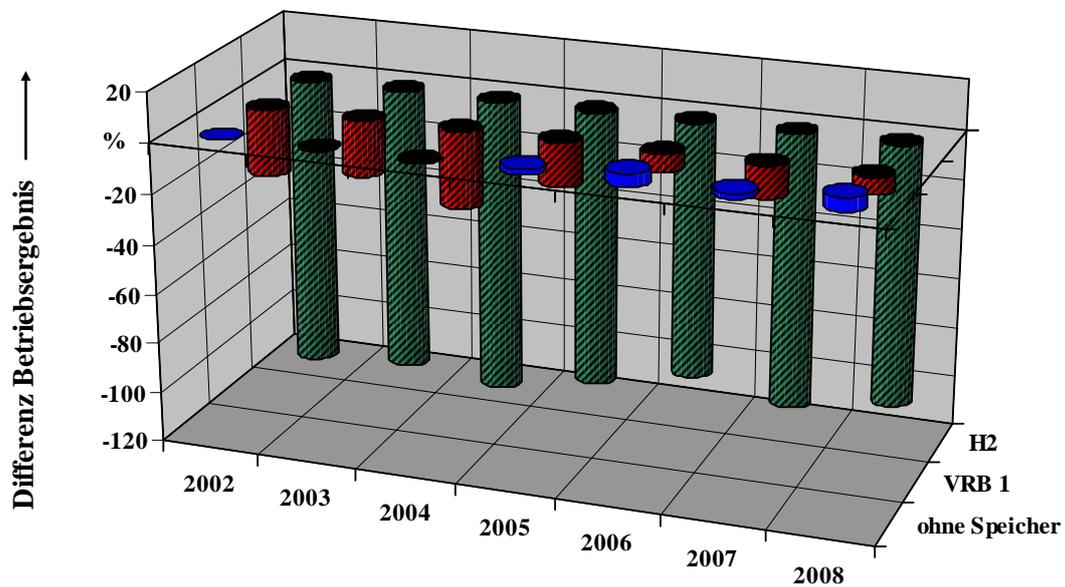


Bild 6.2 - Verlauf des Verkaufs am Liefertag in einem Szenario mit EEX und EEG

Bild 6.3 zeigt die Differenz des BE zum Basisszenario für diverse Speicher und Jahre.



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
■ ohne Speicher	0,0	-0,2	-0,4	2,2	5,1	2,2	5,3
■ VRB 1	-26,4	-22,5	-30,6	-17,6	-6,8	-12,8	-6,5
■ H2	-118,1	-115,5	-119,3	-112,1	-103,7	-111,1	-104,8

Bild 6.3 - Differenz der optimistischen Betriebsergebnisse der Szenarien zum zugehörigen Basisszenario

Die Möglichkeit, die Energie an die Quelle zu verkaufen, die im Augenblick der Erzeugung die höheren Einnahmen verspricht (EEG oder EEX), stellt für den Betreiber eine gute Lösung dar. So kann er für sich frei entscheiden, welche Variante für ihn besser ist. Mit einem Speicher steigert er dabei den Energieumsatz durch Stromeinkauf und kann somit zusätzlich zur Windenergie noch Stromhandel betreiben und dadurch den Deckungsbeitrag erhöhen. Die Speicherkosten vermindern das Betriebsergebnis zum Teil erheblich (siehe Bild 6.3), wobei in einigen Fällen mit der optimistischen Betrachtung der Speicherkosten fast der Betrag erreicht wird, den der Windparkbetreiber mit einem reinen EEG-Verkauf erzielt (-300 000 € bzw. -6,5 %).

Einfluss der Förderung »Vermiedenes EEG«

Jede nicht über das EEG vergütete und mit dem Windpark erzeugte Megawattstunde wird mit 20 € vergütet. Dazu zählt im Zweifelsfall auch die gedrosselte Energie. In den Szenarien ohne EEG-Vergütung bedeutet dies, dass für die gesamte erzeugte Energie die Förderung gezahlt wird. In den Szenarien mit EEG-Vergütung wird nur die Differenz entlohnt. Da die Förderung aber bereits Bestandteil der Optimierung ist, ergibt sich de facto ein um 20 Euro höherer Marktpreis an der Börse, so dass letztendlich weniger über das EEG verkauft wird. In Bild 6.4 kann man sehen, wie sich aufgrund der Förderung das Verkaufsverhalten bei Szenarien mit einem Börsenjahr 2008 ändert.

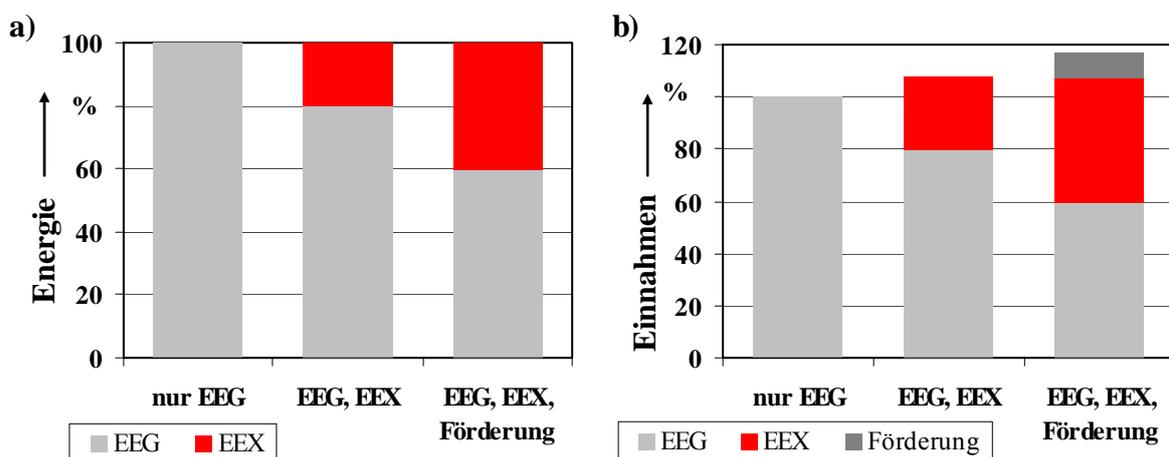


Bild 6.4 - Verteilung der Energien und Einnahmen verschiedener Szenarien mit und ohne Börsenbeteiligung bzw. einer Förderung durch das »Vermiedene EEG«

Im linken Bild ist die erzeugte Energiemenge zu sehen und an welche Quellen sie innerhalb der Szenarien verkauft wird. Im Basisszenario mit reinem EEG wird die gesamte

Energie über das EEG verkauft. Hat der Betreiber die Möglichkeit sich zu entscheiden ob er EEG oder EEX nimmt, werden rund 80 % der erzeugten Energie weiterhin über das EEG verkauft und der Rest an der Börse. Bekommt der Betreiber zusätzlich die Förderung, steigert sich der Börsenanteil auf 41 %. Im rechten Bild sieht man dazu im Vergleich die Einnahmen des Betreibers (exklusive aller Ausgaben) während des Simulationsjahres. Bezogen sind die Werte auf das Basisszenario mit EEG. Kann der Betreiber zwischen EEG und EEX wählen, steigert er seine Einnahmen durch den Börsenverkauf um 10 %. Erhält er außerdem noch die Förderung, steigen seine Einnahmen um 17 %.

In beiden Abbildungen kann man deutlich erkennen, wie sich die EEG-Menge durch eine Marktteilnahme und einer möglichen Förderung verringert - sowohl die Energie als auch die Einnahmen über das EEG. Dadurch lässt sich im Umkehrschluss auch die gesamte in Deutschland eingespeiste EEG-Menge reduzieren, was letztendlich die durch den Verbraucher zu zahlende EEG-Umlage im Endkundenstrompreis verringert.

Einfluss eines Sicherheitsfaktors

Die bisher vorgestellten Szenarien wurden alle ohne einen Sicherheitsfaktor ausgeführt. Die Optimierung verkauft daraufhin die maximal mögliche Leistung ohne darauf zu achten, dass dann bei Prognoseabweichungen diese Leistung nicht erbracht werden kann und dadurch Ausgleichsenergie bezogen werden muss. Aus diesem Grund wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Sicherheitsfaktoren berechnet. Der Vergleich der Erlöse und Kosten für ein Jahr in Bild 6.5 zeigt, dass sich mit zunehmenden SF der Bedarf an Ausgleichsenergie verringert, da ein Puffer zwischen maximal möglicher Leistung und verkaufter Leistung gelegt wurde. Die Menge an verkaufter EEG-Energie erhöht sich, da der Anteil der durch den SF reduzierten EEX-Energie zu dieser Quelle verlagert wird. Optional kann der Teil auch gedrosselt oder in einen vorhandenen Speicher geladen werden. Durch die verringerten Kosten der Ausgleichsenergie werden zum Teil die gesunken Einnahmen durch den EEX-Verkauf gedeckt, so dass sich der Deckungsbeitrag mit zunehmendem SF erhöht. In den Simulationen hat sich jedoch gezeigt, dass die Mehreinnahmen aus dem Börsenverkauf die Kosten der Ausgleichsenergie übersteigen, so dass sich mit zunehmenden SF zwar die Anteile verschieben, aber der Deckungsbeitrag im Vergleich zum Basisszenario abnimmt (EEG = 100 %). Bei einem bestimmten SF gibt es keine weitere Veränderung mehr. In den Szenarien ist dies bei etwa 10-20 % der Fall. Auch mit einem Speicher ist ein SF nötig, da die Optimierung hier ebenso versucht, die maximale Leistung (Windpark + Speicher) zu verkaufen. Mit einem Speicher reicht es allerdings aus, den SF bei etwa 5-10 % anzusetzen, da der Speicher am Liefertag selbst

einige Defizite ausgleichen kann. Je größer der Speicher ist (im Bild VRB 1 und VRB 3 zum Vergleich), desto größer sind auch die möglichen Mehreinnahmen, da mit zunehmender Speichergröße der Handlungsspielraum für die Optimierung steigt. Die Erhöhung des SF auf 10 % beim Speicher zeigt bezüglich des Deckungsbeitrages keine Veränderung.

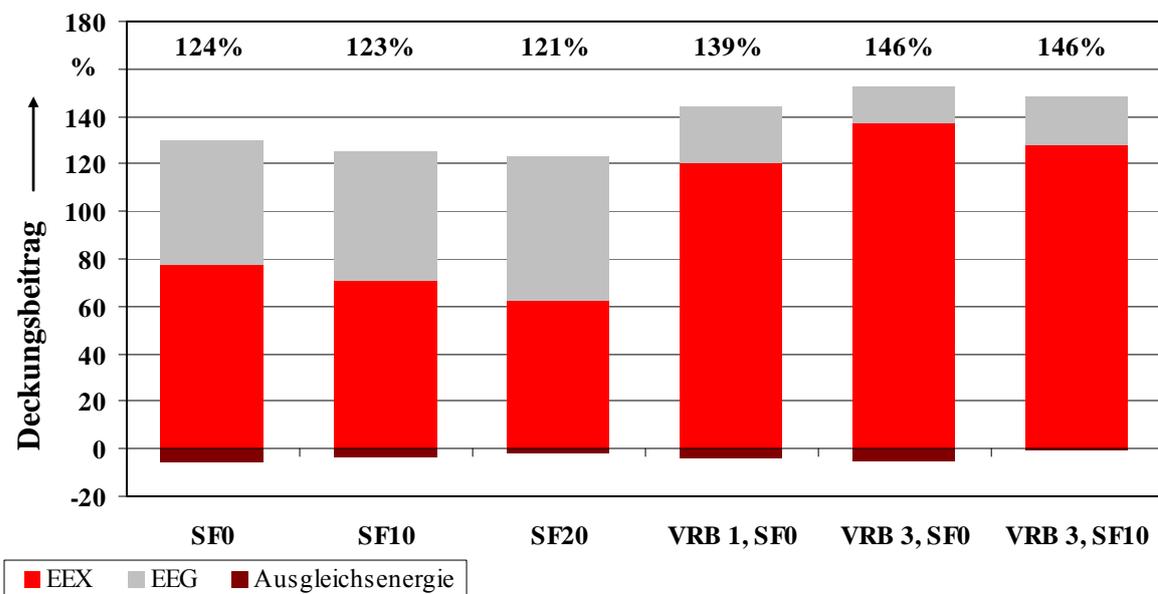


Bild 6.5 - Auswirkung des Sicherheitsfaktors auf den Deckungsbeitrag bei verschiedenen Szenarien

Aufgrund der Tatsache, dass bei der Energiebörse keine Strafzahlungen getätigt werden, muss der Windparkbetreiber in den Szenarien »nur« die Ausgleichsenergie bezahlen. Diese wurden in der Arbeit mit den doppelten Börsenpreisen des jeweiligen Zeitintervalls angesetzt. Der Sicherheitsfaktor hat eine größere Bedeutung im Minutenreservemarkt, wie im nächsten Kapitel gezeigt wird.

Kurzzusammenfassung Energiebörse

Die vorgestellten Ergebnisse gelten analog für die Fälle mit Schwachwind und anderen Windparkgrößen. Die Annuitäten der Speicher übersteigen zum Teil bei weitem die mit ihnen erzielten Mehreinnahmen. Eine Nutzung alleine für die Börsenteilnahme ist daher nicht wirtschaftlich. Erst wenn der Speicher für weitere Zwecke eingesetzt wird und dadurch der DB weiter gesteigert werden kann, amortisieren sich die Kosten. Kann der Windparkbetreiber ohne Speicher und nach Belieben an der Börse teilnehmen, ist es möglich, DB über denen des alleinigen EEG-Verkaufs zu erzielen.

