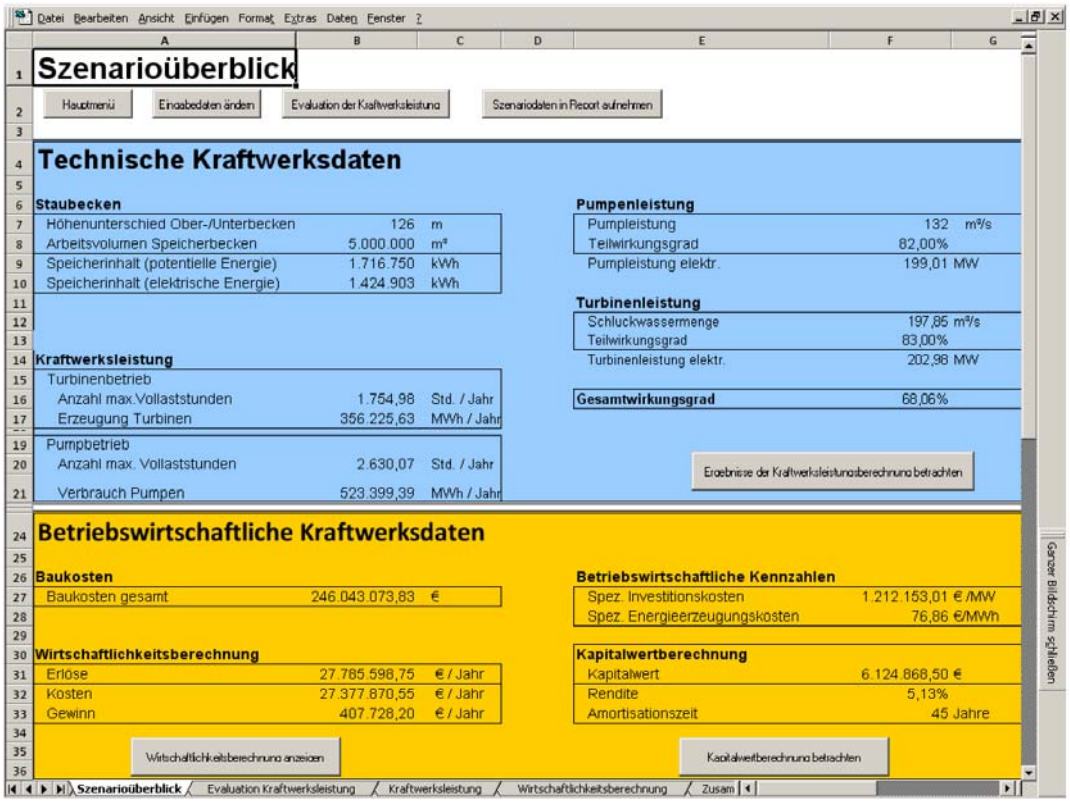
IWI Diskussionsbeiträge # 50 (16. Februar 2012)[1]

ISSN 1612-3646

Beiträge zur Transformation des deutschen Energiesystems 2012

Michael H. Breitner[2], Cornelius Köpp[3], Tim Rickenberg[4], Moritz Alsleben, Andreas Gebhardt, Alexandra Hauser, Marius Hilleke, Torsten Kühn, Mathias Maske, Hagen Meyer, Bastian Modler, Stephan Rode, Olga Rotärmel, Torsten Kühn, Farida Tazhmukhanova und Andreas Vieregge[5]



---

1 Kopien oder eine PDF-Datei sind auf Anfrage erhältlich: Institut für Wirtschaftsinformatik, Leibniz Universität Hannover, Königsworther Platz 1, 30167 Hannover (www.iwi.uni-hannover.de).

2 Professor für Wirtschaftsinformatik und Betriebswirtschaftslehre und Direktor des Instituts für Wirtschaftsinformatik der Leibniz Universität Hannover (breitner@iwi.uni-hannover.de).

3 Dipl.-Math., wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand (koepp@iwi.uni-hannover.de).

4 Dipl.-Wiing., wissenschaftlicher Mitarbeiter und Doktorand (rickenberg@iwi.uni-hannover.de).

5 Studierende des einjährigen Master of Science Studiengangs Wirtschaftswissenschaften an der Leibniz Universität Hannover (Emailadressen s.u.).

Prolog

Das vorliegende IWI Diskussionspapier # 50 „Beiträge zur Transformation des deutschen Energiesystems 2012“ bündelt fünf überdurchschnittlich gute Hausarbeiten, die im WS 2011/12 im Rahmen des einjährigen Master of Science Studiengangs Wirtschaftswissenschaften an der Leibniz Universität Hannover entstanden sind. Energieforschung und Forschung zur Energieinformatik wird am Institut für Wirtschaftsinformatik der Leibniz Universität Hannover seit 2009 intensiv betrieben. Seit 2009 ist das Institut an folgenden Drittmittelforschungsprojekten beteiligt:

- E-Energy – Projekt Smart Watts – Unterprojekt Smart Balancing (seit 2009 gefördert von den Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie sowie für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.e-energy.de)
- SmartNord – Teilprojekt Verteil- und Übertragungsnetze (seit 2011 gefördert vom Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur, www.smartnord.de)
- Schaufenster Elektromobilität – Unsere Pferdestärken werden elektrisch (seit 2012 gefördert von den Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie, für Verkehr, für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und für Bildung und Forschung).

Die Herausforderung „deutsche Energiewende“ besteht aus einer Vielzahl von Teilaufgaben und Teilproblemen in den Sektoren Gebäudeklimatisierung und -warmwasser, Mobilität und Strom. Der Gesamtenergieverbrauch muss in den nächsten Jahrzehnten deutlich gesenkt werden: Schätzungen gehen hier von 30% – 50% aus. Dies kann einerseits durch eine Erhöhung der Energieeffizienz (Erhöhung des nutzbaren Anteils von Primärenergie, z.B. durch Kraft-Wärme/Kälte-Kopplung) oder durch die Vermeidung von Energieverbräuchen erreicht werden. Nichtsdestoweniger gilt: auch mit vielen kleinen Schritten kann ein großer Fortschritt erreicht werden. Die nachfolgenden Hausarbeiten

- Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg: 100% erneuerbarer Energiebilanzausgleich oder erneuerbare Energieautarkie bis 2050
- Eine quantitative Bedarfsanalyse von Blockheizkraftwerken im Virtuellen Kraftwerk
- Toolbasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedener Biogasanlagen unter besonderer Berücksichtigung der EEG Novelle 2012
- Wirtschaftlichkeitsanalyse von Speichertechnologien zur Balancierung von Stromnetzen mit Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerke
- Integriertes Konzept zur durchgängigen Messung des CO2-Ausstoßes und des Kraftstoffverbrauchs über die gesamte intermodale Transportkette

verfolgen oft auch interdisziplinäre Forschungsansätze (teils wurden auch Szenario-Tools implementiert): eine typische Stärke – manchmal leider auch Schwäche – der modernen Wirtschaftsinformatik.

Hannover, 16. Februar 2012

Prof. Dr. Michael H. Breitner

Geschäftsführender Direktor des Instituts für Wirtschaftsinformatik

Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover

Leibniz Universität Hannover
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Institut für Wirtschaftsinformatik
Betreuer & Prüfer: Prof. Dr. Michael Breitner

Hausarbeit im Rahmen der Vorlesung
„Fortgeschrittene Methoden des OR“
Wintersemester 2011/2012

Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg: 100% erneuerbarer Energiebilanzausgleich oder erneuerbare Energieautarkie bis 2050

Hagen Meyer
Matrikel-Nr. 2611010

Lutherstraße 62
30171 Hannover

Telefon: 0511/8491669
eMail: hagen_meyer@gmx.de

Stephan Rode
Matrikel-Nr. 2613040

Am Marstall 16
30159 Hannover

Telefon: 0511/70031826
eMail: stephan.rode@web.de

Hannover, den 15. Januar 2012

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis III

Abkürzungsverzeichnis V

1 Einleitung 1

1.1 Motivation und Problemstellung 1

1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit 2

2 Theoretische Grundlagen 3

2.1 Energiebegriffe 3

2.2 Arten erneuerbarer Energie 9

3 Ausgangssituation 15

3.1 Energieverbrauch und –erzeugung in der Metropolregion 16

3.2 Aktueller Stand beim Ausbau der erneuerbaren Energien 18

4 Prognosen, Entwicklungen Potentiale 21

4.1 Prognostizierte Entwicklung der Energienachfrage 21

4.2 Energieeinsparpotentiale und Effizienzgewinne 23

4.3 Energiespeicherung und Transport 31

4.4 Ausbaupotentiale, Wirkungsgrade und Kosten 34

5 Modelldarstellung und Szenarien 39

5.1 Grundannahmen des Modells 39

5.2 Darstellung des Modells in der Excel-Datei 42

5.3 Szenario-Simulation 51

5.3.1 Szenario 1: Rückgang des Energiebedarfes um 5% 51

5.3.2 Szenario 2: Rückgang des Energiebedarfes um 25% 54

5.3.3 Szenario 3: Rückgang des Energiebedarfes um 37% 57

5.3.4 Szenario 4: Prozentuale Ausnutzung des Potentials 59

5.3.5 Szenario 5: Effizientere Technik im Bereich der Sonnenenergie 62

5.3.6 Szenario 6: Die Bevölkerung lehnt einen weiteren Ausbau der Windkraft ab .. 64

5.3.7 Szenario 7: Energieerzeugung ohne Geothermie 67

6 Abschlussbetrachtung 69

6.1 Kritische Würdigung und Interpretation der Ergebnisse 69

6.2 Zusammenfassung und Fazit 70

Literaturverzeichnis 75

Anhang VI

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grafischer Überblick über die Arbeit 3
Abbildung 2: Tagesgang eines Pumpkraftwerkes 5
Abbildung 3: Funktionsweise eines Druckluftspeicherkraftwerkes 6
Abbildung 4: Unterschiede und Zusammenhang von Primär- und Endenergieverbrauch 8
Abbildung 5: Technische Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen. 15
Abbildung 6: Energieverbrauch nach Anwendungsarten und -sektoren 16
Abbildung 7: Fossile und atomare Großkraftwerke in der Metropolregion 17
Abbildung 8: Anzahl der Windkraftanlagen in den Landkreisen inkl. Nennleistungen 18
Abbildung 9: Anzahl und Verteilung Biogasanlagen 20
Abbildung 10: Anteil der Energieträger an der Energieerzeugung 21
Abbildung 11: Transformation des Stromsektors bis zum Jahr 2050 24
Abbildung 12: Potovoltaikanlage an Balkongeländer 26
Abbildung 13: Energieumwandlungsprozess 27
Abbildung 14: Transformation des Wärmesektors bis zum Jahr 2050 29
Abbildung 15: Kraftstofftransformation bis zum Jahr 2050 30
Abbildung 16: Desertec Projekt 31
Abbildung 17: Oberirdisches und Unterirdisches Pumpspeicherkraftwerk 34
Abbildung 18: Aquifere des Norddeutschen Beckens in Niedersachsen 36
Abbildung 19: Potentiale aus erneuerbaren Energien 36
Abbildung 20: Energiegestehungskosten 38
Abbildung 21: Durchschnittliche Energiegestehungskosten 39
Abbildung 22: Szenario-Basisdaten der Simulation 42
Abbildung 23: Aktueller Energieverbrauch in der Simulation 43
Abbildung 24: Aktuelle Energieerzeugung in der Simulation 44
Abbildung 25: Energiepotentiale der erneuerbaren Energieträger 45
Abbildung 26: Energiebedarf-Annahmen 45
Abbildung 27: Sonnenenergie-Annahmen 46
Abbildung 28: Windkraft-Annahmen 46
Abbildung 29: Wasserkraft-Annahmen 47
Abbildung 30: Geothermie-Annahmen 47
Abbildung 31: Bioenergie-Annahmen 48
Abbildung 32: Szenario 1 - Energienachfrage & Energieerzeugung 52