6.3 Szenarien mit Beteiligung am Minutenreservemarkt

Ausschließliche Teilnahme an der Minutenreserve ohne EEG

Eine Teilnahme des Windparks nur am Minutenreservemarkt ist zwar denkbar, aber nicht sinnvoll, da sich nur durch die Vorhaltung von Regelleistung kein wirtschaftlicher Betrieb des Parks bewerkstelligen lässt. Im Zweifelsfall müsste die gesamte Energie gedrosselt werden. Die berechneten Szenarien werden hier nicht dargestellt, da die Ergebnisse alle schlechter sind, als bei den folgenden Varianten.

Einfluss eines Sicherheitsfaktors

Bei der Teilnahme am MR-Markt ist der Sicherheitsfaktor von großer Bedeutung. Tritt eine Verletzung des Fahrplanes auf (vorgehaltene Leistung), kann dies nicht einfach wie bei der Energiebörse durch den Zukauf von Ausgleichsenergie kompensiert werden. Der Anlagenbetreiber hat sich durch eine erfolgreiche Präqualifikation dazu verpflichtet, mit seinem Anlagenpool eine 100 %-ige Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit zu garantieren, in der Zeit wo er Regelleistung bereitstellt (Anhang D3 [TC07]). Schafft er dies nicht, kann es zum Ausschluss seines Windparks von zukünftigen Minutenreserve-Ausschreibungen kommen. Aus diesem Grund wird bei der MR nicht nur die fehlende Energiemenge betrachtet, sondern auch die Häufigkeit der Verletzungen zum festgesetzten Fahrplan.

Als Vergleich dienen sechs Szenarien mit einem 1000 MW Windpark, bei dem zusätzlich zur MR-Teilnahme noch die EEG-Vergütung mit 54 €/MWh erzielbar ist. Dadurch soll eine möglichst hohe MR-Beteiligung erreicht werden. Ferner wird, wie in Kapitel 3.2.5 beschrieben, die Energie während der negativen MR-Vorhaltung über das EEG vergütet. Einige relevante Daten zu den Fahrplanverletzungen stehen in Tabelle 6.5.

Speicher	Sicherheitsfaktor	(jeweils für negative / positive Minutenreserve)			
		MR-Blöcke pro Jahr	Blöcke mit Verletzungen	Relative Anzahl	Durchschnittliches Defizit
	0 %	572 / 1	154 / 0	27 % / -	34,65 MWh / -
	10 %	63 / 1	17 / 0	27 % / -	7,98 MWh / -
	20 %	23 / 1	2 / 0	9 % / -	3,00 MWh / -
VRB 4	0 %	579 / 16	86 / 0	7 % / -	22,14 MWh / -
VRB 4	5 %	656 / 52	45 / 0	7 % / -	12,53 MWh / -
VRB 4	10 %	442 / 39	20 / 0	5 % / -	5,84 MWh / -

Tabelle 6.5 - Einfluss des Sicherheitsfaktors auf den Minutenreserveeinsatz und die Fahrplanverletzungen

In der Tabelle sind neben den absoluten Verletzungen auch die relativen Verletzungen angegeben, die auf die Blockanzahl im Jahr bezogen ist, in denen MR vorgehalten wurde. Im Fall ohne Speicher und mit einem SF von 0 % treten demnach in 27 % der Minutenreserveblöcke Verletzungen vom Fahrplan auf. Dabei muss ein Defizit von Durchschnittlich 35 MWh aus den Hilfsquellen bezogen werden. Sehr deutlich ist zudem, wie mit zunehmenden SF die MR-Blöcke zurückgehen. Die Ursache liegt darin begründet, dass der SF die maximale Leistung reduziert, die verkauft werden kann. Dadurch sinkt die zur Verfügung stehende Leistungshöhe und sie fällt so unter die Mindestangebotsgrenze der Minutenreserve von 15 MW. So kann der Windpark in dem jeweiligen Block nicht mehr an der MR teilnehmen. Würde man nur die absoluten Verletzungen darstellen, könnte man diesen Zusammenhang nicht erkennen. Durch die relative Darstellung sieht man jedoch, dass die Anzahl immer noch hoch ist. Allerdings sinkt die Energiemenge, so dass sich doch ein positiver Effekt einstellt. Nimmt man die Szenarien mit Speicher dazu als Vergleich zeigt sich, dass mit einem Speicher bei relativ gleichen Blockanzahlen weniger Verletzungen auftreten, da der Speicher einige Defizite ausgleichen kann. Aber auch hier ist ein SF notwendig, um die Verletzungen zu reduzieren.

Angesichts der hohen »Strafzahlungen« in den Hilfsquellen für die MR, ergeben sich nur geringe Deckungsbeiträge im Vergleich zum Basisszenario der EEG-Vergütung, wie die Erlöse und Kosten in Bild 6.6 zeigen. Aufgrund der Verletzung der MR-Vorhaltung wären diese Szenarien in der Realität aber sowieso nicht möglich gewesen.

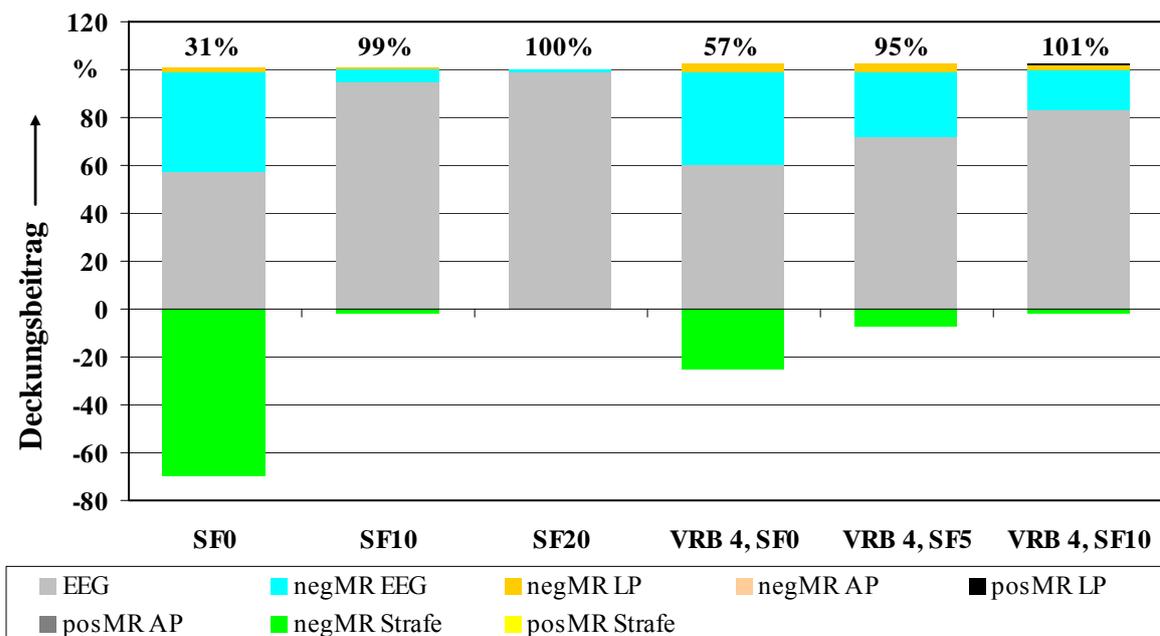


Bild 6.6 - Auswirkung des Sicherheitsfaktors auf den Deckungsbeitrag bei Minutenreservevorhaltung

Bei einem Sicherheitsfaktor von 20 % ohne Speicher bzw. rund 10 % mit Speicher lassen sich die Fahrplanverletzungen einschränken, so dass maximal 1-2 Stück mit sehr kleinen Energiemengen innerhalb einer Jahressimulation auftreten. Diese kann man bei einem realen System durch eine tägliche Anpassung des Faktors bzw. des Verkaufs beseitigen. In den Szenarien hat der Sicherheitsfaktor über das Jahr jedoch immer den gleichen Wert.

Teilnahme an der Minutenreserve und EEG-Verkauf

Nimmt man die Werte aus Bild 6.6 als Grundlage, erkennt man, dass die zusätzliche Teilnahme an der MR wirtschaftliche Vorteile für den Betreiber bringt, da er Mehreinnahmen hat. Sofern ein geeigneter Sicherheitsfaktor benutzt wird, lassen sich negative und positive MR durch den Windpark und den Speicher bereitstellen und liefern. Somit können anderweitig Kraftwerkskapazitäten eingespart und Kosten vermieden werden. Zudem lässt sich der durch das EEG vergütete Energieanteil verringern.

Einfluss des Energieverkaufs bei negativer Minutenreservevorhaltung

In den Szenarien wurde angenommen, dass die Energie, die während der Vorhaltung der negativen Minutenreserve erzeugt wird, gleichzeitig über das EEG verkauft werden kann, solange sie nicht über die MR abgerufen wird. Negative MR bedeutet für einen Windpark die Drosselung der Anlagen. Würde kein Speicher existieren in den diese Energie gespeichert werden könnte, wäre es ungewiss, wohin diese Energie während der Zeit der Vorhaltung geliefert werden würde. Die einzige Alternative wäre dann eine Einspeisung ins elektrische Netz zum Nulltarif. Aus der Sicht des Betreibers wird dann allerdings das Vorhalten von negativer MR unwirtschaftlich, da er in dieser Zeit alleine den Leistungspreis erhält und dieser im Vergleich zur EEG-Vergütung gering ist. Aus diesem Grund würde er die Energie eher über das EEG verkaufen, als sie kostenlos ins Netz einzuspeisen und nur den Leistungspreis zu erhalten.

Diese zwei Varianten sind im nachfolgenden Bild dargestellt. Zum einen ist ein Szenario gezeigt, bei dem die vorgehaltene Energie der negativen MR über das EEG verkauft werden kann und zum anderen nicht. Man erkennt in den Bildern deutlich, dass nun die Optimierung den Verkauf der negativen MR verringert und die Energie gleich über das EEG verkauft, denn ansonsten würde sie nur den geringen Leistungspreis erhalten. Dass die Einnahmen beim Verkauf der negativen MR auch hauptsächlich vom Anteil dieser verkauften Energie abhängen, zeigt sich in Bild 6.7b. Die Deckungsbeiträge beider Szenarien sind gleich, so dass die Leistungspreise kaum Einfluss auf das Ergebnis haben.

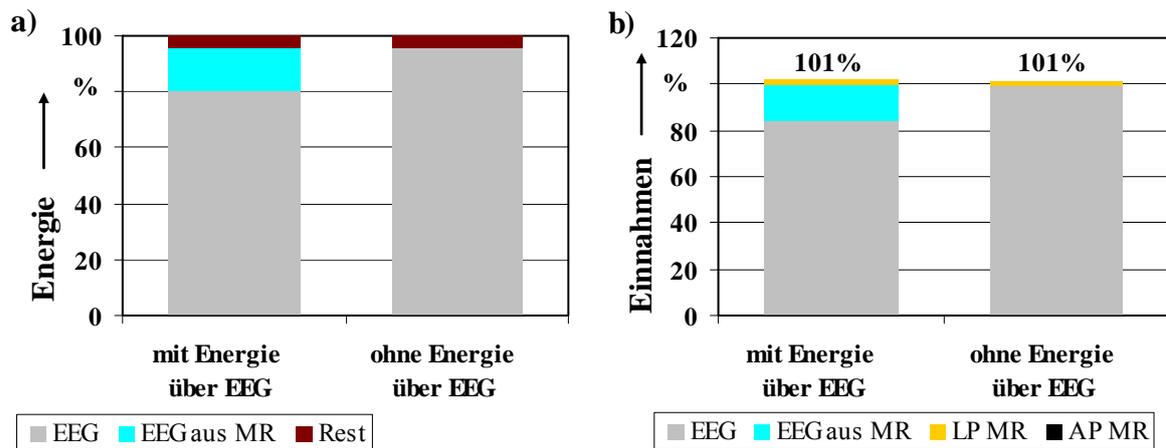


Bild 6.7 - Verteilung der Energien und Einnahmen bei negativer Minutenreserve

Tabelle 6.6 zeigt, dass die Vorhaltung der negativen MR nicht mehr primär vom Windpark getragen wird, sondern über den Speicher erfolgt. Als die Energie während der Vorhaltung noch über das EEG verkauft werden konnte, war dies nur aus der Windenergie möglich. Da diese Zusatzeinnahme entfiel, war es für die Optimierung besser, die Windenergie sofort über das EEG vergüten zu lassen und die Vorhaltung über den Speicher zu regeln.

	Vorgehaltene negative Minutenreserve	Vorhaltung durch Windpark	Vorhaltung durch Speicher
mit EEG-Verkauf	258 716 MWh	204 036 MWh	54 680 MWh
ohne EEG-Verkauf	62 941 MWh	27 MWh	62 914 MWh

Tabelle 6.6 - Aufteilung der negativen Minutenreservevorhaltung auf Drosselung und Speicher

Kurzzusammenfassung Minutenreservemarkt

Der wichtigste Aspekt der MR-Vorhaltung ist die 100 %-ige Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit. Ist diese nicht gegeben, ist keine Teilnahme am MR-Markt möglich. Aus diesem Grund ist die Integration eines Sicherheitsfaktors in die Rechnungen unabdingbar. Dabei hat sich ein SF von rund 20 % als geeignet erwiesen. Bei diesem Wert wird noch genügend MR angeboten, um Mehreinnahmen zu erzielen, aber auch ein genügend großer Leistungspuffer erreicht. Mit einem Speicher lässt sich der Faktor auf zirka 10 % reduzieren, da der Speicher selbst einige Defizite ausgleichen kann. Jedoch ist auch dort ein SF nötig. Nur mit einem hohen SF und dem gleichzeitigen Verkauf der vorgehaltenen Energie der negativen MR lohnt sich die Teilnahme für den Betreiber. Technisch ist sie in jedem Fall von Vorteil, sowohl ohne als auch mit Speicher.

6.4 Szenarien mit Beteiligung an allen Märkten

In den beiden vorigen Unterkapiteln hat sich als Ergebnis gezeigt, dass eine Beteiligung des Windparks (mit oder ohne teilweise EEG-Verkauf) nur an der Energiebörse oder nur am Minutenreservemarkt keine nennenswerten Mehreinnahmen für den Betreiber bringt, wenn man die Betriebsergebnisse mit den Basisszenarien des alleinigen EEG-Verkaufs vergleicht. Die Deckungsbeiträge konnten mit Speichern erhöht werden, aber durch die hohen Investitionskosten waren die Betriebsergebnisse entsprechend gering. Aus diesem Grund werden in diesem Abschnitt Szenarien verwendet, wo der Windparkbesitzer an allen Märkten gleichzeitig teilnehmen kann. Dies ist besonders für den Speicherbetrieb interessant, denn so kann der Speicher besser ausgenutzt werden und die Optimierung erhält mehr Möglichkeiten, den Speichereinsatz zu planen.

Für alle nachfolgend vorgestellten Varianten gelten diese Einstellungen:

- Möglichkeit, gleichzeitig Energie über das EEG und am Markt zu verkaufen
- Teilnahme an der Börse
- Teilnahme am Minutenreservemarkt
- Energie kann während der negativen MR-Vorhaltung über das EEG verkauft werden
- Förderung »Vermiedenes EEG« mit 20 €/MWh
- Betrachtungsjahr 2008 (Börsen- und Minutenreservepreise)
- Mit integriertem Speicher kann Energie gekauft und später verkauft werden
- Windpark mit 250 MW

Für eine Optimierung mit der Teilnahme an allen Märkten ist ein exemplarischer Verlauf eines Liefertages in Bild 6.8 dargestellt. Im gezeigten Beispiel wird zwischen 0:00 und 4:00 Uhr negative Minutenreserve vorgehalten, die zum Teil aus der Drosselung des Windparks und zum Teil durch das Laden des Speichers realisiert wird. Am Morgen und zum Teil über den Tag verteilt erfolgt eine Ladung des Speichers mit gekaufter Energie bzw. mit der Einspeicherung von Windenergie. Der größte Teil der erzeugten und gespeicherten Energie wird für die Lieferung der Energie benötigt, die am Vortag über den Day-ahead-Handel an der Börse verkauft wurde. Nur in einem Zeitintervall wird in dem Beispiel Ausgleichsenergie benötigt. Da ein Sicherheitsfaktor von 10 % verwendet wurde, gibt es keine weiteren Fahrplanverletzungen. Zwischen 12:00 und 16:00 Uhr wird ein

Block positive MR vorgehalten, der durch den Windpark bzw. den Speicher bereitgestellt wird. Der Teil der Windenergie, der nicht über eine der Marktquellen verkauft wurde, wird über das EEG verkauft oder in den Speicher geladen.

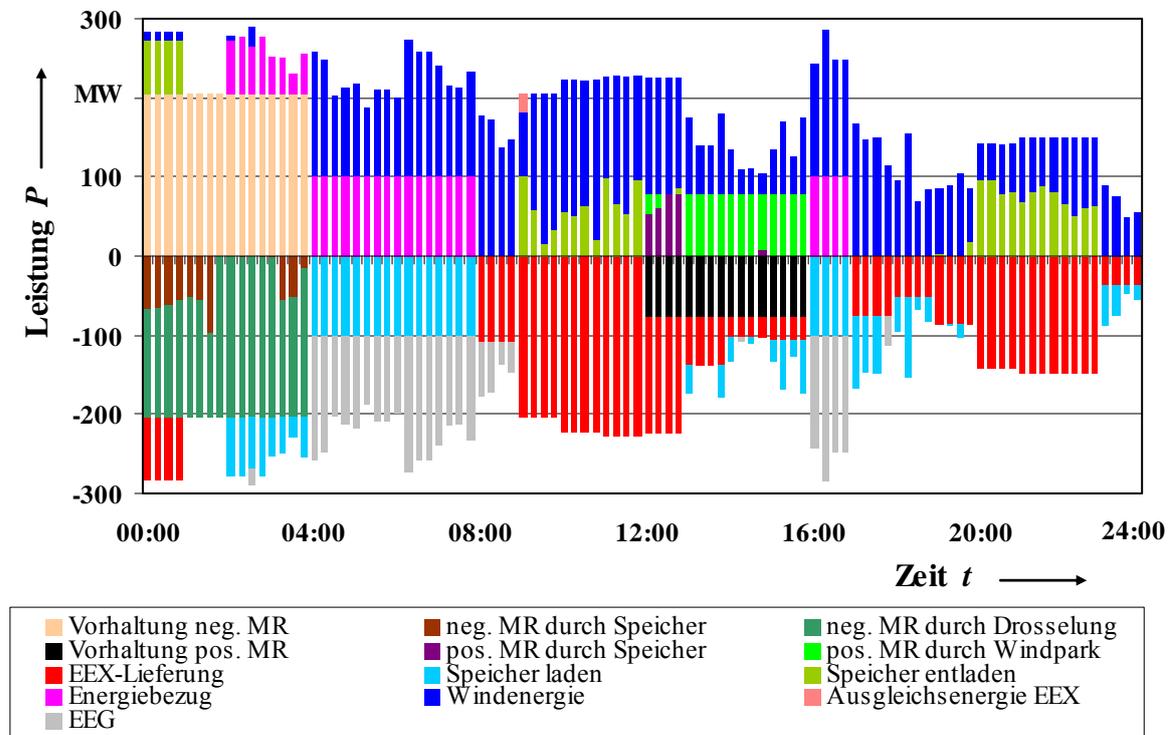


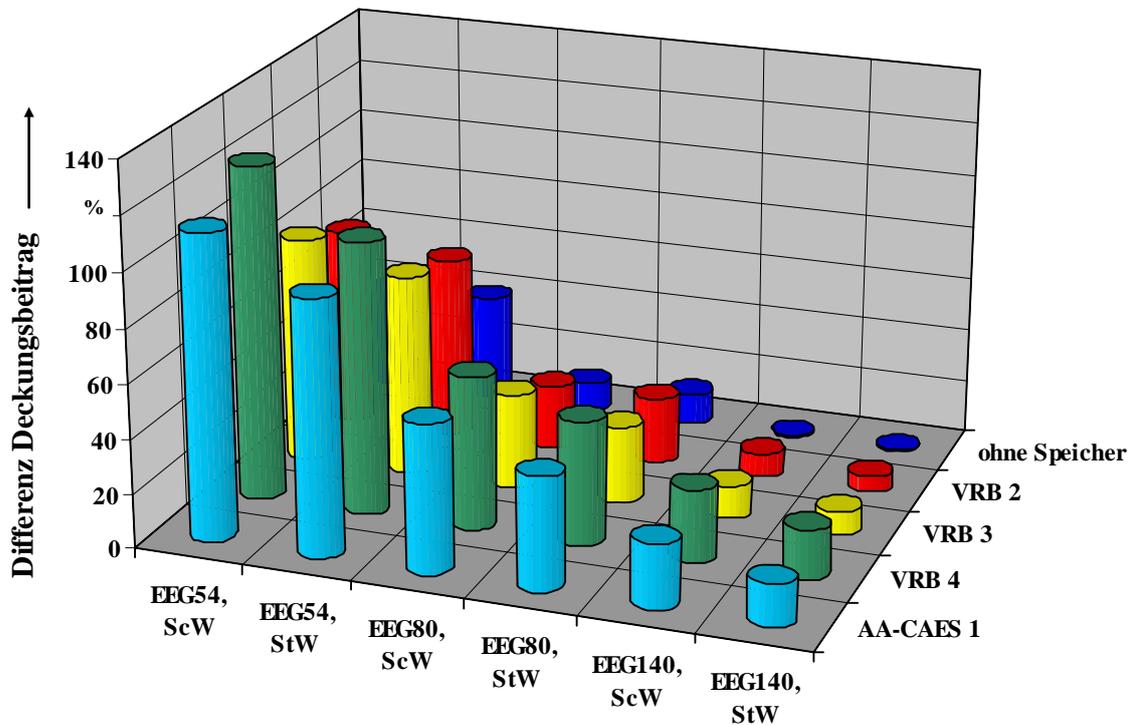
Bild 6.8 - Verlauf des Verkaufs am Liefertag bei Teilnahme an allen Märkten

Beispielhaft sind in Tabelle 6.7 die Deckungsbeiträge und Betriebsergebnisse für einen 250 MW Windpark im Starkwindjahr dargestellt. Dabei wurden die Szenarien dadurch variiert, dass verschiedene Speichertypen und -größen integriert wurden. Angesichts der erweiterten Möglichkeiten des Energiehandels und der Teilnahme an allen verfügbaren Märkten, sind die Deckungsbeiträge der Szenarien alle größer als der des Basisszenarios mit reiner EEG-Vergütung. Aus dieser Sichtweise ergibt sich die Erkenntnis, dass eine Marktteilnahme des Windparks in jedem Fall den Deckungsbeitrag erhöhen kann. Mit einem Sicherheitsfaktor und ohne Speicher liegt auch das Betriebsergebnis etwa 2 % über dem des Basisszenarios. Auch bei einigen Speicherszenarien ergibt sich ein positives Betriebsergebnis, allerdings nur bei Verwendung der optimistischen Investitionskosten. Hierbei sind es vor allem die kleineren und dadurch preiswerteren Speicher, die sich für den Einsatz lohnen.

Speicher	Sicherheitsfaktor	Deckungsbeitrag	Betriebsergebnis (reale Kosten)	Betriebsergebnis (optimistische Kosten)
	20 %	28 345 408 €	28 310 797 €	28 310 797 €
VRB 2	10 %	31 576 650 €	24 634 750 €	27 686 750 €
VRB 3	10 %	32 646 099 €	19 439 045 €	25 543 045 €
VRB 4	10 %	37 058 117 €	11 058 892 €	23 266 892 €
AA-CAES 1	10 %	36 020 766 €	16 903 293 €	22 736 893 €

Tabelle 6.7 - Ausgewählte Ergebnisse einige Szenarien bei Beteiligung an allen Märkten

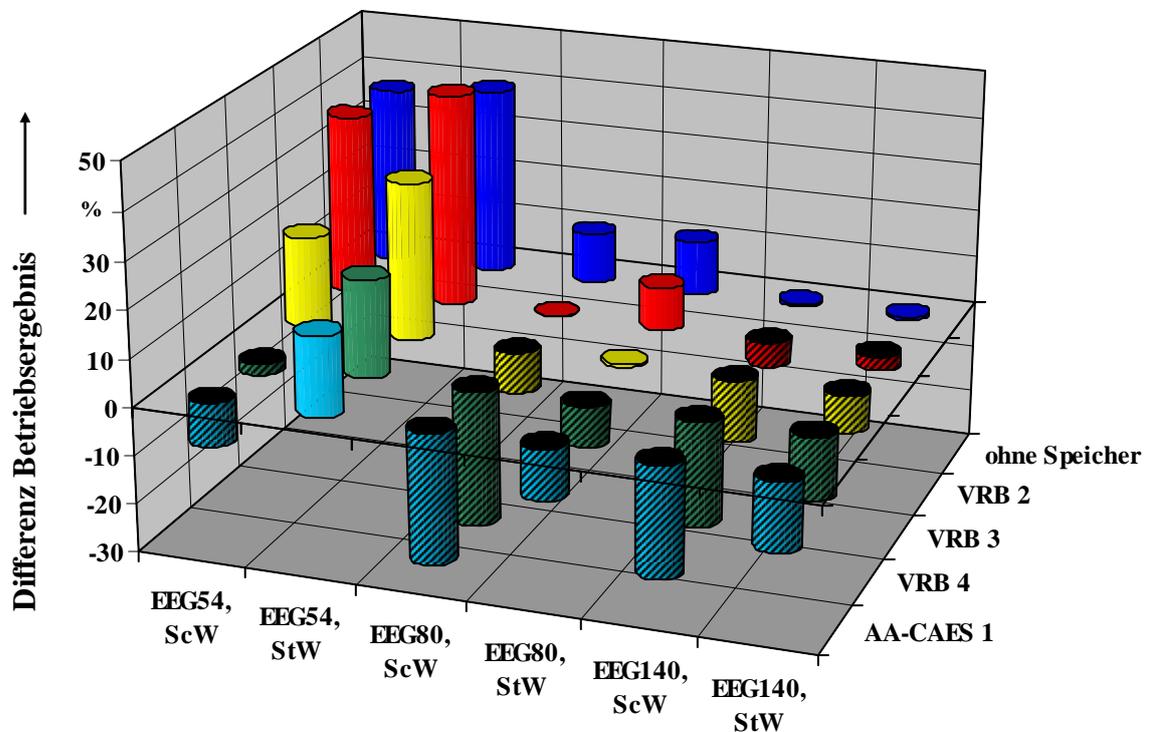
Alle weiteren Szenarien sind mit ihren Deckungsbeitragsdifferenzen bezogen auf das entsprechenden Basisszenario in Bild 6.9 abgebildet.