Abbildung 33: Szenario 1 – Energiemix 53
Abbildung 34: Szenario 1 – Energiegestehungskosten 53
Abbildung 35: Szenario 1 – Energiegestehungskosten nach Energieträger 54
Abbildung 36: Szenario 2 – Energienachfrage & Erzeugung 55
Abbildung 37: Szenario 2 - Energiemix 55
Abbildung 38: Szenario 2 – Energiegestehungskosten 56
Abbildung 39: Szenario 2 – Energiegestehungskosten nach Energieträger 56
Abbildung 40: Szenario 3 – Energienachfrage & Energieerzeugung 57
Abbildung 41: Szenario 3 – Energiemix 58
Abbildung 42: Szenario 3 – Energiegestehungskosten 58
Abbildung 43: Szenario 3 - Energiegestehungskosten nach Energieträger 59
Abbildung 44: Szenario 4 - Energienachfrage & Erzeugung 59
Abbildung 45: Szenario 4 – Energiemix 60
Abbildung 46: Szenario 4 – Energiegestehungskosten 61
Abbildung 47: Szenario 4 - Energiegestehungskosten nach Energieträger 61
Abbildung 48: Szenario 5 - Energienachfrage & Erzeugung 62
Abbildung 49: Szenario 5 – Energiemix 63
Abbildung 50: Szenario 5 – Energiegestehungskosten 63
Abbildung 51: Szenario 5 - Energiegestehungskosten nach Energieträger 64
Abbildung 52: Szenario 6 – Energienachfrage & Energieerzeugung 65
Abbildung 53: Szenario 6 – Energiemix 65
Abbildung 54: Szenario 6 – Energiegestehungskosten 66
Abbildung 55: Szenario 6 – Energiegestehungskosten nach Energieträger 66
Abbildung 56: Szenario 7 – Energienachfrage & Energieerzeugung 67
Abbildung 57: Szenario 7 – Wärmeerzeugung 68
Abbildung 58: Szenario 7 – Energiemix 68

Abkürzungsverzeichnis

CO_2	-	Kohlenstoffdioxid
EEG	-	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GHD	-	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GWh	-	Gigawattstunde
kWh	-	Kilowattstunde
KWK	-	Kraft-Wärme-Kopplung
MWh	-	Megawattstunde
PJ	-	Petajoule
TWh	-	Terrawattstunde

1 Einleitung

1.1 Motivation und Problemstellung

Im 21. Jahrhundert steht die Menschheit vor einer großen Herausforderung. Immer mehr Länder entwickeln sich zu Schwellenländern und stehen auf dem Sprung zur Industriegesellschaft. In diesen Ländern wächst die Wirtschaft rasant. Dadurch erhöht sich der Wohlstand in den Ländern, der Bedarf an Energie erhöht sich stetig und die weltweite Nachfrage nach Energie steigt jedes Jahr weiter an. Die natürlichen Rohstoffe, welche heutzutage hauptsächlich zur Energieerzeugung benötigt werden, sind nur noch begrenzt verfügbar. "Teilt man die aus heutiger Sicht technisch und wirtschaftlich abbaubaren Reserven durch den jetzigen Verbrauch, erhält man die so genannte statische Reichweite. Diese beträgt für Erdöl rund 41, für Erdgas 67, für Kohle 192 und für Uran (ohne Brutreaktoren) rund 50 Jahre."[1] Es ist aber damit zu rechnen, dass die weltweite Energienachfrage bis 2030 um ca. 40% steigen wird.[2] Die steigende Nachfrage und die begrenzte Menge der abbaubaren Reserven führen dazu, dass die Energiepreise immer weiter ansteigen werden. Ein Nachlassen dieses Trends ist derzeit nicht absehbar.

Deutschland und auch jedes andere Land steht vor der Herausforderung sich langfristig auf andere Energieträger zu konzentrieren die möglichst erneuerbar sind und die zu einer Reduktion des CO_2 Ausstoßes führen. In den letzten Jahren hat die Branche der erneuerbaren Energien in Deutschland einen enormen Zuwachs erhalten. 2010 wurden bereits 10,9% des gesamten Endenergieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland aus regenerativen Energien gewonnen. 1998 lag dieser Wert bei noch 3,2%.[3] Viele deutsche Unternehmen aus der Branche der erneuerbaren Energien sind Technologieführer und/oder Weltmarktführer auf ihrem Spezialgebiet. Die derzeit gute Positionierung der deutschen Branche wird unterstützt durch eine Vielzahl an Forschungseinrichtungen und Hochschulen, die sich mit der Erforschung und Entwicklung von neuen und effizienteren Verfahren und Technologien beschäftigen, um bspw. einen höheren Wirkungsgrad bei Photovoltaikanlagen zu erzielen. Durch den weiteren Ausbau und mehr Investitionen für die Erforschung und Entwicklung der regenerativen Energien, könnte sich die Bundesrepublik Deutschland langfristig als Technologieführer dieser zukunftsträchtigen Branche etablieren.

---

[1] BUND (2010), o.S..
[2] vgl. Brandt/Rietzler/Harms (2010), S. 11.
[3] vgl. BMU (2011), S. 10.

Die zentrale Frage dieser Arbeit beschäftigt sich damit, ob eine 100%-ige Deckung des Endenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 realisierbar ist.

1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, mit einer quantitativen Fallstudie zu untersuchen, ob es bereits möglich ist, bis 2050 den gesamten Endenergieverbrauch aus regenerativen Energien zu beziehen. Um die Komplexität der Fallstudie zu beschränken, wird als Untersuchungsobjekt nicht die Bundesrepublik Deutschland verwendet, sondern die Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird in Kapitel 2 zunächst ein Überblick über die Energiethematik und die erneuerbaren Energien gegeben. In Kapitel 3 wird die Ausgangssituation der Metropolregion dargestellt, die als Grundlage für die Szenario-Simulation dient. Aufbauend auf der derzeitigen Situation werden in Kapitel 4 Verbesserungspotentiale und Perspektiven des Energiesektors aufgezeigt. In Kapitel 5 wird zunächst das Simulationsmodell entwickelt, anschließend erfolgt die Darstellung mehrerer Szenarien. Abschließend wird in Kapitel 6 das Modell kritisch gewürdigt sowie ein Fazit gezogen. Abbildung 1 gibt einen grafischen Überblick über die Struktur der Arbeit.

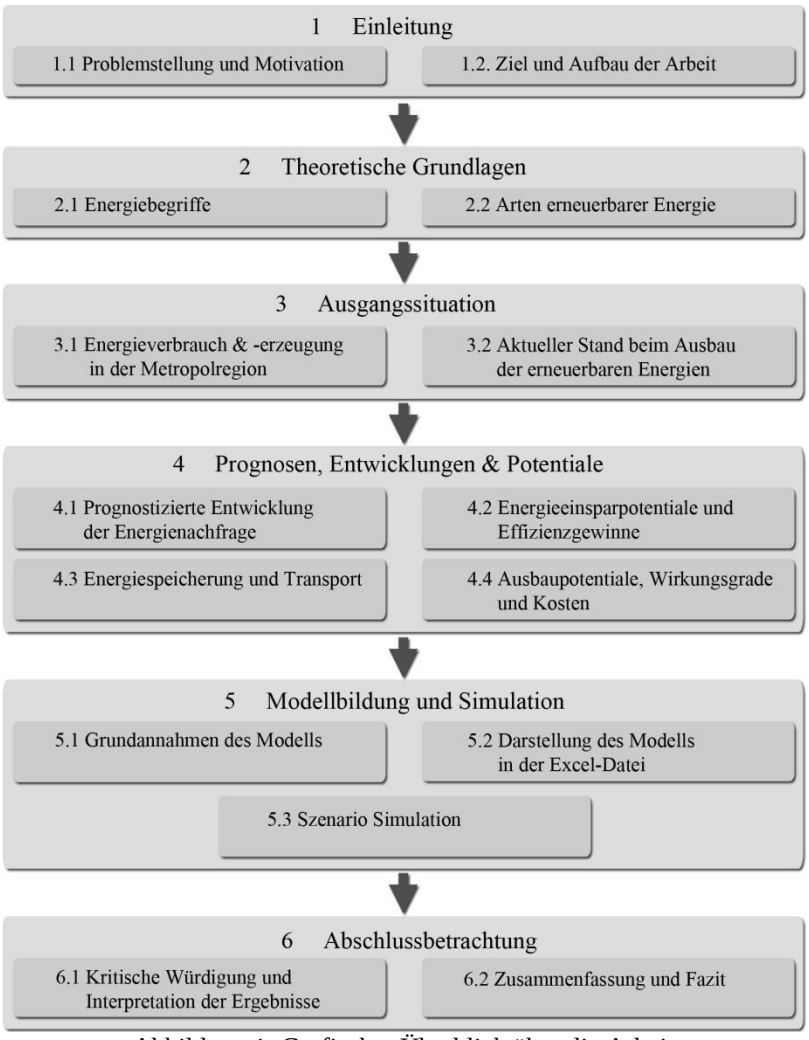


Abbildung 1: Grafischer Überblick über die Arbeit
Quelle: Eigene Darstellung.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Energiebegriffe

Energieautarkie bedeutet, dass nicht nur der Gesamtenergieverbrauch von Strom, sondern auch von Wärme und Kraftstoffen ausschließlich durch erneuerbare Energiequellen (aus der Metropolregion selbst) gedeckt wird.[4] Durch steigende Energiepreise, die Abhängigkeit von Öl und Gas aus Krisenregionen und durch den immer konkreter werdenden Klimakollaps, ist es zu einem Umdenken in der Gesellschaft gekommen.[5] Daher soll eine Unabhängigkeit von Energieimporten und fossiler Energie erreicht werden. Dies lasse sich durch eine optimale und effiziente Nutzung der vorhandenen regionalen Potentiale und Ressourcen an erneuerbaren Energien erreichen. Zusätzlich werden somit Ziele wie Klima-

[4] Vgl. Pflaum (2011), o. S..
[5] Vgl. hierzu und zum Folgenden o. V. (2011), o. S..

schutz, höhere Versorgungssicherheit und lokale Wertschöpfung verfolgt. Um Energieautarkie zu erreichen bietet es sich jedoch an, Energieverbräuche zu senken und den Anteil erneuerbarer Energien auszubauen. Auf dem Weg zur Zielerreichung ist es aber dennoch wichtig wirtschaftliche, ökologische und soziale Nachhaltigkeitskriterien nicht zu vernachlässigen. Für eine stabile Energieversorgung sollten das Energieangebot und die Energienachfrage ausgeglichen sein.[6] Dies kann durch die Steuerung der Energienachfrage, der Steuerung des Energieangebots oder durch Energiespeicher erreicht werden.