	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
AA-CAES 1	112,5 %	94,3 %	54,9 %	41,8 %	23,8 %	15,7 %
VRB 4	123,8 %	101,0 %	56,9 %	45,9 %	26,8 %	18,1 %
VRB 3	84,2 %	74,8 %	35,4 %	28,6 %	12,1 %	8,2 %
VRB 2	73,8 %	67,9 %	24,1 %	24,3 %	8,6 %	5,8 %
ohne Speicher	37,8 %	39,7 %	10,8 %	11,6 %	0,6 %	0,6 %

Bild 6.9 - Ergebnismatrix der Differenz der Deckungsbeiträge der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 250 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008

Aus dem Bild geht deutlich hervor, dass sich die Teilnahme an den Energiemärkten vor allem dann lohnt, wenn die EEG-Vergütung für die mit dem Windpark erzeugte Energie entsprechend gering ausfällt. Bei einer EEG-Vergütung mit 140 €/MWh lassen sich die DB nicht in dem Maße erhöhen, wie es im Vergleich zu einer Vergütung mit 54 €/MWh möglich ist. Dabei spielt es keine Rolle, ob ein Stark- oder Schwachwindjahr vorherrscht. Des Weiteren kann man aus der Speichermatrix ableiten, dass sich mit einem großen Speicher ein höherer DB erzielen lässt als mit einem kleinen. Dies entspricht der allgemeinen Annahme, da das Optimierungspotential bzw. der Energiehandel mit einem großen Speicher besser ausgenutzt werden kann. Nimmt man nun jedoch die Betriebsergebnisse in Augenschein, dann kehrt sich die Darstellung prinzipiell um (Bild 6.10).



	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
AA-CAES 1	-9,1 %	16,8 %	-27,2 %	-10,5 %	-23,1 %	-14,2 %
VRB 4	-2,5 %	20,5 %	-28,4 %	-8,4 %	-21,9 %	-12,9 %
VRB 3	19,1 %	33,3 %	-8,5 %	0,6 %	-12,9 %	-7,8 %
VRB 2	38,2 %	45,1 %	0,1 %	9,0 %	-5,1 %	-3,0 %
ohne Speicher	37,5 %	39,5 %	10,6 %	11,5 %	0,5 %	0,6 %

Bild 6.10 - Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 250 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008

Durch die hohen Investitionskosten der Speicher, auch bei optimistischer Sichtweise, sind jetzt die BE im Vergleich zu den reinen EEG-Szenarien am schlechtesten, wo die größten und somit teuersten Energiespeicher verwendet wurden. In Bild 6.10 ergibt sich deshalb im Vergleich zum Bild 6.9 ein anderer Verlauf, bei dem die Varianten ohne Speicher bzw. die mit kleineren Speichern die besten BE aufweisen. Auch hier gilt weiterhin, dass mit steigender EEG-Vergütung die Marktteilnahme unattraktiver wird.

Die Ergebnisse für einen 50 MW und 1000 MW Windpark sowie für Marktpreise von 2007 befinden sich im Anhang A2.

6.5 Alleiniger Wasserstoffverkauf

Für den Wasserstoffverkauf wurde ein 50 MW-Windpark mit Elektrolyseuren ausgestattet, die mit der Windenergie Wasserstoff produzieren. Dieser Wasserstoff wird danach direkt in ein zukünftiges Wasserstoffnetz eingespeist und vergütet. Als Vergütung wurden zwei Varianten angenommen. Zusätzlich zur elektrischen Energie aus dem Windpark kann der Elektrolyseur je nach Szenario noch mit fremdbezogenem Strom betrieben werden. Dazu wurde die Möglichkeit des Energiebezugs zu Börsenpreisen bzw. zu einem Festpreis eingerichtet. Tabelle 6.8 zeigt die verschiedenen Ergebnisse der Optimierungen bei Schwachwind und bei Starkwind sowie die Betriebsstunden des Elektrolyseurs.

Windstärke	Wasserstoffpreis	Zusätzlicher Energiebezug	Betriebsstunden des Elektrolyseurs	Deckungsbeitrag	Betriebsergebnis
ScW	0,2 €/Nm ³	nein	2913 h	1 992 554 €	-747 069 €
		100 €/MWh	4343 h	2 121 320 €	-618 293 €
		EEX 2008	5939 h	3 986 697 €	1 247 084 €
	0,4 €/Nm ³	nein	2913 h	3 551 569 €	811 956 €
		100 €/MWh	5125 h	3 828 434 €	1 088 821 €
		EEX 2008	8131 h	15 802 681 €	13 063 068 €
StW	0,2 €/Nm ³	nein	3856 h	3 173 305 €	574 735 €
		100 €/MWh	5521 h	3 343 634 €	604 021 €
		EEX 2008	6646 h	5 109 859 €	2 370 246 €
	0,4 €/Nm ³	nein	3861 h	5 656 119 €	2 916 506 €
		100 €/MWh	6335 h	6 005 365 €	3 265 752 €
		EEX 2008	8290 h	17 327 419 €	14 587 806 €

Tabelle 6.8 - Ergebnisse der Szenarien mit direktem Wasserstoffverkauf

Man erkennt, dass die mit dem Wasserstoffverkauf erzielbaren Deckungsbeiträge stark von den Wasserstoffpreisen und den Kosten für die bezogene Energie abhängen. So ergibt sich mit dem kleineren Verkaufspreis von Wasserstoff von $0,2 \text{ €/Nm}^3$ ein Deckungsbeitrag, der im Vergleich zu einem Basisszenario mit reinem EEG-Verkauf bei einer Vergütung von 54 €/MWh etwa gleich groß ist. Kann der Windparkbetreiber noch zusätzlich Energie zu einem günstigen Einkaufspreis beziehen, lässt sich der Deckungsbeitrag fast verdoppeln. Setzt man die Betriebsergebnisse gegeneinander, dann sind nur einige Szenarien wirtschaftlich und keines besser als ein EEG-Basisszenario. Bei einem doppelten Verkaufspreis für Wasserstoff und preiswertem Energiebezug lassen sich jedoch auch Betriebsergebnisse erreichen, die weit über denen der Basisszenarien mit einer EEG-Vergütung von 140 €/MWh liegen (siehe Tabelle 6.1). Somit kann man sagen, dass bei einer genügend hohen Vergütung von Wasserstoff und preiswertem zusätzlichem Energiebezug diese Variante durchaus wirtschaftlicher ist, als der Verkauf der Energie über das EEG.

Des Weiteren sieht man in der Tabelle, dass der Einsatz des Elektrolyseurs und damit auch die Wasserstoffproduktion abhängig vom Energieangebot sind. Sollte eine Windflaute herrschen und die WEA erzeugen keine Energie, muss der Elektrolyseur den Betrieb einstellen. Nur wenn die Möglichkeit besteht, extern Energie zu beziehen, ist ein durchgängiger Betrieb möglich. Dabei hängt die Höhe und Dauer des Betriebs von den Energiebezugspreisen ab. Dies spiegelt sich auch in Tabelle 6.9 wider, indem sich sowohl die Betriebsstunden des Elektrolyseurs mit geringen Bezugspreisen als auch mit zunehmender Windstärke erhöhen.

6.6 Bewertung der Resultate

6.6.1 Einschätzung der Speicherauswahl

Über alle Szenarien hinweg hat sich gezeigt, dass ein Speicher durch seine Einsatzweise dazu beiträgt, den Windenergieverkauf zu verbessern. Durch den Speicher lassen sich die technischen Anforderungen (z.B. Mindestleistung, Lieferung einer konstanten Leistung) leichter realisieren, die bei einer Marktteilnahme erfüllt werden müssen. Diese sind meist anlagenbezogene Größen (Mindestleistungen etc.) oder marktbasierter Vorgaben (Mindestlieferzeiten etc.). Einer verbesserten Betriebsführung stehen jedoch die hohen Investitionskosten gegenüber, wodurch sich im Vergleich mit dem Basisszenario bzw. den Szenarien ohne Speicher nur einige der Szenarien mit Speicherbeteiligung als wirtschaftlich geeignet erwiesen haben.

Stichpunktartig lassen sich folgende Erkenntnisse aus den Szenarien aufzeigen:

- Je größer der Speicher ist, desto größer ist sein Potential, die Betriebsführung zu verbessern.
- Je größer der Speicher ist, desto höher sind auch seine Investitionskosten. Die dadurch entstehenden Kosten können die mit dem Speicher erwirtschafteten Mehreinnahmen nicht decken.
- Für den Einsatz mit einem Windpark eignen sich die VRB und AA-CAES gleichermaßen, wobei der Batteriespeicher variabler in seiner Dimensionierung ist und somit Kosteneinsparungspotentiale bietet. Außerdem besitzt er weniger technische Restriktionen als der AA-CAES (z.B. Leistungsgrenzen, Abhängigkeiten von Druck und Temperatur), was die Betriebsführung vereinfacht. Der Wasserstoffspeicher hat sich in der Tagesoptimierung als nicht rentabel erwiesen, kann jedoch bei längerfristiger Speicherung von großen Energiemengen Vorteile gegenüber den anderen Speichertypen haben.
- Die geeignete Größe der in den Szenarien verwendeten Speicher bezogen auf den jeweiligen Windpark lässt sich mit etwa 15-25 % der Windparkleistung und einer Ausspeicherdauer von zirka 6 h benennen. Die Leistung des Speichers ist maßgeblich verantwortlich für die Deckung der Differenzen der Prognoseabweichungen und der Energieinhalt des Speichers bestimmt die Menge der möglichen gehandelten Energie. Je größer beide Werte sind, desto besser ist die Betriebsführung, jedoch schlagen sich beide Werte auch in den Kosten nieder. Daher muss ein Kompromiss gefunden werden zwischen technisch optimal und wirtschaftlich tragbar.
- Der Kompromiss und somit die Verwendung eines kleineren Speichers ermöglicht ein Sicherheitsfaktor. Dieser vermindert die Differenzen zwischen Verkauf und Lieferung und kann dadurch die notwendige Speichergröße reduzieren.
- Speicher können autark vom Windpark am Markt agieren und somit auch bei Windstille Energiehandel betreiben. In den betrachteten Szenarien ohne einen Windpark waren jedoch die Investitionskosten der Speicher höher als die erzielten Deckungsbeiträge oder annähernd gleich hoch, so dass sich der Speicher alleine nicht refinanzieren kann.

6.6.2 Beteiligung des Windparks an den Energiemärkten

Die Marktbeteiligung eines Windparks ist nicht in jedem Fall von betriebswirtschaftlichem Vorteil für den Betreiber. In den Szenarien mit alleiniger Beteiligung an der Börse oder

dem Regelleistungsmarkt konnten die Systeme kein BE erreichen, das größer war als das des EEG-Szenarios. Erhält der Betreiber jedoch die Möglichkeit, die Energie über das EEG und am Markt zu verkaufen, kann er seine Erlöse erhöhen und somit das BE steigern. Um die technischen und vertraglichen Anforderungen des Marktes zu erfüllen, kann er einen Speicher benutzen oder muss seine Betriebsführung entsprechend anpassen. Dies kann durch einen Sicherheitsfaktor erreicht werden. Durch ihn vermindert sich zwar die mögliche zum Verkauf stehende Energiemenge, aber somit reduzieren sich auch etwaige Differenzen zwischen der verkauften und gelieferten Energie. Diese Differenzen müssten mit Ausgleichsenergie gedeckt werden.

Die Marktteilnahme lohnt sich besonders dann, wenn die EEG-Vergütung für die eigenen Anlagen niedrig ist. Liegt die Vergütung weit über den durchschnittlichen Marktpreisen, lässt sich das BE nur wenig oder gar nicht erhöhen. In jedem Fall kommt es zu einer Verdrängung der eingespeisten Energie, die über das EEG vergütet wird. Dies ist beispielhaft in Bild 6.11 dargestellt. Im Basisszenario mit alleiniger EEG-Vergütung wird die gesamte Energie über das EEG verkauft, so dass der Anteil 100 % beträgt. Nimmt der Windparkbetreiber am Markt teil, lässt sich der EEG-Anteil senken, da die restliche Energie am Markt und nicht mehr über das EEG verkauft wird. Dadurch kann die über das EEG vergütete Energiemenge reduziert werden, was zu einer geringeren EEG-Abgabe über den Strompreis führen kann und somit die Endverbraucher finanziell entlastet.

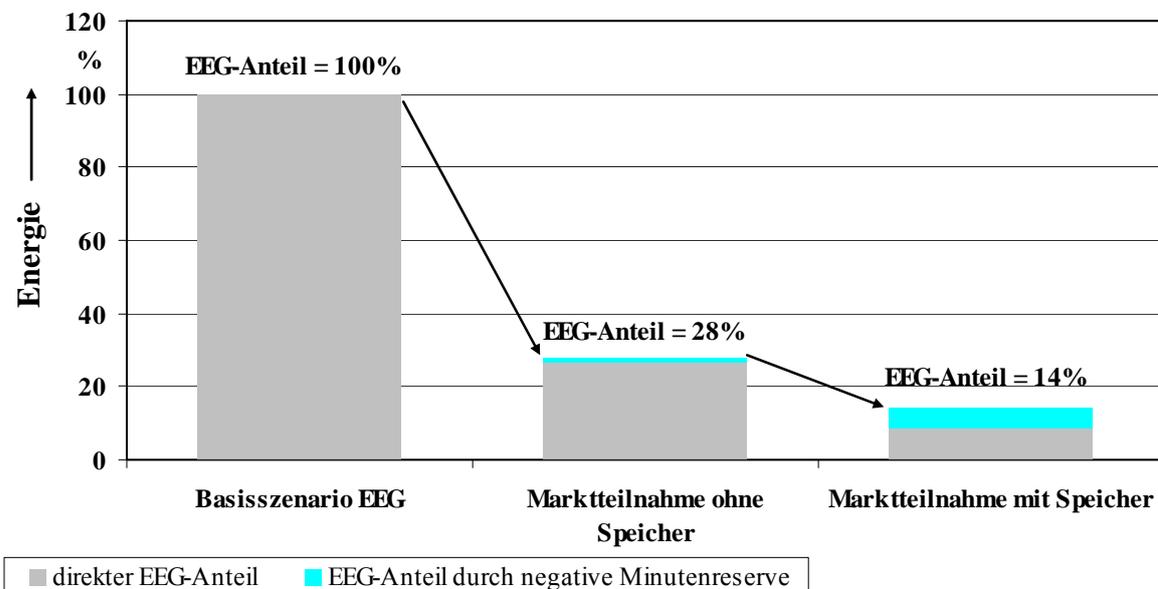


Bild 6.11 - Beispielhafte Reduzierung der über das EEG vergüteten Energiemenge durch eine Marktteilnahme für eine Szenarienvariante mit unterschiedlicher Marktbeitilgung

7 Zusammenfassung

Die Energieversorgung in Deutschland steht vor einem großen Umbruch. Durch die Integration erneuerbarer Erzeugungsanlagen sollen die durch die konventionellen Kraftwerke erzeugten klimaschädlichen Emissionen reduziert werden. Außerdem entsteht dadurch eine nachhaltige Energieerzeugungsstruktur, bei der die EE einen Großteil der benötigten Energie erzeugen können. Durch staatliche Richtlinien wie dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, die regenerativ erzeugte Energie vorrangig abzunehmen. Hierdurch bietet sich einem Windparkbetreiber die Möglichkeit, die erzeugte Energie unkompliziert einzuspeisen und dafür die EEG-Vergütung zu erhalten. Diese Vergütung erlaubt zusammen mit der vorrangigen Einspeisung eine verlässliche wirtschaftliche Planung für die Betreiber, wobei die Vergütung über die Jahre absinkt und später ganz entfällt [EEG04]. Daher muss es das Bestreben des Betreibers sein, neue Vergütungsvarianten zu erschließen, um dadurch die Wirtschaftlichkeit seiner WEA zu steigern. Dies ist möglich, indem die WEA in Konkurrenz zu konventionellen Kraftwerken treten und die Betreiber die erzeugte Energie am Markt anbieten bzw. Dienstleistungen wie die Regelleistung bereitstellen.

Diese Arbeit demonstriert, dass sich durch die Marktteilnahme und das Bereitstellen von Minutenreserve wirtschaftliche Vorteile für den Windparkbetreiber ergeben. Moderne WEA sind in der Lage, Regelleistung bereitzustellen und unter Einschränkungen Fahrplanenergie zu liefern. Damit sind sie auch in der Lage, an weiteren Energiemärkten teilzunehmen. Hierdurch wird es möglich, die erzeugte Energie nicht mehr nur über das EEG mit seiner sicheren Vergütung zu verkaufen, sondern die Energie auch beispielsweise an der Börse anzubieten und damit gegebenenfalls höhere Erlöse zu erzielen. Aufgrund der fluktuierenden Windgeschwindigkeit erzeugen die Windparks jedoch keine konstante Leistung, sondern sie variiert stark und lässt sich so nur schwer prognostizieren, was die Marktteilnahme erschwert. Aus diesem Grund kann in die Windparks ein Speichersystem integriert werden, das wie in dieser Arbeit angenommen gleichzeitig vom Besitzer des Windparks betrieben wird. Durch den Speicher ist eine verbesserte Betriebsführung der WEA am Markt möglich, was zu einer Steigerung des Deckungsbeitrages führen kann.

Mit einem Energiespeicher ergeben sich für den Betreiber folgende Vorteile:

- Glättung der fluktuierenden Einspeisung
- Lieferung von Fahrplanenergie

- Ausgleich der Differenzen zwischen Prognose und realer Einspeisung
- Speicherung der Windenergie und zeitversetzter Verkauf, z.B. an der Börse
- Kauf von Energie am Markt und Verkauf bei höheren Preisen (Stromveredelung)
- Erhöhte Lieferleistung bzw. Energiemenge beim Ausspeichern (dadurch Steigerung der Erlöse am Markt)

Für die Untersuchung, welche Vergütungsvarianten und Speichertypen sowie -größen sich für den Windparkbetreiber als wirtschaftlich erweisen, wurde ein Optimierungssystem auf Basis einer GGLP eingesetzt und im Rahmen dieser Arbeit erweitert. Das Ziel der Optimierung war die Maximierung des Deckungsbeitrages über den gesamten Betrachtungszeitraum der Berechnung. Hierfür wurden Modelle erstellt, die sowohl die technischen, wirtschaftlichen als auch vertraglichen Anforderungen der Marktteilnahme und der Anlagen abbilden. Mit diesen Optimierungsmodellen wurden verschiedene Szenarien berechnet, um die zu Grunde gelegten Vergütungsmodelle hinsichtlich ihrer Einwirkungen von Marktpreisen, Windsituationen und Kombinationen der Varianten zu prüfen. Die Optimierungen liefen dabei auf täglicher Basis ab, so dass die realen Preise und Windverhältnisse in 15-Minuten-Intervallen benutzt werden konnten. Dadurch waren die Betriebsführung und der Verkauf exakt abgebildet und sie wurden nicht wie bei anderen Systemen auf charakteristische Tage reduziert bzw. zu Rechnungen mit Durchschnittswerten zusammengefasst. Die Simulation wurde auf untereinander gekoppelte 3-Tages-Optimierungen erweitert, so dass sich der Verkauf und das Speichermanagement nicht nur auf einen Tag konzentrieren, sondern mehrere Tage in die Optimierung einfließen. Infolgedessen ergaben sich eine bessere Betriebsführung der Anlagen, ein Verkauf mit vorausschauender Strategie sowie eine ausgewogene Speicherbewirtschaftung. Am Ende der Berechnungen wurden die einzelnen Tage ausgewertet und ein Jahresergebnis erstellt. Die formulierten Modelle sind universell einsetz- und erweiterbar, so dass sich mit ihnen je nach Anforderung auch weitere Systeme berechnen lassen. Dies könnten verschiedene Erzeuger und Komponenten sein (z.B. Photovoltaik, Wasserkraft, Gasnetze) oder deren Verbund in einem »Virtuellen Kraftwerk« sowie neue Marktmodelle. So wurde das Modell auch erfolgreich mit einem Netzberechnungsprogramm verknüpft, ein Blindleistungsmarkt integriert oder die Modellierung genauerer Speichermodelle aufgezeigt.

Die aus den Szenarien resultierenden Ergebnisse zeigen, dass sich eine Marktteilnahme der WEA für den Betreiber als lohnend erweisen. Wichtige Faktoren für eine wirtschaftliche Eignung stellen dabei die EEG- und Marktpreise dar, sowie die Erfüllung der notwendigen

Fahrplanlieferungen. Hierbei kann ein Speicher vorteilhaft sein, so dass in den Szenarien mit Speicher der Deckungsbeitrag immer höher lag als bei den Vergleichsszenarien ohne Speicher. Jedoch hat sich gezeigt, dass die Speicherkosten - auch wenn sie als optimistische Werte der Zukunft angesetzt wurden - meist Betriebsergebnisse zur Folge hatten, die unter denen der Szenarien ohne Speicher lagen bzw. auch unter denen mit reiner EEG-Vergütung.

Die notwendige Integration von EE und besonders der Windenergie in den Markt steht außer Frage. Dies ist in großem Umfang aufgrund des fluktuierenden Charakters der Windeinspeisung ohne die Beteiligung von Energiespeichern nicht möglich. Die Integration kann erleichtert werden, indem Förderungen bzw. anderweitige Anreize geboten werden. Durch die Marktteilnahme der EE kann zudem der Teil ihrer Energie gesenkt werden, der über das EEG vergütet wird. Dies führt zu einer Reduzierung der gesamten EEG-Kosten und somit zu einer Entlastung der Verbraucher durch die Senkung der Energiebezugspreise. Hierzu müssen jedoch existente Gesetze geändert werden, damit eine Teilnahme der EE am Energiemarkt erleichtert wird. Das Ziel muss die Einbindung von Energiespeichern in das Versorgungsnetz sein, damit zukünftige technische sowie wirtschaftliche Anforderungen erfüllt werden können.

Als Ergebnis dieser Arbeit stehen universelle Optimierungsmodelle zur Verfügung, die auf Basis von hinterlegten Ganglinien und Anlagenparametern eine Vielzahl von Erzeugertypen und Energiemärkten abbilden können. Dabei erfolgt eine optimierte Betriebsführung der Anlagen auf Basis einer GGLP, die unter Beachtung der technischen und vertraglichen Restriktionen im Modell für den Betrachtungszeitraum den Deckungsbeitrag maximiert und somit dem Betreiber die besten Verkaufsmöglichkeiten aufzeigt. Durch die erstellten Szenarien ist es möglich zu demonstrieren, dass Energiespeicher Vorteile für die Integration der Windenergie in den Markt bringen und die Marktteilnahme bereits jetzt für den Windparkbetreiber wirtschaftlich sein kann. Bei steigenden Marktpreisen, sinkenden EEG-Vergütungen und fallenden Investitionskosten der Speicher wird sich dies in Zukunft jedoch noch deutlich verbessern. Die Erkenntnisse der Arbeit sollen dabei Anreize geben, neue Wege mit der Marktteilnahme regenerativer Erzeuger zu gehen und die Integration von Speichersystemen in das Netz voranzutreiben. Dabei sollte nicht nur die kurzfristige Betriebsplanung ins Auge gefasst werden, sondern die Erstellung einer zukünftigen Energieversorgung mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien.

Literaturverzeichnis

- [AAG] *Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität (Atomausstiegsgesetz)*
Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 26
Seite 1351, 26.04.2002, Berlin, gültig seit 27.04.2002
- [Agric] Agricola, A.-C.: *Keynote zur Diskussionsrunde: Kraftwerkspark der Zukunft*
Jahreskonferenz Erneuerbare Energien (ee09), Berlin, 05.03.2009
- [AlAw1] Al-Awaad, A.-R.: *Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen*
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2009
- [AlAw2] Al-Awaad, A.-R., Verstege, J.F.: *PQ-Curve of Wind Power Plants with ATP*
European EMTP-ATP Conference, León, 24.-26.09.2007
- [Asmut] Asmuth, P.C.: *Versorgungsstrukturen für elektrische Energie und Wärme mit Brennstoffzellen*
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [Betz] Betz, A.: *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*
Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, 1926
- [BDEW] *Angaben zur Direktvermarktung nach §17 EEG in den einzelnen Monaten des Jahres 2009*
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Stand Juni 2009
- [BMU1] *Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020*
Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Wuppertal, Dezember 2005
- [BMU2] *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008*
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, April 2009
- [BMU3] *Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Leitstudie 2008*
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Oktober 2008

- [BMU4] *Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES*
Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ: 0327558, Aachen, 2007
- [BMWA] *Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG)*
Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Köln, 2004
- [BNA1] *BK6-06-065 (Aktenzeichen zum Beschluss zur Festlegung von Regelenergie in Form von Primärregelung)*
Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Bonn, 31.08.2007
- [BNA2] *BK6-06-066 (Aktenzeichen zum Beschluss zur Festlegung von Regelenergie in Form von Sekundärregelung)*
Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Bonn, 31.08.2007
- [BNA3] *BK6-06-012 (Aktenzeichen zum Beschluss zur Festlegung von Regelenergie in Form von Minutenreserve)*
Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Bonn, 29.08.2006
- [BNA4] *Bericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006*
Bundesnetzagentur, Bonn, Februar 2007
- [Boda1] Bodach, M.: *Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen*
Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2006
- [Boda2] Bodach, M., Mehlich, H., Völler, S.: *Simulation of a Grid Connected Hybrid Storage System in ATP/EMTP*
PCIM Europe 2004, Nuremberg, 25.-27.05.2004
- [BUWEÜ] *Elektrische Energieübertragung*
Vorlesungsskript, Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung, Bergische Universität Wuppertal, Stand März 2009