Energiespeicher können Angebotsspitzen bei der Energieerzeugung und Nachfragespitzen bei dem Energieverbrauch ausgleichen.[7] Durch eine schwankende Energieerzeugung, bspw. durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen, stellen Energiespeicher eine unverzichtbare Komponente dar, um eine stabile Energieversorgung und somit auch Energieautarkie zu erreichen. Zurzeit gibt es vielfältige Speichermöglichkeiten, doch nach wie vor gibt es keine Musterlösung zur Speicherung von Energie.[8] Da die direkte Speicherung elektrischer Energie nur kurzfristig in Kondensatoren und Spulen möglich ist, erfolgt häufig eine indirekte Speicherung. Dabei erfolgt zunächst eine Umwandlung der elektrischen Energie in eine andere Energieform die gespeichert werden kann. Bei Bedarf kann diese Energie wieder rückwirkend in Strom transformiert werden. Dafür wird jedoch immer zusätzliche Energie benötigt, die mit einem Umwandlungsverlust verbunden ist. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Energiespeicher gegeben.

Pumpspeicherkraftwerke gehören zu der Gruppe der Wasserkraftwerke.[9] Zu Tageszeiten, an denen nur wenig Strom benötigt wird, bspw. in der Nacht, können mit überschüssiger Energie aus dem Netz, Pumpen angetrieben (Pumpstrom) werden, die Wasser in ein höher liegendes Becken pumpen. Zu Spitzenzeiten wird das Becken wieder entleert. Die Nutzung dieser gespeicherten Energie, in Form von Wasser, erfolgt im Bedarfsfall durch die Verwendung der Erdanziehungskraft. Dabei wird das Wasser durch eine Druckleitung in das untere Staubecken geleitet. Dadurch wird eine Turbine durchströmt, die einen Generator antreibt, aus dem elektrische Energie (Spitzenlaststrom) gewonnen werden kann. Prinzipiell lässt sich sagen, dass umso mehr Energie speicherbar ist, desto höher das Oberbecken

[6] Vgl. hierzu und zum Folgenden Radgen (2007), S. 1.
[7] Vgl. hierzu und zum Folgenden Radgen (2007), S. 1.
[8] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 4.
[9] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 35.

liegt und desto größer es ist. In Abbildung 2 ist ein typischer Lastgang eines Pumpspeicherkraftwerkes abgebildet.

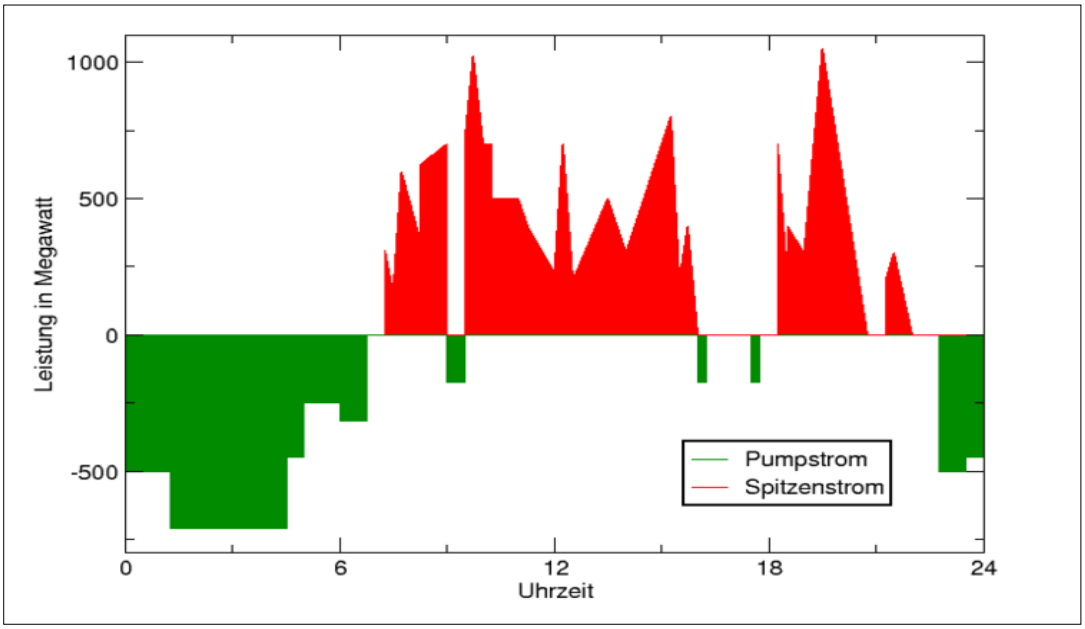


Abbildung 2: Tagesgang eines Pumpkraftwerkes
Quelle: Radgen (2007), S. 19.

Durch Pumpspeicherkraftwerke können große Energiemengen in sehr kurzer Zeit bereitgestellt werden.[10] Jedoch lassen sich diese Speicher nur an geografisch geeigneten Orten kostengünstig errichten. Das Speicherpotential ist daher aus geographischen Gegebenheiten beschränkt. Speicherverluste entstehen durch das Befüllen und das Entleeren der Becken, so dass der Wirkungsgrad zwischen 70 und 80 Prozent liegt.[11]

Bei *Druckluftspeichern* dient komprimierte Luft als Speichermedium für Energie.[12] Bei einem hohen Energiebedarf kann die komprimierte Luft dann benutzt werden um Strom zu produzieren. Liegt ein Überschuss an Energie vor, wird der Strom genutzt um Luft zu verdichten und in einer Kaverne zu speichern. Erfolgt eine Umwandlung zurück in Strom, wird die Verbrennungsluft nicht mit dem Verdichter der Gasturbine bereitgestellt, sondern aus dem Druckluftspeicher entnommen. Durch die Verwendung unterirdischer Kavernen benötigen Druckluftspeicher weit weniger Platz als Pumpspeicherkraftwerke. Ein weiterer Vorteil ist die kurze Reaktionszeit in der gespeicherte Energie bereitgestellt werden kann.[13] Der Wirkungsgrad liegt bei dieser Methode jedoch nur bei 50 Prozent. Als unterirdische

[10] Vgl. hierzu und zum Folgenden Radgen (2007), S. 19.
[11] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 35.
[12] Vgl. hierzu und zum Folgenden Radgen (2007), S. 9.
[13] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 32.

Speicher können auch Hohlräume in Salzformationen, ehemalige Bergwerke oder leere Erdgasfelder genutzt werden.

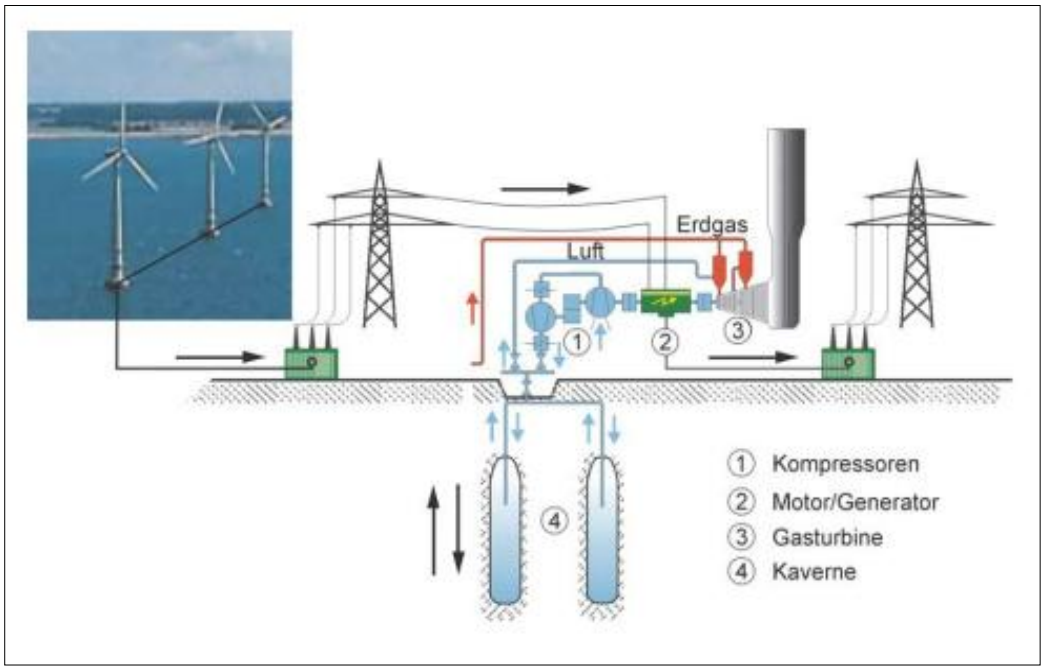


Abbildung 3: Funktionsweise eines Druckluftspeicherkraftwerkes
Quelle: Crotogino (2006), S. 24.

Schwungradspeicher sind als Kurzzeitspeicher geeignet. Elektrische Energie wird in Form von kinetischer Energie in einem rotierenden Körper gespeichert. Während des Ladevorgangs wird das Schwungrad mit Hilfe eines Elektromotors in Bewegung gesetzt. Bei der Entladung wird der Elektromotor durch das Schwungrad angetrieben. Der Motor fungiert somit als Generator und erzeugt Strom. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, läuft das Schwungrad oftmals auf Lagern in einer Vakuumkammer. Weiterhin ist ein Frequenzrichter notwendig, der die ständig ändernde Drehzahl während des Lade- und Entladevorgangs an die konstante Netzfrequenz anpasst. Vorteile dieser Technik sind die sehr kurzen Zugriffszeiten, welche im Millisekunden Bereich liegen.[14] Außerdem kann die gespeicherte Energie nahezu vollständig abgegeben werden. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 90 und 95 Prozent. Dieser Wirkungsgrad ist jedoch nur kurzfristig zu erreichen, da die Ruheverluste relativ hoch sind. Somit können Schwungradspeicher hauptsächlich zur Erzielung hoher Leistungsspitzen, bspw. für Anfahrvorgänge von Generatoren, für die Glättung kurzzeitiger Last- und Leistungsschwankungen (Sekundenreserve) und zur Überbrückung von Leistungsunterbrechungen (Notstromversorgung, unterbrechungsfreie

[14] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 81.

Stromversorgung) genutzt werden.[15] Aber auch die Speicherung von sonst nicht nutzbarer Energie in mobilen und stationären Systemen, bspw. von Bremsenergie in elektrischen Fahrzeugen des Nahverkehrs, ist möglich. Die Verwendung von Schwungradspeichern wird zurzeit außerdem für den Ausgleich der schwankenden Einspeisung von Windenergie in Betracht gezogen. Ungeklärt ist dabei jedoch wie längere windstille Phasen überbrückt werden können.

Eine weitere Energiespeichermöglichkeit sind *Thermische Speicher*.[16] Sie dienen zur Speicherung von Wärme und Kälte. Es lassen sich verschiedene Untergruppen unterscheiden. Die sensiblen Wärmespeicher verändern ihre fühlbare Temperatur beim Lade- und Entladevorgang. Dies funktioniert indem einem Speichermedium beim Ladevorgang Wärme zugeführt wird, wodurch sich die Temperatur des Mediums erhöht. Beim Entladen gibt das Medium die Wärme unter Temperaturabnahme wieder ab. Durch die Temperaturunterschiede zur Umgebungstemperatur entstehen Wärmeverluste, die durch Isolierungen minimiert werden können. Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium werden bereits vielfach zur Beheizung von Gebäuden eingesetzt. Bei Latentwärmespeichern bleibt die gefühlte Temperatur dagegen beim Lade- und Entladevorgang konstant. Lediglich der Aggregatzustand des Speichermediums verändert sich. Beim Ladevorgang wird die Wärme durch einen Wechsel des Aggregatzustandes des Mediums gespeichert. Als Speichermedium werden chemische Stoffe verwendet, die einen festen Schmelzpunkt besitzen. Die Energie wird dann wieder abgegeben indem sich der Aggregatzustand, bspw. von fest nach flüssig, ändert. Latentwärmespeicher können z.B. für Fußbodenheizungen, Sonnenschutzsysteme, Glasfassaden oder die passive Gebäudeklimatisierung genutzt werden.

Akkumulatoren, auch als wiederaufladbare Batterien bekannt, sind die wohl am meisten bekannten Speichermedien.[17] Sie bestehen aus zwei verschiedenen Elektroden und einem Elektrolyten. Während des Ladevorgangs wird die zu speichernde elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt. Diese chemische Energie kann während des Entladevorgangs wieder als elektrische Energie abgegeben werden. Diese Batterien dienen zur Kompensation von plötzlichen Spannungsänderungen, da auf sie im Millisekunden-

[15] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 38f.
[16] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 44ff.
[17] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 54.

bereich zugegriffen werden kann.[18] Somit sind sie in verschiedenen Ausführungen mobil sowie auch stationär einsetzbar. Speicherverluste entstehen jedoch während des Ladevorgangs und durch Selbstentladung. Die Lebensdauer eines Akkumulators wird durch Faktoren, wie Lagerung und Anzahl der Lade- und Entladevorgänge, beeinflusst. In der Praxis lassen sich verschiedene Arten von Akkumulatoren, durch die Verwendung unterschiedlicher Materialien, unterscheiden. Je nach verwendetem Material, ergeben sich spezifische Energiedichten.[19]

Primärenergieverbrauch, Endenergieverbrauch

Anhand der nachfolgenden Abbildung kann der Unterschied und der Zusammenhang zwischen dem Primär- und dem Endenergieverbrauch deutlich gemacht werden.

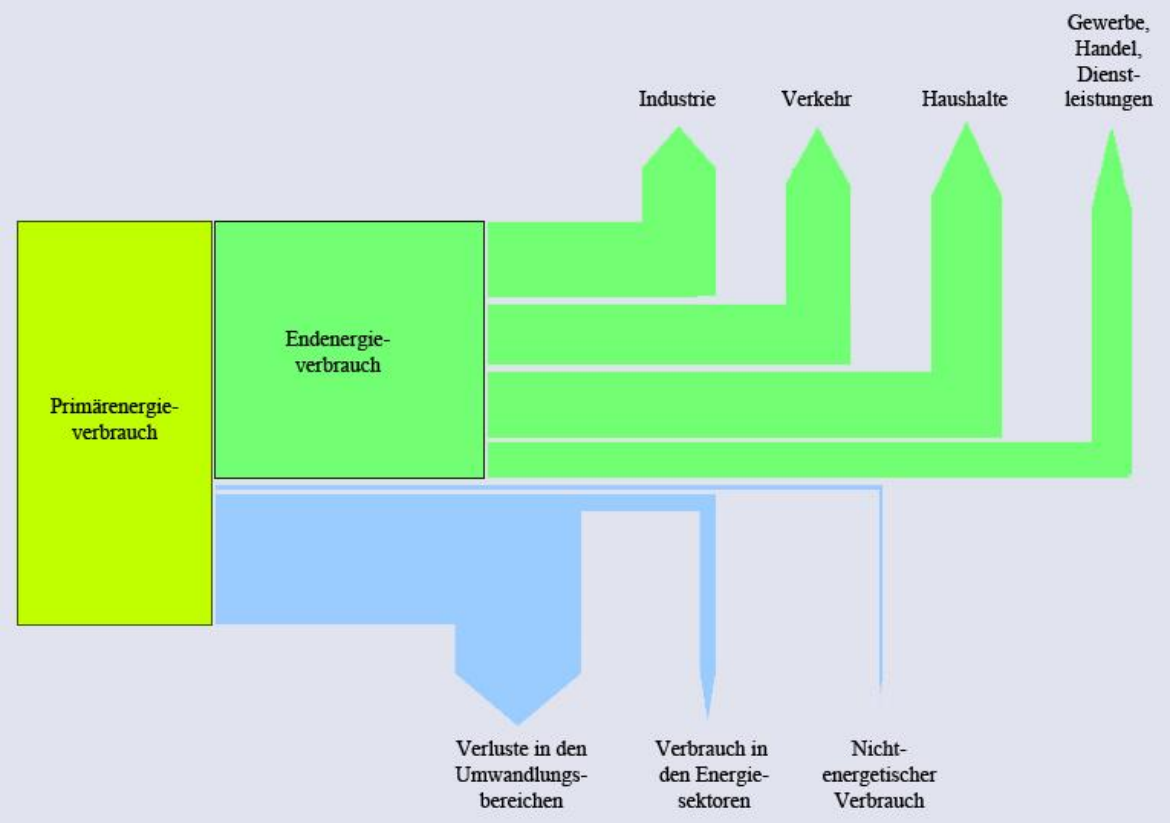


Abbildung 4: Unterschiede und Zusammenhang von Primär- und Endenergieverbrauch
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dahl (2009), S. 33.

Der Primärenergieverbauch[20] errechnet sich aus allen primären Energieträgern die in der Natur vorkommen.[21] Primäre Energieträger sind beispielsweise fossile und atomare Vorkommen wie Erdöl, Kohle, Erdgas oder Kernbrennstoffe, aber auch erneuerbare Energie-

[18] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 81f.
[19] Vgl. hierzu und zum Folgenden Oertel (2008), S. 55.
[20] Alternativ: Bruttoenergieverbrauch.
[21] Vgl. hierzu und zum Folgenden Crastan (2010), S. 47f.

träger wie Wind und Sonne. Um das Energiepotential der primären Energieträger auszunutzen, werden sie in sekundäre Energieträger umgewandelt. Sekundäre Energieträger sind unter anderem Elektrizität, Heizöl, Stadtgas oder Kraftstoffe. Die Summe der sekundären Energieträger, die dem Endverbraucher zugeführt werden, werden als Endenergie bzw. Endenergieverbrauch[22] bezeichnet.[23] Die Werte vom Primär- und Endenergieverbrauch unterscheiden sich erheblich und sollten nicht verwechselt werden, da bei der Umwandlung und dem Transport erhebliche Energieverluste entstehen.[24] Zudem benötigt der Energiesektor noch einen gewissen Eigenverbrauch um die Energieumwandlung durchführen zu können.

2.2 Arten erneuerbarer Energie

Als erneuerbare Energien werden Energiequellen und Energieträger bezeichnet, die von Natur aus permanent zur Verfügung stehen oder die ständig nachwachsen.[25] Das bedeutet also, dass keine Energie geschaffen oder erneuert wird, sondern dass bei der Umwandlung von Energieformen keine erschöpflichen Energieträger verwendet werden.[26] Mögliche Energieträger sind Sonnenenergie, Wasserkraft, Windenergie, Biomasse, Erdwärme (Geothermie) sowie die Gezeitenenergie. Bei einer nachhaltigen Nutzung der nachwachsenden Ressourcen ist zu berücksichtigen, dass die Verbrauchsrate die Erneuerungsrate nicht übersteigen darf.

Biomasse zählt in Deutschland zu den vielseitigsten erneuerbaren Energieträgern.[27] Sie kann in fester, flüssiger und gasförmiger Form zur Strom- und Wärmeerzeugung und zur Produktion von Biokraftstoffen genutzt werden. Zu der Kategorie der *festen Biomasse* zählen unter anderem Brennholz, Holzpellets, Getreidestroh und Getreidepflanzen wie Mais.[28] Auch Gülle als organisches Nebenprodukt, Abfallholz aus der holzverarbeitenden Industrie, Klärschlamm und Schlachtabfälle können zu dieser Gruppe gezählt werden.[29] Die festen Stoffe können in Heizkesseln verbrannt werden um durch einen Dampfturbinenprozess Strom und Wärme zu erzeugen. Je nach verwendetem Brennstoff variiert die Wirtschaft-

[22] Alternativ: Nettoenergieverbrauch.
[23] Vgl. Reichel/Czambor (2010), S. 531.
[24] Vgl. hierzu und zum Folgenden Crastan (2010), S. 48.
[25] Vgl. hierzu und zum Folgenden Umweltbundesamt (2011a), o. S..
[26] Vgl. Reichel/Czambor (2010), S. 531.
[27] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2011), o. S..
[28] Vgl. Reichel/Czambor (2010), S. 534.
[29] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 64.

lichkeit der Energieerzeugung. Pflanzenöle wie Rapsöl und Palmöl sowie Alkohole dienen als *flüssige Biomasse* zur Erzeugung von Kraftstoffen.[30] Dabei ist zu berücksichtigen, dass Vor- und Nachteile der Energiegewinnung aus Biomasse je nach Ausgangsstoff und Verwendung variieren. Bspw. ist der Flächenverbrauch von Raps für die Biodieselproduktion sehr hoch. Der Flächenverbrauch für die Produktion von Biogas aus Abfällen dagegen eher gering. Jedoch sollte auch die ethische Frage des Verdrängungswettbewerbs berücksichtigt werden, nach der entschieden werden muss, ob Getreidepflanzen für die Lebensmittelproduktion oder für die Energieerzeugung genutzt werden sollten. Da keine Abhängigkeit von einem kurzfristig schwankenden Energieträger vorliegt, ist Biomasse als regenerative Energiequelle gut planbar und prognostizierbar.[31] Außerdem ist die Anlaufzeit gering und die Anlagen können innerhalb weniger Minuten an das Netz gekoppelt werden.