- [Calam] Calaminus, B.: *Innovative Adiabatic Compressed Air Energy Storage System of EnBW in Lower Saxony*
Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II), Bonn, 19.-21.11.2007
- [CPI] *ASME Seamless Steel Pressure Vessel*
CP Industries, McKeesport, Stand April 2009
<http://www.cp-industries.com>
- [Crot1] Crotagino, F., Mohmeyer, K.-U., Scharf, R.: *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*
SMRI Spring Meeting 2001, Florida, 15.-18.04.2001
- [Crot2] Crotagino, F., Kleinfeld, B.: *Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*
dena Energieforum »Druckluftspeicher-Kraftwerke«, Berlin, 08.09.2005
- [Crot3] Crotagino, F., Hamelmann, R.: *Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots*
14. Symposium zur Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstoff-technik, Stralsund, November 2007
- [Dakin] Dakin, R.J.: *A tree-search algorithm for mixed integer programming problems*
The Computer Journal, Volume 8, Number 3, Oxford, 1965, pages 250-255
- [Dantz] Dantzig, G.B., Orden, A., Wolfe, P.: *The Generalized Simplex Method for Minimizing a Linear Form under Linear Inequality Constraints*
Notes on Linear Programming: Part I, The RAND Corporation, RM-1246, Santa Monica, 05.04.1954
- [Dany] Dany, G.: *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*
Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2000
- [DENA] *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020* (dena-Studie)
Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Köln, 24.02.2005

- [ECFFP] *Advanced adiabatic compressed air energy storage (AA-CAES)*
European Commission, Fifth Framework Programme, ENK6-CT-2002-00611,
01.01.2003-31.12.2006
- [ECSFP] *HyWays - The European Hydrogen Energy Roadmap*
European Commission, Sixth Framework Programme, SES6-2004-502596,
01.01.2002-12.31.2006
- [EEG00] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz;
(EEG))*
Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 13
Seite 305, 31.03.2000, Bonn, gültig seit 01.04.2000
- [EEG04] *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombe-
reich*
Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 40
Seite 1918, 31.07.2004, Bonn, gültig seit 01.08.2004
- [EEG09] *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombe-
reich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften*
Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 48
Seite 2074, 31.10.2008, Bonn, gültig seit 01.01.2009
- [EEX1] *Kontraktpezifikationen*
European Energy Exchange, Version 0018a, Stand 06.12.2008, Leipzig
- [EEX2] *Bedingungen für den Handel an der EEX*
European Energy Exchange, Version 0017a, Stand 01.07.2008, Leipzig
- [EEX3] *Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex*
European Energy Exchange, Version 0001C, Stand 30.01.2007, Leipzig
- [EEX4] *Marktdaten Stundenkontrakte*
<http://www.eex.de>
- [EEX5] *Preisverzeichnis der EEX-Group*
European Energy Exchange, Version 007a, Stand 01.04.2009, Leipzig
- [EnWG] *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsge-
setz; (EnWG))*

- Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 23
Seite 730, 28.04.1998, Bonn, gültig seit 29.04.1998
- [EWI] *Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030*
Studie, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 23.05.2007
- [Fabia] Fabian, Th.: *Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen in elektrische Energieversorgungssysteme*
Dissertation, Universität Dortmund, 1996
- [Hackl] Hackländer, P.: *Integrierte Betriebsplanung von Gasversorgungssystemen*
Dissertation, Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal, 2002
- [Harri] Harrison, K.W., Novachek, F.J., Ramsden, T.G. et al.: *The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and System Integration*
National Renewable Energy Laboratory, Golden, März 2009
- [Hauck] Hauck, B.: *Elektronische Überwachungs- und Steuergeräte zum Erhalt der aktuellen Qualität vielzelliger elektrochemischer Speichersysteme*
Habilitationsschrift, Technische Universität Kaiserslautern, 2003
- [Heier] Heier, S.: *Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*
B.G. Teubner Verlag / GWV Fachverlag GmbH, 4. Auflage, Wiesbaden, 2005
- [Hughe] Hughes, P.: *Federal CHP Market and Fuel Cells*
Federal Interagency DER Working Group, Washington, 01.05.2002
- [HyWB] Waldl, H.P., Steinberger-Wilckens, R.: *Wasserstoff als Zwischenspeicher für Windenergie (HyWindBalance)*
HZwei - Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen, Hydrogeit Verlag,
7. Jahrgang, Seite 6-7, Kremmen, Januar 2007
- [IHK] *Studie zu den Wasser- und Abwasserkosten*
Industrie- und Handelskammer für Oberfranken Bayreuth, Bayreuth,
28.11.2003
- [Iller] Illerhaus, S.: *Optimale Betriebsplanung industrieller Energieversorgungssysteme*
Dissertation, Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal, 2000

- [ISET] Schlögl, F.: *Online-Erfassung und Prognose der Windenergie im praktischen Einsatz*
IIR/ETP-Seminar »Windstromprognosen, Windenergie wirtschaftlich und technisch effizient einpreisen«, Köln, 5.-6.07.2005
- [ITES] *Verbund: Entwicklung und Integration Thermischer Energiespeicher in Rinnenkraftwerken mit Solarer Direktverdampfung - ITES*
Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich Solarthermische Kraftwerke, FKZ: 03UM0064, 03UM0065, 03UM0066
- [Ivy] Ivy, J.: *Summary of Electrolytic Hydrogen Production*
National Renewable Energy Laboratory, Golden, September 2004
- [Josse] Jossen, A., Sauer, D.U.: *Advances in Redox-Flow Batteries*
First International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Gelsenkirchen, 30.-31.10.2006
- [Kamib] Kamibayashi, M.: *Advanced Sodium/Sulfur (NAS) Battery System*
IEEE PES Winter Meeting 2001, Columbus, 28.01.-01.02.2001
- [Kaptu] Kaptue Kamga, A.F., Völler, S., Verstege, J.F.: *Congestion Management in Transmission Systems with Large Scale Integration of Wind Energy*
CIGRÉ/IEEE PES Symposium »Integration of Wide-scale Renewable Resources into the Power Delivery System«, Calgary, 29.-31.07.2009
- [Korpå] Korpås, M.: *Distributed Energy Systems with Wind Power and Energy Storage*
Dissertation, Norwegian University of Science and Technology, 2004
- [Kyoto] *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*
United Nations, Kyoto, 11.12.1997, gültig seit 16.02.2005
- [Lemme] Lemmer, S.: *Rechnergestützte Spannungs-Blindleistungssteuerung in Hochspannungsnetzen*
Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 1982
- [Mauba] Maubach, K-D.: *Mittelfristige Energieeinsatzoptimierung in Versorgungssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung*
Dissertation, Bergische Universität-Gesamthochschule Wuppertal, 1994

- [Mehli] Mehlich, H., Bodach, M., Völler, S. et al.: *Supercaps als Kurzzeitspeicher in verteilten Energieerzeugungssystemen*
Tagung Haus der Technik »SuperCaps - Energiespeicher mit hoher Leistungsdichte«, 23-24. Juni 2004, Essen
- [Miyak] Miyake, S.: *Vanadium Redox-Flow Battery for a Variety of Applications*
IEEE PES Summer Meeting 2001, Vancouver, 15.-19.07.2001
- [NedS1] E-Mail-Kontakt mit Irma Ariaans-van Silfhout und Ad Verhage, NedStack Fuel Cell Technology BV, Mai/Juni 2009
- [NedS2] *NedStack PS100*
Datenblatt, Stand 05.2009
<http://www.nedstack.com>
- [PDC1] *Diaphragm Compressors*
Produktbroschüre, PDC Machines, Stand April 2009
<http://www.pdcmachines.com>
- [PDC2] E-Mail-Kontakt mit Osama Al-Qasem, PDC Machines, Mai 2009
- [PitzP] Pitz-Paal, R.: *Solarturm Kraftwerke mit Hochtemperatur-Wärmespeicher*
300. Wilhelm und Else Heraeus-Seminar, Bad Honnef, 26.-28.05.2003
- [ProLB] *PROMETHEUS - Ein Programm zur Einsatzoptimierung von Energieversorgungssystemen (Leistungsbeschreibung)*
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung, Bergische Universität Wuppertal, Stand Oktober 2007
- [Pulcz] Pulczynski, J.: *Interorganisationales Innovationsmanagement: eine kritische Analyse des Forschungsprojektes GROWIAN*
Wissenschaftsverlag Vauk Kiel KG, Kiel, 1991
- [Rahms] Rahmstorf, S., Schellnhuber, H.J.: *Der Klimawandel*
Verlag C.H. Beck, 4. Auflage, München, 2007
- [Ramsd] Ramsden, T.: *H2A Case Study: Future (2025) Hydrogen Production from Central Grid Electrolysis*
Version 2.1.1, National Renewable Energy Laboratory, Golden, 28.05.08

- [REISI] *REISI – Renewable Energy Information System on Internet*
Informationssystem des ISET, Universität Kassel, Stand 2005
<http://reisi.iset.uni-kassel.de/>
- [RLnet] *regelleistung.net* (Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber)
<http://www.regelleistung.net>
- [Sande] Sander, K.: *Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen*
Dissertation, Universität Stuttgart, 2004
- [Sedla] Sedlacek, R.: *Untertage-Gasspeicherung in Deutschland*
Erdöl Erdgas Kohle, 124. Jg., Heft 11, 2008, Urban-Verlag Hamburg/Wien
- [SEG91] *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz* (Stromeinspeisegesetz; (StromEinspG))
Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Seite 2633, 07.12.1990, Bonn, gültig seit 01.01.1991
- [Sensf] Sensfuß, F.: *Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung*
6. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 11.-13.02.2009
- [Sieme] Siemes, P.M.K.: *Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern*
Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2008
- [SkylI] Skyllas-Kazacos, M.: *G1 and G2 Vanadium Redox Batteries for Renewable Energy Storage*
First International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Gelsenkirchen, 30.-31.10.2006
- [SMES] *Machbarkeitsuntersuchung von supraleitenden Energiespeichern zur Bereitstellung von Sekundenreserveleistung*
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie, FKZ: 0329574, Erlangen, November 1996
- [SNZV] *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen* (Stromnetzzugangsverordnung; (StromNZV))

- Bundestag der Bundesrepublik Deutschland, Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 46
Seite 2243, 25.07.2005, Bonn, gültig seit 26.07.2005
- [Tamak] Tamakoshi, T.: *NAS Battery-Renewable Hybrid System Project in Japan*
Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II), Bonn,
19.-21.11.2007
- [TC07] *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertra-
gungsnetzbetreiber*
Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW, Version 1.1, Berlin, August 2007
- [Tiple] Tipler, P.A., Mosca, G.: *Physik für Wissenschaftler und Ingenieure*
Spektrum Akademischer Verlag, 2. Auflage, Heidelberg, 2006
- [UCTE] *Load-Frequency Control and Performance*
UCTE Operation Handbook, Policy 1, Version 2.2, Stand 20.07.2004
- [UNCED] *United Nations Conference on Environment and Development (The Earth
Summit; (UNCED))*
Rio de Janeiro, 03.-14.06.1992
- [UNFCCC] *United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)*
United Nations, Intergovernmental Negotiating Committee for a Framework
Convention on Climate Change, New York, 30.04.-09.05.1992, gültig seit
21.03.1994
- [Vesta] *V90-3.0 MW (Windenergieanlage mit doppelt-gespeistem Asynchrongenerator)*
Datenblatt, Stand 01.2008
<http://www.vestas.com>
- [VDE] *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer
Energieträger*
Studie, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
(VDE), Frankfurt am Main, Dezember 2008
- [VRB1] E-Mail-Kontakt mit Vince Sorace, VRB Power Systems Inc., Februar 2005
- [VRB2] E-Mail-Kontakt mit Tim Hennessy, VRB Power Systems Inc., Februar 2009

- [VRB3] *Technical Information Costumer Energy Storage Project*
VRB Power Systems Inc., Richmond, Stand Juli 2008
- [Völl1] Völler, S., Al-Awaad, A.-R., Verstege, J.F.: *Wind Farms with Energy Storages integrated at the Control Power Market*
CIGRÉ/IEEE PES Symposium »Integration of Wide-scale Renewable Resources into the Power Delivery System«, Calgary, 29.-31.07.2009
- [Völl2] Völler, S.: *Modelloptimierung eines allgemeinen Speichersystems in ATP/EMTP*
Diplomarbeit, Technische Universität Chemnitz, 2003
- [Völl3] Völler, S., Verstege, J.F.: *Investigation of new Payment Models for Wind Farms in Combination with Energy Storages*
International Youth Conference on Energetics, Budapest, 31.05-02.06.2007
- [Völl4] Völler, S., Verstege, J.F.: *Relevance of a Safety Factor for Wind Power Trading in Comparison with the Utilization of a Storage*
IEEE 8th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Karpacz, 10.-13.05.2009
- [Völl5] Völler, S., Verstege, J.F.: *Modellierungsansätze zur Integration regenerativer Erzeuger in den Energiemarkt*
VDI-Berichte 2080 - Tagungsband zur VDI-Fachtagung "Optimierung in der Energiewirtschaft", S. 231-250, Ludwigsburg, Deutschland, 24.-25.11.2009
- [Völl6] Völler, S., Müller, Ch., Verstege, J.F.: *Determination of an Optimized Energy Storage Size for a Wind Farm based on Wind Forecasts*
European EMTP-ATP Conference, Dresden, 25.-27.09.2006
- [vRoon] von Roon, S.: *Bereitstellung von Regelleistung - zusätzliches Wertschöpfungspotential für KWK*
Kooperationsforum Kraft-Wärme-Kopplung, Nürnberg, 28. September 2006
- [Wulff] Wulff, T.: *Integration der Regelernergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen*
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2006