Biogas entsteht durch Faulbakterien.[32] Diese bilden sich in Faulbehältern, in denen Stoffe wie Fäkalien aus der Tierhaltung, Ernterückstände, Industrieabwässer, feste kommunale und industrielle Abfälle und organische Abfälle aus der Ernährungsindustrie gesammelt werden (feste Biomasse). Das Ergebnis dieses Prozesses ist ein brennbares Mischgas das zu ca. 40 bis 75 Prozent aus Methan besteht.[33] Der Energiegehalt lässt sich direkt aus dem Methangehalt im Biogas ableiten.[34] Der Energiegehalt aus einem Kubikmeter Methan beträgt knapp zehn Kilowattstunden.

Bei der **Solarenergie** erfolgt die thermische Nutzung der Sonne.[35] Sie dient zur Beheizung von Gebäuden, zur Stromerzeugung in solarthermischen Kraftwerken, zur Gewinnung von Prozesswärme in industriellen Prozessen und hauptsächlich zur Erzeugung von Warmwasser. Kleine Solaranlagen gehören heute zum Standardprogramm in der Heizungsindustrie.[36] Sie werden oft von Privatleuten zur Trinkwassererwärmung oder zur Heizungsunterstützung genutzt um unabhängiger von Energiepreissteigerungen zu werden. Vereinfacht gesagt werden dazu Kollektoren, bspw. parabolische Spiegel, auf dem Dach installiert, die Wasser durch Sonnenenergie erwärmen.[37] Diese Wärme wird dann über einen Wärmespei-

[30] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kästner/Kießling (2009), 26f.
[31] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 66.
[32] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 65.
[33] Vgl. Reichel/Czambor (2010) S. 535.
[34] Vgl. hierzu und zum Folgenden Umweltbundesamt (2011a), o. S..
[35] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 538.
[36] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2011), o. S..
[37] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 539.

cher in dem Haus bereitgestellt. Bei Schwerkraftanlagen wird der Wärmespeicher oberhalb des Kollektors installiert, so dass keine Pumpe erforderlich ist. Bei Anlagen mit Zwangsumlauf muss dagegen eine Pumpe die Wasserzirkulation sicherstellen. Durch die Wärme der Sonne lässt sich über Umwege, in Solarthermischen Kraftwerken, Strom erzeugen.[38] Sonnenstrahlen werden dabei verwendet um Wasser zu verdampfen. Dieser Wasserdampf treibt dann Turbinen zur Stromproduktion an.

Bei der **Photovoltaik** erfolgt die Stromproduktion durch die Verwendung von Halbleitern in Photovoltaikzellen.[39] Dabei wird nicht wie bei Solaranlagen die Wärme der Sonne genutzt, sondern das Licht (Helligkeit). Bei kommerziellen Anlagen besteht der Halbleiter-Rohstoff oftmals aus Silizium. Durch die Sonneneinstrahlung werden Ladungsträger freigesetzt, die mithilfe eines elektrischen Felds im Halbleiter zu Strom umgewandelt werden können.[40] Die Leistungsfähigkeit dieser Anlagen hängt jedoch von vielen Faktoren ab.[41] Die größten Schwankungen entstehen durch den Tag-Nacht-Rhythmus, durch den eine Stromproduktion in der Nacht nicht möglich ist. Aber auch tagsüber wird die Leistung durch den Sonneneinfallwinkel auf die Anlage und durch Wettereinflüsse wie Regen, Wolken und Schnee stark beeinflusst. Diese Faktoren werden teilweise von dem Standort der Anlage beeinflusst, da naturgemäß, je nach Region, unterschiedliche Wetterbedingungen und Sonnenstunden vorliegen.[42] Ein weiterer Nachteil ist der große Flächenbedarf der Anlagen, was sich jedoch durch die Ausnutzung geeigneter Flächen, wie Dächern lösen lässt.[43] Doch obwohl der Betrieb keine Emissionen und keinen Verbrauch von Rohstoffen verursacht, fallen während der Herstellung von Photovoltaikzellen sehr hohe Energie- und Materialverbräuche sowie Emissionen an. Photovoltaikanlagen werden dennoch von der Bundesregierung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert.[44] Durch feste Vergütungssätze die über einen 20-jährigen Zeitraum garantiert werden, soll Planungs- und Investitionssicherheit gegeben werden. Vergütungssätze unterscheiden sich dabei nach kleinen und großen Anlagen, sowie nach Dach- und Freiflächenanlagen.

[38] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kästner/Kießling (2009), 23f.
[39] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 72.
[40] Vgl. Kästner/Kießling (2009), S. 23.
[41] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 73f.
[42] Vgl. Kästner/Kießling (2009), S. 24.
[43] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 73f.
[44] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2011), o. S..

Windenergie kann durch Windkraftanlagen in elektrische Energie transformiert werden.[45] Dazu wird strömende Luft in Rotationsenergie umgewandelt, die dann letztendlich den Strom erzeugt. Der benötigte Wind entsteht durch großräumige Druckunterschiede. Diese werden durch jahreszeitliche Einflüsse, die Rotation der Erde, und den unterschiedlichen Einfall von Sonnenstrahlung verursacht. Darüber hinaus sorgen in geringem Ausmaß auch Ausgleichsströmungen zwischen Hoch- und Tiefdruckgebieten für entsprechende Winde. Windenergie kann somit auch als eine indirekte Form der Sonnenenergie dargestellt werden. In Deutschland werden Windkraftanlagen ausschließlich für die Erzeugung von Elektrizität genutzt.[46] Moderne Anlagen setzen bei der Erzeugung auf das Auftriebsprinzip, wobei beim Vorbeiströmen des Windes an den Flügeln ein Auftrieb erzeugt wird, der die Flügel in Rotation versetzt. Als gängige Bauform werden Horizontalachsenkonverter mit Dreiblatt-Rotoren verwendet.[47] Mit dieser Aufbauart lassen sich Wirkungsgrade von bis zu 45 % erreichen. Der Nachteil der Windenergie liegt in der unregelmäßigen Stromproduktion, die saisonalen und täglichen Schwankungen unterliegt.[48] Daher bieten sich Standorte mit regelmäßigen und starken Wind an. Der Wind sollte jedoch nicht zu stark sein, weil sich die Anlagen sonst zum Schutz vor mechanischen Störungen abschalten. Diese Voraussetzungen sind auf dem Meer vorhanden und können dort in Form von Offshore Anlagen genutzt werden. In dieser Arbeit erfolgt jedoch eine Beschränkung auf Onshore Anlagen an Land, da die Metropolregion an kein Meer angrenzt. Beim Betrieb der Anlagen sollten bestimmte Umweltauswirkungen berücksichtigt werden.[49] So führen die drehenden Rotorblätter zu einer Schallentwicklung. Daher wird schon im Genehmigungsverfahren auf einen Mindestabstand zu Gebäuden und Naturschutzgebieten geachtet um eine unzumutbare Geräuschbelästigung zu vermeiden. Ein weiteres Problem stellt der Schattenwurf dar, denn durch die großen Rotoren entstehen sich bewegende Schatten. Bei modernen Anlagen beträgt die Schattenwurfweite bis zu einem Kilometer. Dadurch könnten Anwohner in der Nähe dieser Anlagen belästigt werden. Daher sollte auch dieser Punkt bei der Standortwahl berücksichtigt werden. Die immer größer werdenden Turmhöhen und Rotordurchmesser beeinflussen zunehmend das Landschaftsbild. In landwirtschaftlich besonders schützenswerten Regionen werden daher schon im Voraus hohe Planungsanforderungen oder Bauverbote für Windkraftanlagen verhängt. Letztendlich ist noch der Tierschutz zu berück-

[45] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 535.
[46] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2011), o. S..
[47] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 68.
[48] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kästner/Kießling (2009), S. 22.
[49] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 538.

sichtigen, denn Windkraftanlagen können je nach Standortwahl fliegende, rastende und brütende Vögel beeinträchtigen. In Ausnahmefällen besteht die Gefahr eines Vogelschlags.

Wasserkraft wird durch Wasserkraftwerke genutzt, die die kinetische Energie des Wassers in elektrische Energie umwandeln.[50] Sie lassen sich in Laufwasserkraft-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke untergliedern. Letztere wurden bereits in Kapitel 2.1 erklärt. Daher werden an dieser Stelle nur das Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerk näher erläutert. Sie können je nach Wasserspeichermenge und Fallhöhe in Niederdruck- (Fallhöhe: bis ca. 20 m), Mitteldruck- (Fallhöhe: 20 – 100 m) und Hochdruckanlagen (Fallhöhe: über 100 m) unterteilt werden. Laufwasserkraftanlagen werden in Flussläufen installiert.[51] Dadurch hängt die Menge der erzeugbaren Elektrizität von der Abflussmenge des Gewässers ab. Laufwasserkraftwerke erzeugen durch ein Wehr einen Rückstau, sodass die Wasserhöhe vor und hinter dem Kraftwerk unterschiedliche Höhen aufweist.[52] Das Oberwasser wird durch einen Rechen geleitet, der die Maschinen und Generatoren vor Gegenständen schützt. Anschließend wird das Wasser einer abfallenden Rohrleitung (Turbinenzulauf) zugeführt. In dieser Leitung wird eine Turbine durchströmt die den Generator zur Erzeugung elektrischer Energie antreibt. Durch einen Diffusor am Austritt des Unterwassers wird der Wirkungsgrad von Laufwasserkraftwerken verstärkt. Da diese Kraftwerke nur über geringe Rückhaltemöglichkeiten verfügen, ist die Elektrizitätserzeugung stark von dem vorhandenen Wasserangebot abhängig. Anders ist dies bei Speicherwasserkraftwerken. Sie gleichen Schwankungen des Wasserangebotes durch Stauwehre aus, die zwischen wenigen Metern und mehreren hundert Metern hoch sind. Die dadurch entstehenden großen Rückhaltebecken gewährleisten einen regelmäßigen Wasserdurchfluss. Das Ergebnis ist eine gleichmäßige Lieferung von Elektrizität. Mit diesem Verfahren lassen sich Wirkungsgrade von bis zu 90% erreichen.[53] Doch je größer die Leistung der Anlagen, desto mehr Fläche benötigen sie.[54] Darin liegen gleichzeitig die größten Nachteile, denn Wasserkraftwerke sind kostspielig, können den natürlichen Wasserhaushalt beeinflussen und greifen in die Natur bzw. in den Lebensraum von Mensch und Tier ein. Die Nutzung von Wasserkraft aus dem Meer in Form von Tidenhub, Meeresströmung und Wellen bietet eine weitere Möglichkeit der Energieerzeugung aus Wasser. Auf diese Variante wird hier je-

[50] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 540f.
[51] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 75.
[52] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 540f.
[53] Vgl. hierzu und zum Folgenden Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 75.
[54] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kästner/Kießling (2009), S. 19.

doch nicht weiter eingegangen, weil diese Möglichkeiten in der Metropolregion nicht gegeben sind.