In Verbindung mit dieser Arbeit wurden folgende studentische Arbeiten am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität Wuppertal betreut:

- [Galle] Gallep, J.: *Bereitstellung von Fahrplanenergie aus Windenergieanlagen mit Speichern*
Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2008
- [Kirst] Kirst, O.: *Wasserstoffsysteme im Umfeld der Windenergienutzung*
Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2009
- [Krüge] Krüger, Ch.: *Entwicklung von Vergütungsmodellen für regenerative Einspeiser in Kombination mit Energiespeichern*
Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [Kuetc] Kuetche Dztouchouop, F.: *Untersuchung des Einsatzes von Energiespeichern zur Optimierung regenerativer Erzeugung unter Berücksichtigung verschiedener Vergütungsmodelle*
Master Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2006
- [Leend] Leenders, K.: *Modellierung eines Energiespeichers für den Einsatz in einem marktorientierten Energiesystem*
Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2007
- [Mülle] Müller, Ch.: *Simulation von Energiespeichern in einem Windparkmodell mit realen Last- und Winddaten*
Diplomarbeit, Bergische Universität Wuppertal, 2006
- [Rasch] Raschkowski, M.: *Analyse von Simulationen der Einsatzoptimierung elektrischer und thermischer Erzeugungsanlagen*
Master Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2008
- [Rzezn] Rzeznik, Th.: *Einsatz von Energiespeichern im Windenergie- und Netzengpassmanagement*
Master Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2008
- [Weyhe] Weyhenmeyer, M.: *Verwendung von Windenergie- und Speichersystemen zur Regelenergiebereitstellung*
Diplomarbeit, Bergische Universität Wuppertal, 2008

-
- [Zhu1] Zhu, J.: *Modellierung eines Windenergieparks und Analyse des Verhaltens am elektrischen Netz*
Bachelor Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2006
- [Zhu2] Zhu, J.: *Modellierung und Analyse eines marktorientierten Energiesystems*
Master Thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2008

A.1 Gesamtmodell in Prometheus

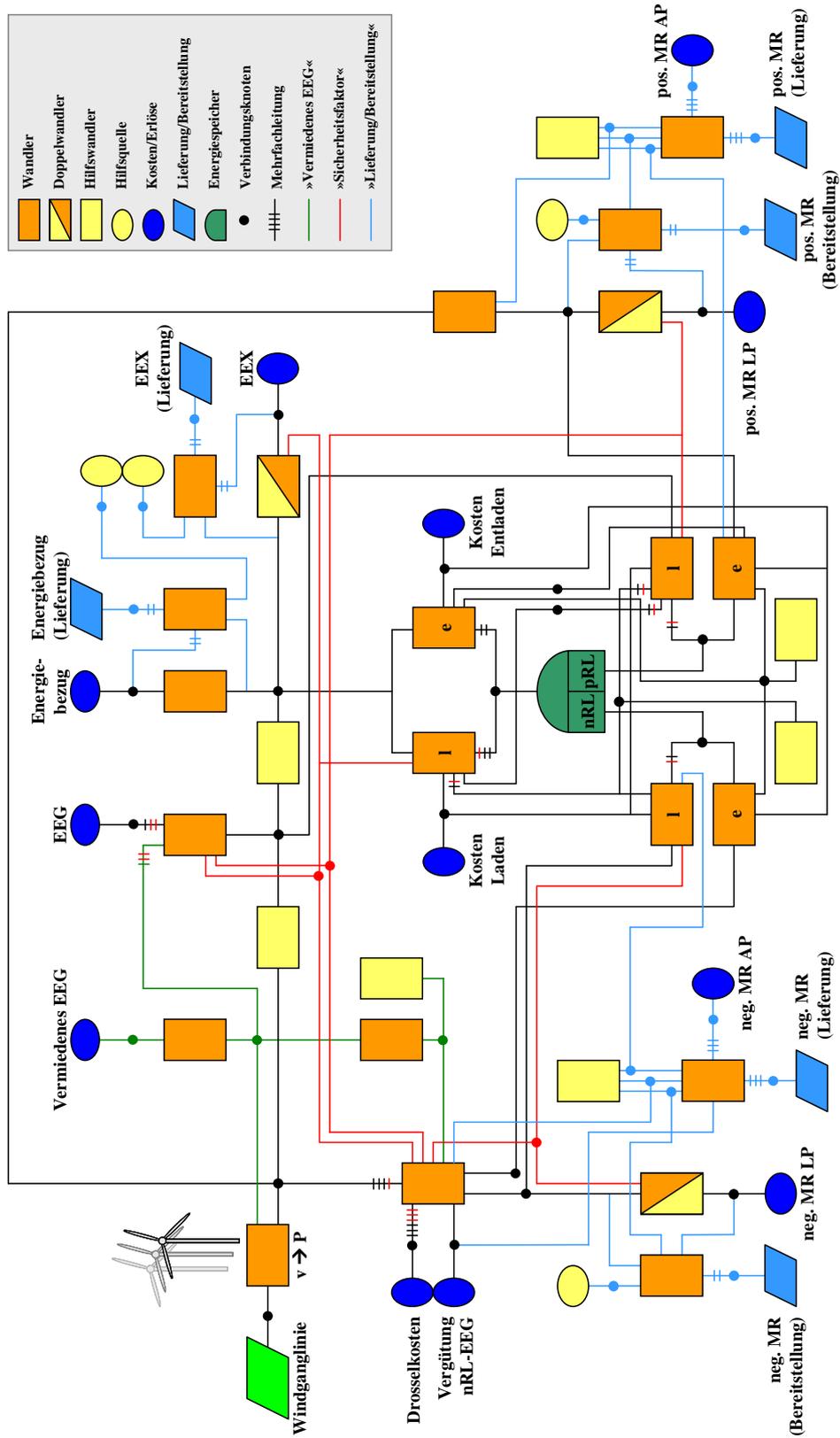


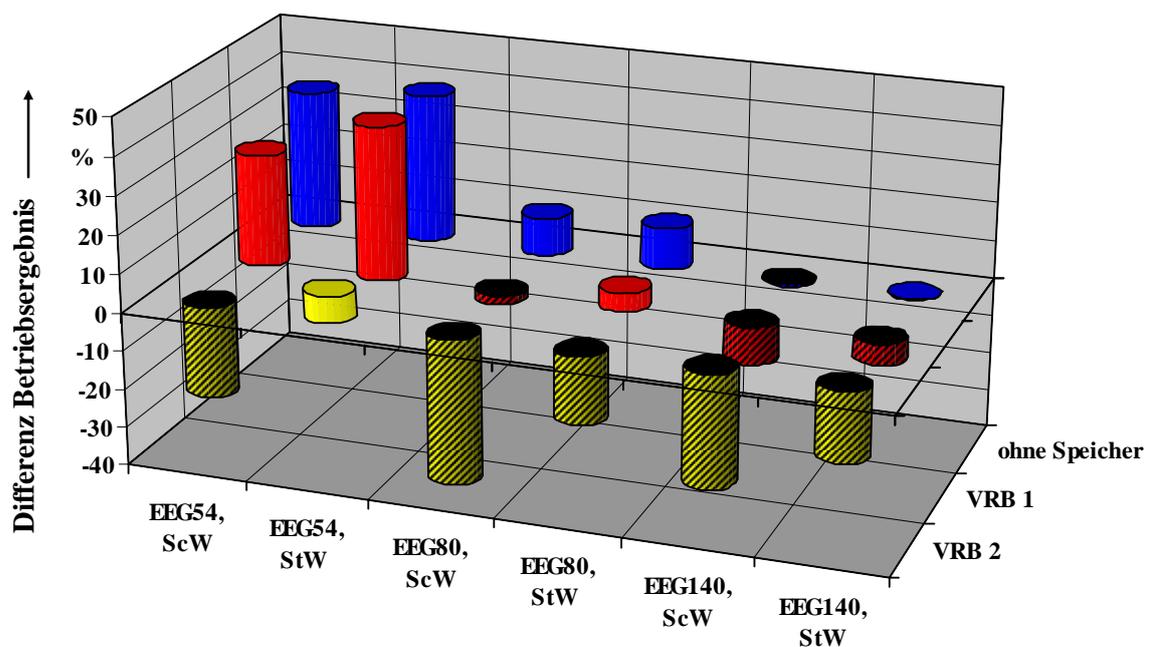
Bild A.1 - Vergrößertes Gesamtmodell aus Kapitel 4.3.12

A.2 Übersicht weiterer Ergebnisse bei Teilnahme an allen Märkten

Bezug nehmend auf Bild 6.10 werden nachfolgend weitere Ergebnisse dargestellt, die mit anderen Windparkgrößen und Betrachtungsjahren der Marktpreise simuliert wurden. Daraus lassen sich Schlüsse bezüglich der betrachteten Windparkgrößen und verwendeten Speicher ziehen sowie die Einflüsse von verschiedenen Vergütungen bewerten.

Windpark mit 50 MW und Marktpreise für 2008

Es ergeben sich nur bei einem kleinen oder gar keinem Speicher sowie bei einer niedrigen EEG-Vergütung höhere Betriebsergebnisse bei einer Marktteilnahme, verglichen mit den Basisszenarien mit alleiniger EEG-Vergütung.

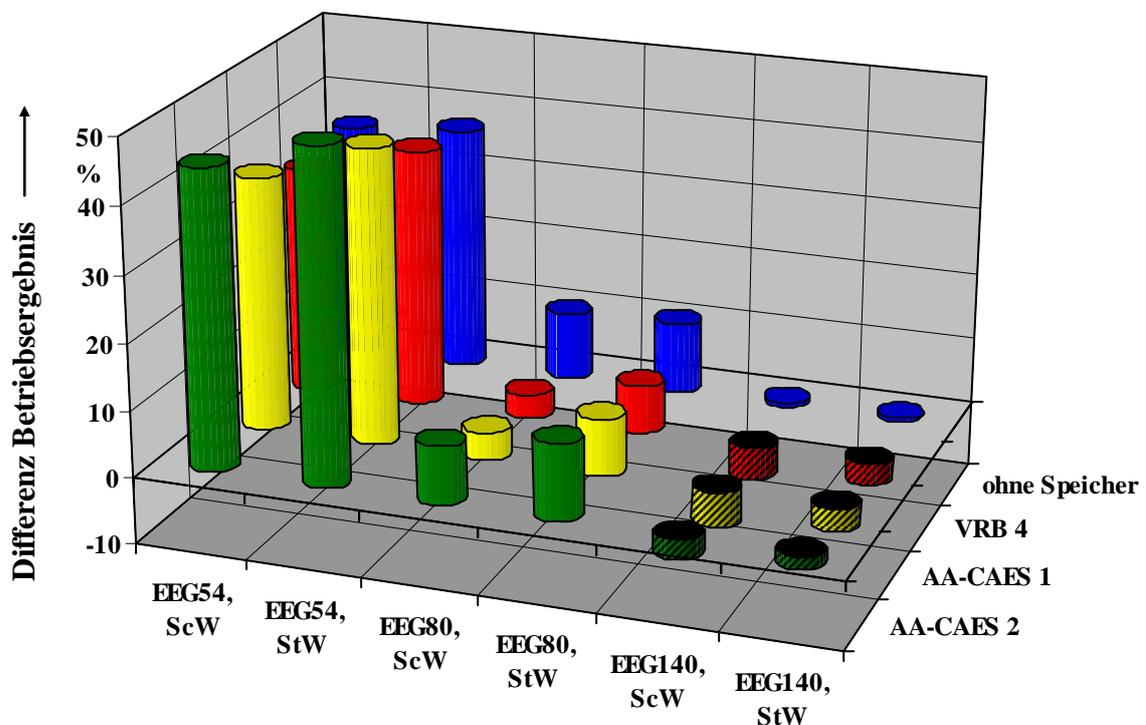


	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
VRB 2	-23,7 %	7,0 %	-37,7 %	-17,5 %	-29,2 %	-17,8 %
VRB 1	29,3 %	40,4 %	-2,2 %	4,8 %	-9,6 %	-5,4 %
ohne Speicher	36,4 %	38,9 %	9,8 %	10,9 %	-0,5 %	0,1 %

Bild A.2 - Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 50 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008

Windpark mit 1000 MW und Marktpreise für 2008

Bei den Ergebnissen zeigt sich im Vergleich zu kleinen Windparks, dass mit zunehmender Energiemenge die Speicherkosten nicht mehr so sehr ins Gewicht fallen. Bei niedriger EEG-Vergütung sind alle Ergebnisse in etwa gleich hoch und dies ist auch das einzige Beispiel, bei dem die größeren Speicher besser gestellt sind als kleinere. Es zeigt sich, dass bei hohen Marktpreisen und großen Speichern hohe Energieumsätze erreicht werden, wodurch die Erlöse durch die Stromveredelung und somit die BE gesteigert werden können. Der Verkauf der Windenergie unterstützt dies zusätzlich. In den Szenarien wird jedoch unterstellt, dass die verkaufte Energiemenge keine Einflüsse auf die Marktpreise hat, wie dies in der Realität der Fall ist. Diesen Fall kann man bei Bild A.6 annehmen, bei dem die Marktpreise von 2007 als Grundlage dienen, die zirka halb so hoch sind.