Geothermie kann in oberflächennahe und tiefen Geothermie unterschieden werden.[55] Bei der oberflächennahen Geothermie werden Bohrungen bis maximal 400 m Tiefe durchgeführt, um die Temperaturen von 8 bis 12 Grad Celsius für den Betrieb von Wärmepumpen und Erdwärmekollektoren zu nutzen. Bei der Tiefengeothermie wird dagegen zwischen 400 und 5.000 Metern tief gebohrt. Geothermie bezeichnet allgemein die Umwandlung von Wärmeenergie (Tiefenwärme), die in der Erde durch radioaktive Zerfallsprozesse entsteht, in Wärme oder Elektrizität.[56] Durch diese Zerfallsprozesse können im Erdinneren Temperaturen von bis zu 4.500 °C entstehen. Durch Erdbohrungen kann diese Wärmeenergie genutzt werden. Dabei nimmt die Wärme ungefähr 1 °C pro 33 Meter zu. Diese Temperaturen variieren jedoch nach einzelnen Regionen. Besonders gutes geothermisches Potential besteht in Gebieten in denen Kontinentalplatten aneinandergrenzen. Dies ist bspw. in Island oder Italien der Fall. Um aus der Tiefenwärme Elektrizität und Wärme zu gewinnen, wird über Bohrungen heißes Wasser oder Gestein aus dem Erdinneren gefördert. Nach dem Entzug der Wärme wird der Wärmeträger über eine zweite Bohrung wieder zurück in die Erde geleitet. Bei Geothermischen Heizwerken wird die gewonnene Wärme über einen Wärmetauscher direkt dem Wärmekreislauf zugeführt.[57] Da bei den Tiefenbohrungen hohe Kosten entstehen, führen oftmals nur große Heizleistungen zu einem wirtschaftlichen Betrieb. Daher bietet es sich an, die Erdwärme über ein Fernwärmenetz zu verteilen. Geothermische Kraftwerke wandeln die Tiefenwärme dagegen in Elektrizität um. Dazu werden Dampfturbinen durch geothermales Wasser, welches im besten Fall bereits als Wasserdampf zur Verfügung steht, angetrieben. Der Betrieb der Dampfturbinen ist jedoch auch durch Arbeitsmedien möglich, die durch geothermale Stoffe verdampft werden. Aber in beiden Fällen wird die Energie der Turbinen genutzt um einen Generator anzutreiben, der die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Da geothermische Kraftwerke nur einen Wirkungsgrad von ca. 15% aufweisen, ist die Nutzung von Tiefenwärme zur Elektrizitätserzeugung nur ab Temperaturen von 150 °C wirtschaftlich. Umweltauswirkungen können bei dem Bau der Kraftwerke entstehen, bspw. in Form von Lärmbelästigung bei der Durchführung von Bohrungen oder durch Beeinträchtigung der

[55] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2007), S. 17f.
[56] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 541.
[57] Vgl. hierzu und zum Folgenden Quaschning (2007), S. 289ff.

Oberflächeneigenschaft des Gebietes. [58] Während des Betriebs der Anlage kann durch das Wärmemedium die Bodenstruktur, durch Lösung von Salzen und Mineralien, verändert werden. Der Austritt dieser Stoffe an die Erdoberfläche verursacht nur in Ausnahmefällen geringe Umweltbelastungen. Weitere Umweltauswirkungen können durch die Auskühlung des Untergrundes entstehen, was möglicherweise zu einer Änderung des mechanischen Spannungsfeldes führt. Dadurch auftretende Erdbeben sind aufgrund vorheriger Standortuntersuchungen und Spannungsmessungen in der Praxis sehr unwahrscheinlich. Somit entstehen durch die Geothermienutzung nur geringe negative Umweltauswirkungen. Die Investitionskosten sind jedoch sehr hoch und es besteht das Risiko, bei Bohrungen auf keine geeigneten geothermischen Vorkommen zu stoßen.[59]

Energiequelle	Technologie	primäre Energieart	sekundäre Energien
Windenergie	• Onshore • Offshore	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Photovoltaik	• Siliziumwafer-PV • Dünnschicht-PV • konzentrierende Solazellen	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
solarthermische Kraftwerke	• Parabolrinnenkraftwerke • Turmkraftwerke • Dishtechnologien • Fresnel-Kollektoranlagen	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Wasserkraft	• Staudammtechniken • Laufwassertechniken • Meeresenergien	Stromerzeugung	Wärme Kraftstoff
Biomasse	• Polygenerationverfahren	Stromerzeugung Wärmeerzeugung Kraftstofferzeugung	
Geothermie	• Wärmepumpen • Tiefengeothermie	Wärmeerzeugung Stromerzeugung	
Solare Wärme	• passive Solarenergienutzung: transparente Wärmedämmung • aktive Wärmegewinnung: solarthermische Warmwasser-erzeugung und Heizung • Solaraktivhaus: solare Nahwärmesysteme, Prozesswärme und solare Kälte	Wärmeerzeugung	

Abbildung 5: Technische Nutzungsmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen.
Quelle: FNE2050 (2010), S. 19.

3 Ausgangssituation

Als Untersuchungsobjekt dieser quantitativen Fallstudie dient die Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg. Die Metropolregion umfasst neben den vier namensgebenden Städten 15 weitere Regionen in der direkten und indirekten Umgebung.

[58] Vgl. hierzu und zum Folgenden Reichel/Czambor (2010), S. 542.
[59] Vgl. NMUK (2011b), o. S..

Dadurch erstreckt sich die Metropolregion über eine Fläche von insgesamt 18.578 km^2.[60] 2011 lebten 4.066.115 Menschen in dieser Region.[61] Die momentane Situation des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung in der Metropolregion wird nachfolgend dargestellt.

3.1 Energieverbrauch und –erzeugung in der Metropolregion

Derzeit werden im Jahr etwa 131.431 GWh Energie verbraucht.[62] Der Verbrauch teilt sich auf vier Anwendungssektoren auf.[63] Der größte Sektor ist der Verkehr mit 30,30% (≙ 39.823 GWh), gefolgt von der Industrie mit 28,40% (≙ 37.326 GWh). Die Haushalte haben einen Anteil von 25,70% (≙ 33.778 GWh) und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) verursachen 15,60% (≙ 20.503 GWh) des Endenergieverbrauchs.

Der Energieverbrauch kann auch noch nach Anwendungsarten gegliedert werden. In dieser Arbeit werden die drei Anwendungsarten Wärme, Kraftstoff und Strom betrachtet. 50,31% (≙ 66.123 GWh) des Energieverbrauches werden durch Wärmeerzeugung verursacht.[64] Durch den Einsatz von Kraftstoffen werden 27,79% (≙ 36.525 GWh) verursacht und durch Strom 21,90% (≙ 28.783 GWh). Abbildung 6 stellt die Anteile des Energieverbrauches nach Anwendungsarten und nach Anwendungssektoren grafisch dar.

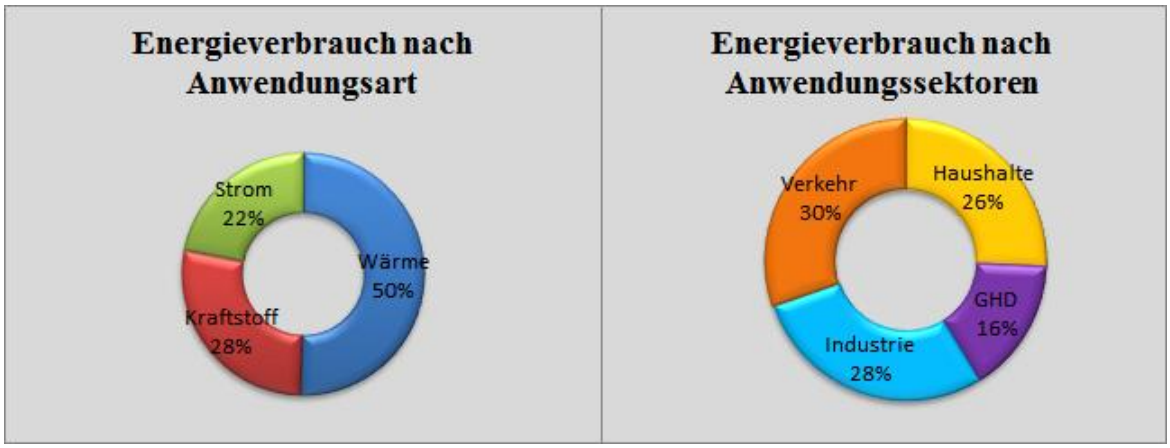


Abbildung 6: Energieverbrauch nach Anwendungsarten und -sektoren
Quelle: Eigene Darstellung.

[60] Vgl. LSKN (2011), Tabelle: 000 Flächenerhebung (tats. Nutzung), Stand 2011, o. S..
[61] Vgl. LSKN (2011), Tabelle: 100 Bevölkerungsfortschreibung, Stand 30.06.2011, o. S..
[62] Vgl. NMUK (2011), o. S.; Gesamtverbrauch von Niedersachsen auf die Metropolregion heruntergerechnet; Niedersachsen hat ca. 8 Millionen Ew., die Metropolregion ca. 4 Millionen; 50% des Wertes von Niedersachsen für die Metropolregion angenommen; Diese Annahme gilt auch für andere Werte die von Niedersachsen auf die Metropolregion übertragen werden.
[63] Vgl. hierzu und zum Folgenden FfE (2009), S. 3; Annahme der Verteilung von Deutschland für die Metropolregion übernommen.
[64] Vgl. hierzu und zum Folgenden BEE (2009), S.4; BEE (2009a), S.6; BEE (2009b), S.4; Annahme der Verteilung von Deutschland für die Metropolregion übernommen.

Auf der Erzeugerseite werden in der Metropolregion derzeit 128.736 GWh Energie erzeugt.[65] In der Metropolregion gibt es mehrere Kraftwerke, die einen großen Teil der zur benötigten Endenergie erzeugen und somit den Verbrauch der drei Energieanwendungsarten ermöglichen. Abbildung 7 gibt einen Überblick über die größten fossilen und atomaren Kraftwerke.

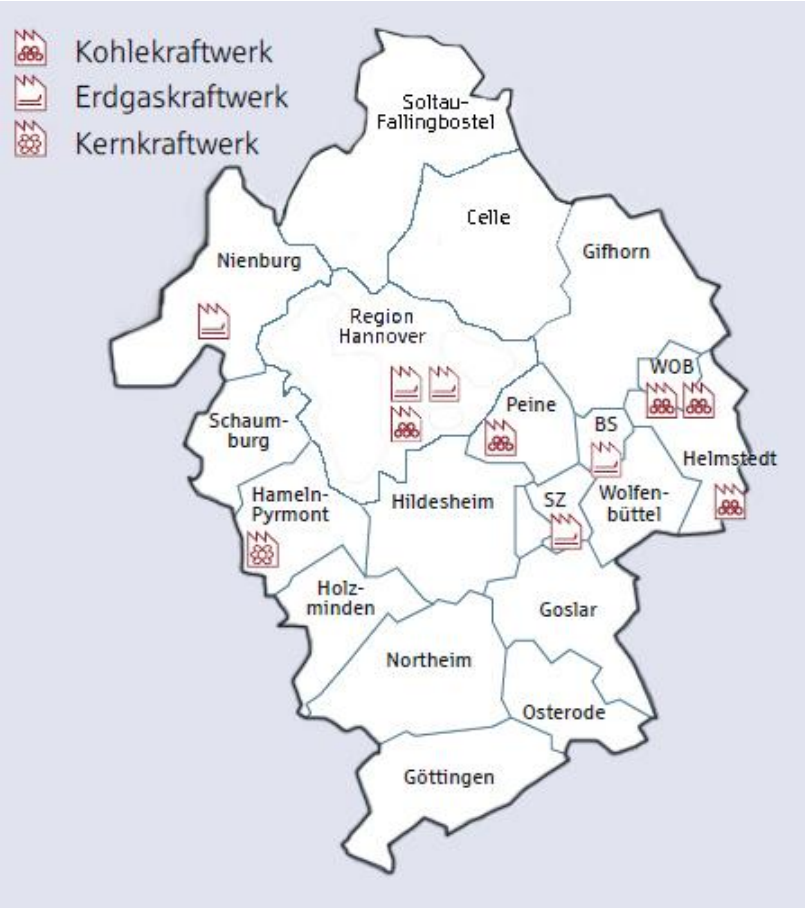


Abbildung 7: Fossile und atomare Großkraftwerke in der Metropolregion
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Brandt/Rietzler/Harms (2010), S. 21.

Der Sektor der fossilen und atomaren Energieträger trägt derzeit knapp 90% zur gesamten Energieerzeugung bei. Die bedeutsamsten Energieträger sind hier Mineralöl mit 35%, Erdgas mit 25% und Uran mit 18%. Kohle (8%) und sonstige Energieträger (2%) spielen bei den fossilen und atomaren Energieträgern in der Region nur eine untergeordnete Rolle. Dabei stellen sie 90% der Wärmeenergie, 82% des Stroms und 95% des Kraftstoffbedarfs bereit. Nachdem der aktuelle Anteil der fossilen und atomaren Energieträger an der Energieerzeugung aufgezeigt wurde, wird im folgenden Kapitel auf die einzelnen erneuerbaren Energien eingegangen.

[65] Vgl. hierzu und zum Folgenden B.90/Grüne (2007), S. 15/28/36; 50% des Wertes von Niedersachsen für die Metropolregion angenommen.

3.2 Aktueller Stand beim Ausbau der erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien tragen ca. 13.288 GWh zur Energieerzeugung bei, welches einem Anteil von etwa 10,3% entspricht. Besonders hoch ist der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, bei der bereits 17% durch sie gedeckt werden können. Des Weiteren tragen sie 10% zur Wärmeerzeugung und 5% zur Kraftstoffproduktion bei.

Windenergie

Aktuell sind in der Metropolregion 1.263 Windkraftanlagen an das Netz angeschlossen, im Jahr erzeugen sie 2.700 GWh.[66] Im Durchschnitt erzeugt eine Anlage somit 2,14 GWh im Jahr. Damit tragen sie derzeit 2,1% zur gesamten Energieerzeugung bei und haben an der Erzeugung durch die erneuerbaren Energien einen Anteil von 20%. Bei der Annahme, dass bereits 0,7% der Fläche durch Onshore-Windkraftanlagen bedeckt sind, beträgt die genutzte Fläche 13.000 ha.[67] Abbildung 8 gibt einen Überblick über die Anzahl und Verteilung der Windkraftanlagen in der Metropolregion.

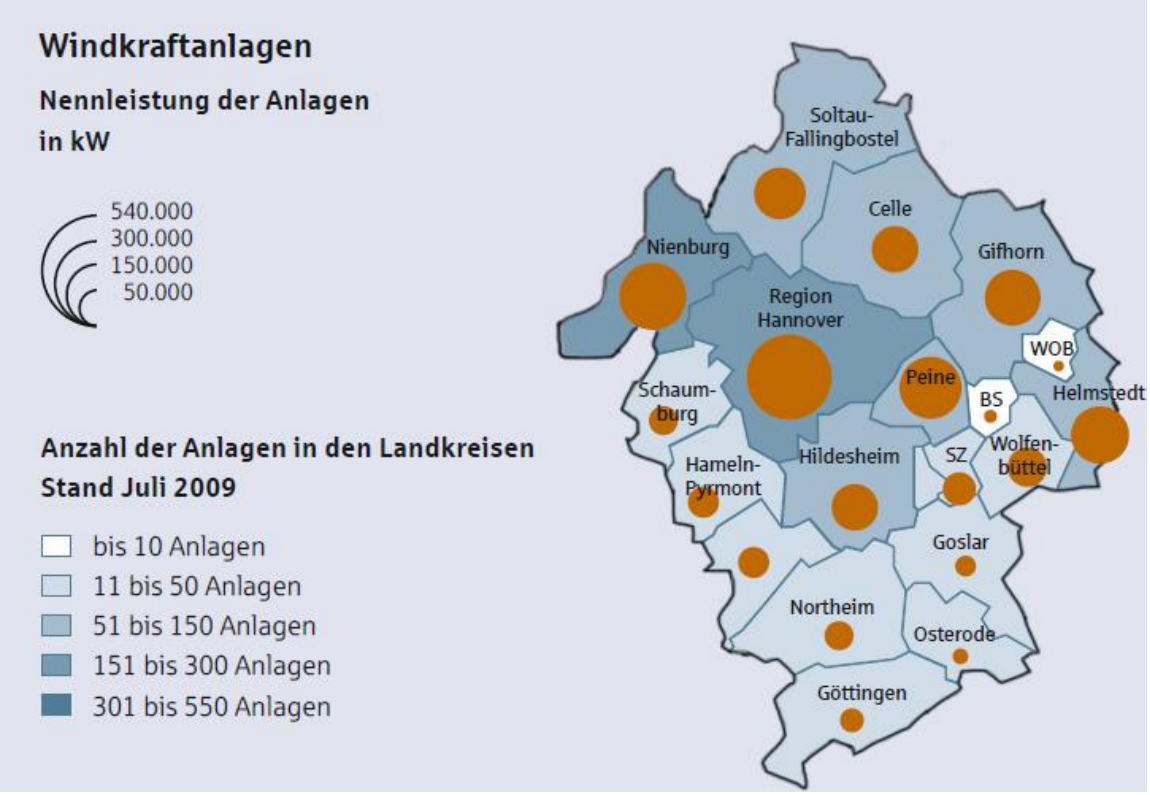


Abbildung 8: Anzahl der Windkraftanlagen in den Landkreisen inkl. Nennleistungen
Quelle: Brandt/Rietzler/Harms (2010), S. 27.

[66] Vgl. hierzu und zum Folgenden Energymap.info (2011), o.S..
[67] Vgl. Schmidt-Kanefendt (ohne Datum), S. 1f; LSKN (2011), Tabelle: 000 Flächenerhebung (tats. Nutzung), Stand 2011, o. S..

Sonnenenergie

Der Anteil der Sonnenenergie an der Energieproduktion beträgt weniger als 0,5%, während sie 4,7% zu der Erzeugung von erneuerbaren Energien beisteuern. In der Metropolregion werden durch Photovoltaik und Solarkollektoren 637 GWh erzeugt, die sich zu 40% auf Wärme und zu 60% auf Strom verteilen.[68] Unter der Annahme das Freiflächen bei der Sonnenenergienutzung noch zu vernachlässigen sind und das 4% der Dachflächen bereits mit Solarkollektoren ausgestattet wurden, sind 0,16% der Gebäude- und Freiflächen (≙ 209 ha) bebaut.[69]

Wasserkraft

Wasserkraft hat ähnlich wie Sonnenergie einen Anteil an der Energieerzeugung von knapp 0,13% und somit einen Anteil an der Produktion von erneuerbaren Energien von 1,28%.[70] Absolut erzeugen die Wasserkraftwerke in der Metropolregion 170 GWh Strom im Jahr.

Geothermie

Der Anteil der Geothermie ist heutzutage noch unbedeutend klein. Schätzungsweise wurden 2.800 oberflächennahe geothermische Anlagen, zur Wärmeversorgung von Gebäuden, mit einer Wärmepumpenleistung von ca. 0,028 GW installiert.[71] Stromerzeugung aus der tiefen Geothermie wird in der Metropolregion zurzeit noch nicht genutzt.[72]

Bioenergie

Die Biomasse hat den größten Anteil an den erneuerbaren Energien. Ihre Erzeugung von 9.781 GWh führt zu einem Anteil von 73%.[73] Bezogen auf die Gesamtenergieerzeugung sind es 7,6%. Die Biomasse wird zu 17% zur Stromerzeugung, zu 18% zur Kraftstoffherstellung und zu 65% zur Wärmebereitstellung verwendet. Abbildung 9 gibt einen Überblick über die Verteilung und die Anzahl der Biogasanlagen in der Metropolregion.

---

[68] Vgl. Energymap.info (2011), o. S.; BMU (2011a), S. 9.
[69] Vgl. Schmidt-Kanefendt (ohne Datum-a), S. 1f; LSKN (2011), Tabelle: 000 Flächenerhebung (tats. Nutzung), Stand 2011, o. S..
[70] Vgl. hierzu und zum Folgenden Energymap.info (2011), o. S..
[71] Vgl. NMUK (2011b), o. S..
[72] Vgl. Energymap.info (2011), o. S..
[73] Vgl. hierzu und zum Folgenden Energymap.info (2011), o. S.; BMU (2011a), S. 7.