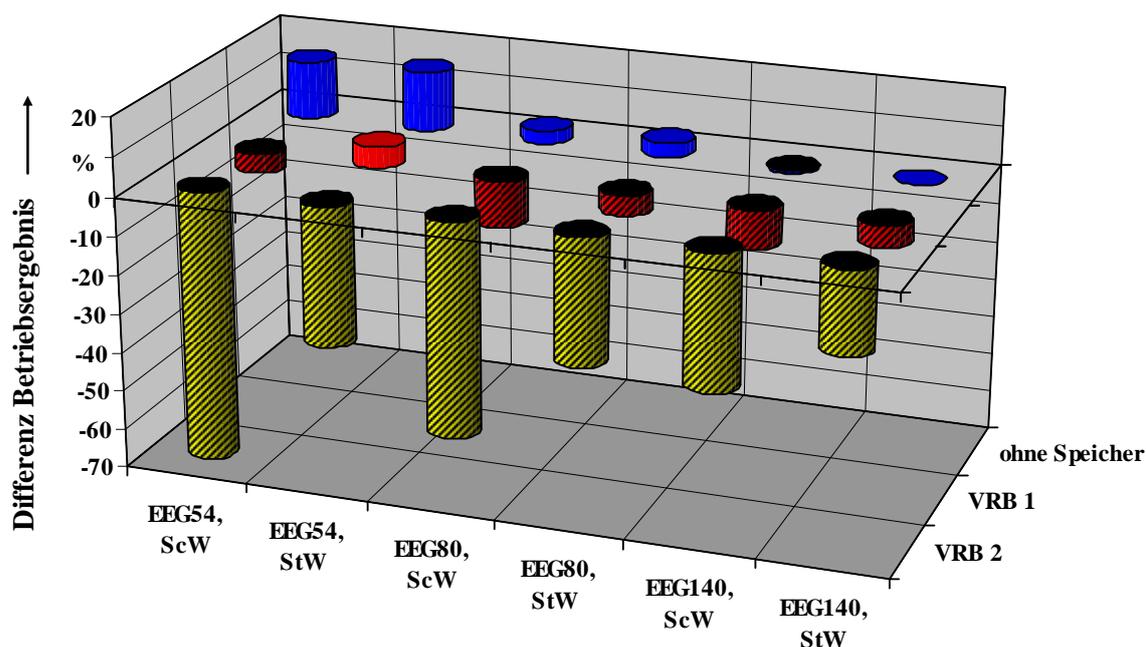


	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
AA-CAES 2	45,0 %	50,0 %	8,7 %	11,5 %	-3,0 %	-1,8 %
AA-CAES 1	38,3 %	44,6 %	4,1 %	8,6 %	-5,3 %	-3,4 %
VRB 4	34,2 %	39,1 %	3,6 %	7,2 %	-4,9 %	-3,1 %
ohne Speicher	35,9 %	37,2 %	10,3 %	10,8 %	0,6 %	0,5 %

Bild A.3 - Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 1000 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2008

Windpark mit 50 MW und Marktpreise für 2007

Nur die Szenarien ohne Speicher und bei niedriger EEG-Vergütung lohnen sich für den Windparkbetreiber. Die Speicherkosten sind im Vergleich zum erzielbaren Umsatz am Markt zu hoch. Die verwendeten Marktpreise aus dem Jahr 2007 sind niedriger als die aus 2008 (siehe Bild 3.6), so dass sich im Vergleich zu Bild A.2 niedrigere BE ergeben. Bei hoher EEG-Vergütung ist eine Marktteilnahme aufgrund der niedrigen Preise in keinem Fall sinnvoll.

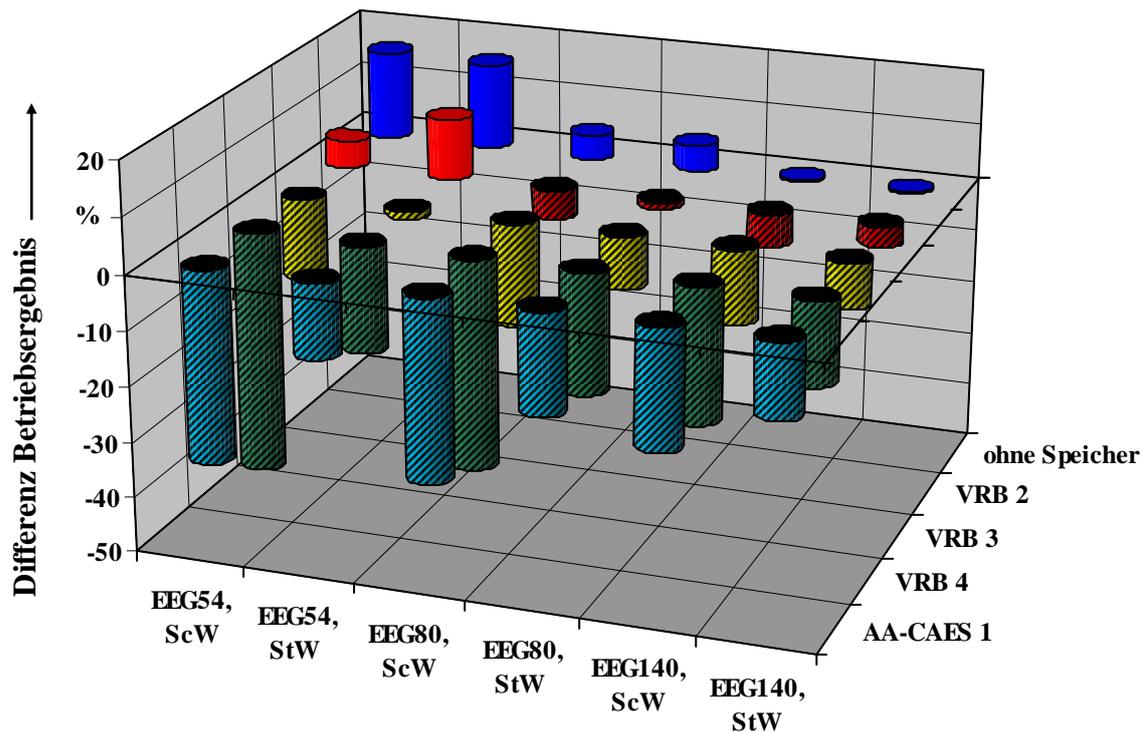


	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
VRB 3	-69,5 %	-35,7 %	-55,0 %	-32,4 %	-34,6 %	-21,1 %
VRB 2	-4,9 %	5,4 %	-11,9 %	-5,1 %	-10,0 %	-5,6 %
ohne Speicher	14,9 %	15,6 %	3,4 %	3,8 %	-0,7 %	0,0 %

Bild A.4 - Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 50 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2007

Windpark mit 250 MW und Marktpreise für 2007

Auch hier sind die BE aufgrund der Preise kleiner als die von 2008 (siehe Bild 6.10), so dass sich eine Marktteilnahme kaum lohnt. Nur bei kleiner EEG-Vergütung kann der Betreiber merkliche Steigerungen des BE erreichen. Auch die Kosten der Energiespeicher wirken sich negativ auf das BE aus.

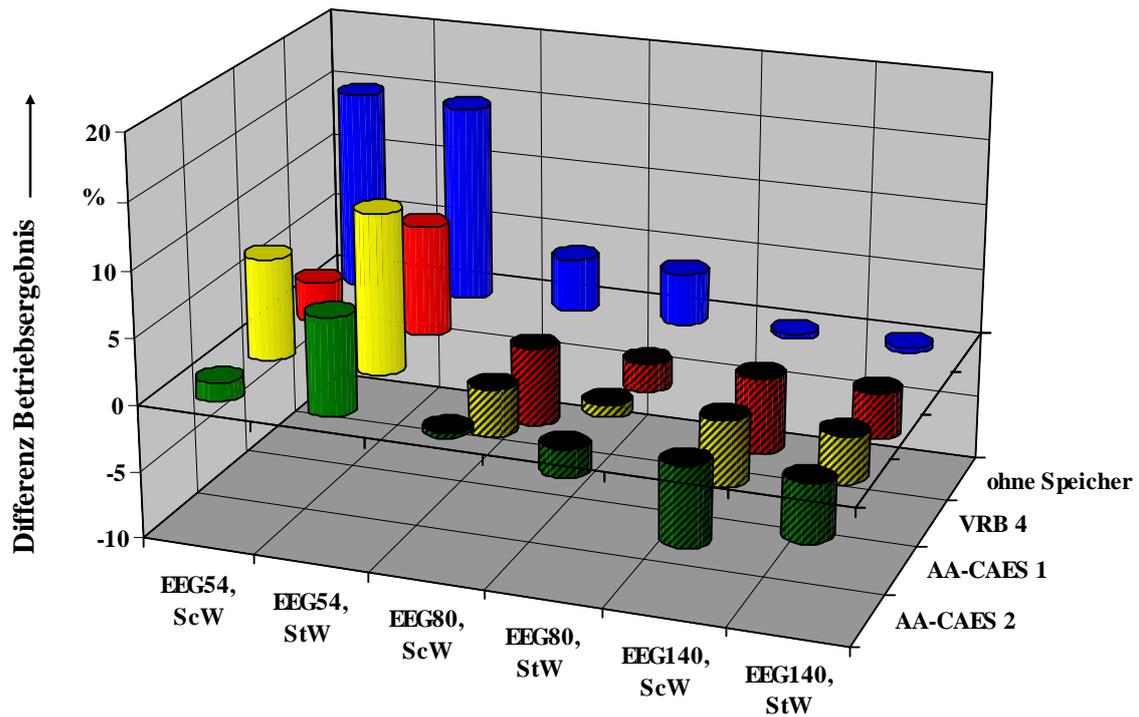


	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
AA-CAES 1	-35,1 %	-13,5 %	-33,0 %	-18,3 %	-21,7 %	-13,4 %
VRB 4	-43,8 %	-19,4 %	-38,2 %	-21,8 %	-24,6 %	-15,2 %
VRB 3	-15,0 %	-1,3 %	-18,8 %	-9,6 %	-13,5 %	-8,2 %
VRB 2	5,1 %	11,1 %	-5,4 %	-1,2 %	-5,9 %	-3,5 %
ohne Speicher	16,3 %	15,9 %	4,5 %	4,6 %	0,4 %	0,4 %

Bild A.5 - Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 250 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2007

Windpark mit 1000 MW und Marktpreise für 2007

Durch die geringeren Marktpreise im Vergleich zum Jahr 2008 ist die Differenz des BE bezogen auf Bild A.3 kleiner. Die deutlich positiven BE bei niedrigen und mittleren EEG-Vergütungen sind hier nicht mehr sichtbar und nur bei der niedrigen EEG-Vergütung lohnt sich eine Marktteilnahme für den Betreiber. Es ist auch deutlich erkennbar, dass sich die Speicherkosten merklich auf die BE auswirken. Die BE sind nun im Vergleich zu Bild A.3 nicht mehr über alle Speichergrößen gleichermaßen hoch, sondern die Szenarien mit größeren Speichern haben wieder schlechtere Ergebnisse als die Szenarien mit kleineren Speicher oder ohne Speicherbeteiligung.



	EEG54, ScW	EEG54, StW	EEG80, ScW	EEG80, StW	EEG140, ScW	EEG140, StW
VRB 4	1,3 %	7,3 %	-0,4 %	-2,1 %	-6,0 %	-4,4 %
VRB 3	7,7 %	12,1 %	-3,6 %	-0,9 %	-5,0 %	-3,5 %
VRB 2	3,0 %	8,4 %	-6,0 %	-2,1 %	-5,8 %	-3,4 %
ohne Speicher	15,2 %	14,9 %	4,1 %	4,0 %	0,3 %	0,4 %

Bild A.6 - Ergebnismatrix der Differenz der Betriebsergebnisse der Szenarien bezogen auf das jeweilige EEG-Basisszenario mit einem 1000 MW Windpark und dem Betrachtungsjahr der Marktpreise für 2007

Lebenslauf

Angaben zur Person: Steve Völler
Geburtsdatum 1. Juni 1979
Geburtsort Karl-Marx-Stadt (jetzt Chemnitz)
Familienstand ledig

Eltern: Tibor und Carola Völler, geborene Rietzschel

Schulbildung:
1986-1992 Ludwig-Richter-Schule Chemnitz
1992-1998 Alexander-von-Humboldt-Gymnasium Chemnitz
Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

Wehrdienst:
1997-2004 Wehrrersatzdienst beim Technischen Hilfswerk Chemnitz

Studium:
1998-2003 Studium der Elektrotechnik mit Vertiefung Elektrische Energietechnik an der Technischen Universität Chemnitz
Abschluss: Diplom-Ingenieur

Industriepraktikum:
2000 Hörmann-Barkas Industrietechnik GmbH, Chemnitz
2002 enviaM - envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz

Berufstätigkeit:
2003-2004 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Leistungselektronik und elektromagnetische Verträglichkeit der Technischen Universität Chemnitz
2004-2010 Wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität Wuppertal
seit 2010 Postdoc am Institut für Elektrische Energietechnik an der Technisch-Naturwissenschaftlichen Universität Norwegens in Trondheim