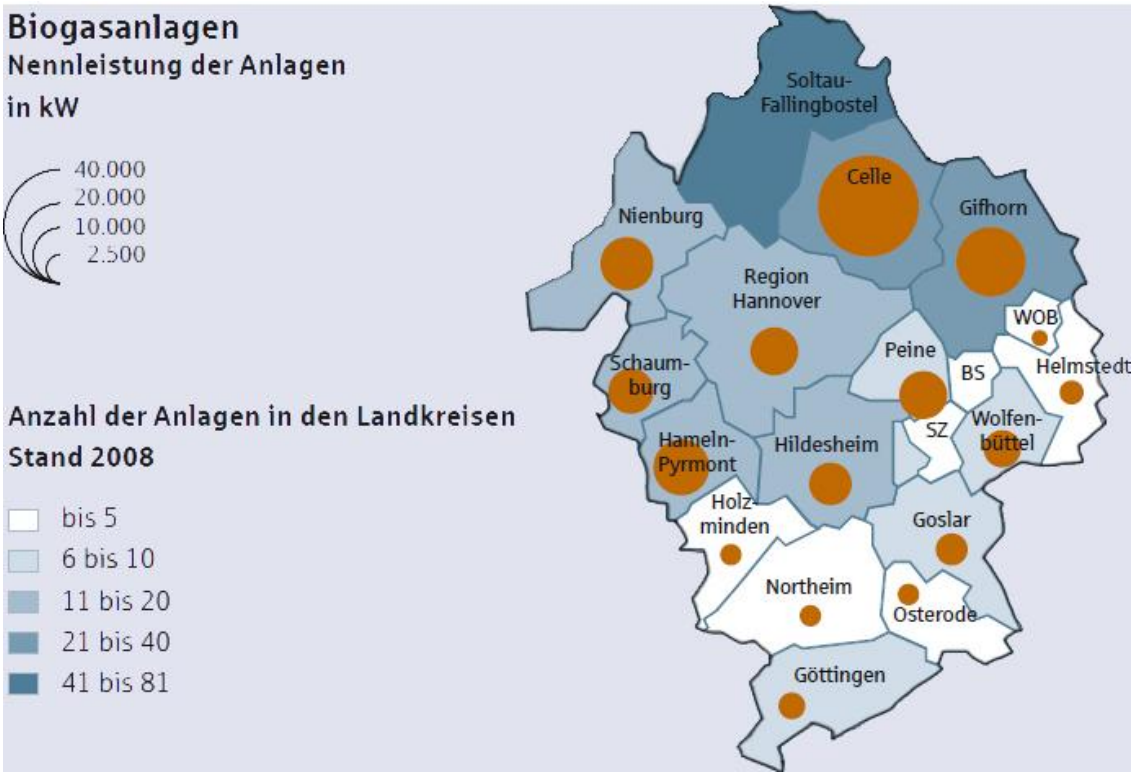


Abbildung 9: Anzahl und Verteilung Biogasanlagen
Quelle: Brandt/Rietzler/Harms (2010), S. 28.

Für die Nutzung von Bioenergie müssen bestimmte Fruchtsorten auf der zur Verfügung stehenden Agrarfläche (1.857.843 ha) angebaut werden.[74] Für Biogasanlagen wird beispielsweise Silomais oder Gras benötigt und für die Gewinnung von Biodiesel oder Bioethanol muss Winterraps oder Getreide angebaut werden. Momentan werden 58.000 ha zum Anbau von Silomais verwendet, 152.000 ha für Grünland, 81.000 ha für Winterraps und 423.000 ha für Getreide. Neben Fruchtsorten können auch andere nachwachsenden Rohstoffe genutzt werden. Das bekannteste Beispiel hierfür ist Holz. In der Metropolregion gibt es 582.000 ha Waldfläche. 10% der zuvor genannten Anbauflächen werden als pauschale Annahme verwendet, bei der Frage wie viel Prozent der Flächen derzeit für die Energieerzeugung genutzt werden. Abbildung 10 gibt nochmal einen grafischen Überblick über den Anteil der einzelnen Energieträger an der Energieerzeugung in der Metropolregion.

[74] Vgl. hierzu und zum Folgenden NMEL (2011), S. 19f; SÄBL (2011), Statistik: 41120 - Allgemeine Agrarstrukturerhebung, Tabelle 115-02-4 - Landwirtschaftliche Betriebe mit Ackerland und deren Ackerfläche nach Fruchtarten, Stand 2011, o. S..

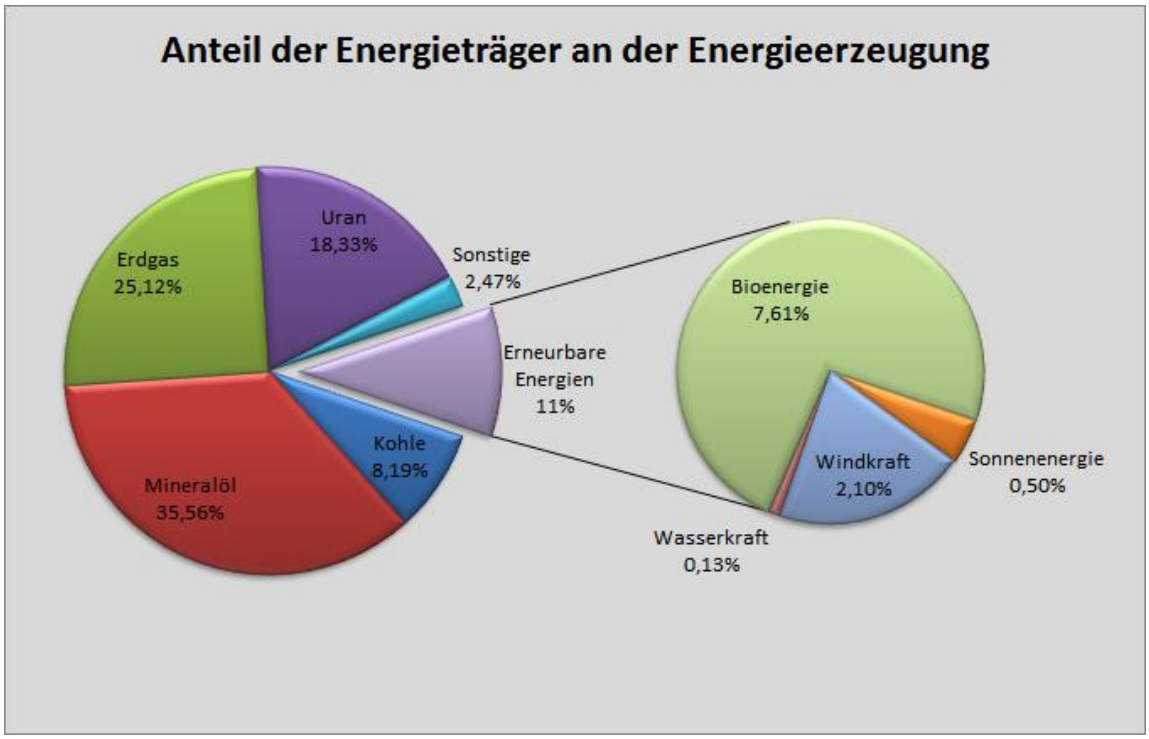


Abbildung 10: Anteil der Energieträger an der Energieerzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Betrachtet man die Kosten dieser Verteilung der Energieerzeugung, so entstehen hier Energiegestehungskosten[75] von 8,6 Milliarden Euro. Obwohl die erneuerbaren Energien nur einen Anteil von 11% an der gesamten Energieerzeugung haben, sind sie für 29% der Energiegestehungskosten verantwortlich. Demgegenüber verursachen die atomaren und fossilen Energieträger 71% der Kosten obgleich sie 89% der Energieerzeugung ausmachen.

Nachdem nun die aktuelle Lage des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung aufgezeigt wurde, beschäftigt sich das nächste Kapitel mit der zukünftigen Entwicklung auf dem Energiemarkt, sowie den Potentialen und Kosten der erneuerbaren Energien.

4 Prognosen, Entwicklungen Potentiale

4.1 Prognostizierte Entwicklung der Energienachfrage

Bei der Untersuchung ob eine 100% erneuerbare Energieautarkie erreichbar wäre, ist es zunächst erforderlich den dann anfallenden Energiebedarf zu prognostizieren. Im Jahre 2009 betrug der Weltenergiebedarf knapp 11.000 Millionen Tonnen Rohöläquivalenz (≙

[75] Eine genaue Definition und Erklärung der Energiegestehungskosten erfolgt in Kapitel 4.4.

127.930 TWh).[76] Die Internationale Energie Agentur (IEA) nimmt an, dass sich der weltweite Energiebedarf im Jahre 2050 um 70 – 100% erhöhen wird.[77] Das rasante Wachstum des Energiebedarfs ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen:[78] Bis 2050 werden voraussichtlich mehr als 9,3 Milliarden Menschen auf der Erde leben. Zudem wird sich auch die Lebenserwartung erhöhen. Dies gilt besonders für die Entwicklungs- und Schwellenländer. Dazu kommt, dass diese Länder ihren Wohlstand erhöhen wollen und eine industrielle Gesellschaft wie in Europa oder den USA bei sich etablieren wollen. Deutschland hatte 2010 einen Primärenergiebedarf von 14.012 PJ (≙ 3.892 TWh).[79] Je nach Entwicklung wird für die Bundesrepublik Deutschland ein Primärenergiebedarf zwischen ca. 13.381 und 8.831 PJ erwartet (≙ 3.717 / 2.453 TWh).[80] Der Endenergiebedarf beläuft sich aktuell auf ca. 9.700 PJ (≙ 2694 TWh). Im Jahre 2050 wird je nach Entwicklung von einem Endenergiebedarf zwischen 9.300 und 6.000 PJ (≙ 2583 / 1667 TWh) ausgegangen. Dieser Rückgang ist sowohl auf einen Bevölkerungsrückgang als auch auf Einsparungen durch verbesserte Energieeffizienz zurückzuführen.

Eine ähnliche Entwicklung wie für die Bundesrepublik ist auch für die Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg zu erwarten. Derzeit werden hier pro Jahr 131.431 GWh Energie verbraucht.[81] Bezogen auf die Einwohnerzahl von 4,066 Millionen Menschen werden pro Kopf 0,032 GWh im Jahr verbraucht. Im Jahre 2050 wird die Einwohnerzahl in dieser Region auf knapp 3 Millionen Menschen zurückgehen, so dass insgesamt nur noch ein Bedarf von ca. 97.319 GWh vorhanden sein wird(≙ Rückgang um 26%).[82] Dieser Rückgang um knapp 34.000 GWh wird jedoch zum größten Teil aufgehoben:[83] Es ist anzunehmen, dass die Nachfrage nach Energiedienstleistungen weiterhin zunehmen wird. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Menschen ihre eigene Lebenssituation und die damit verbundenen Komfortansprüche stetig verbessern wollen. So wird beispielsweise der vermehrte Einsatz von Effektbeleuchtung, Wellness-Anwendungen und Unterhaltungselektronik die Nachfrage nach Strom erhöhen. Auch die zunehmende Bedeutung der Informations- und Kommunikationsbranche führt zu einem

[76] Vgl. Dornseifer (2010), S. 4.
[77] Vgl. Spiegel-Online (2007), o. S..
[78] Vgl. hierzu und zum Folgenden DSW (2011), S. 1ff.
[79] Vgl. BMWi (2010), o. S..
[80] Vgl. hierzu und zum Folgenden FfE (2009), S. 9f.
[81] Vgl. Energymap.info (2011), o. S..
[82] Vgl. LSKN (2011), Tabelle: 101 Bevölkerungsvorausberechnung, Stand 2010, o. S..
[83] Vgl. hierzu und zum Folgenden FfE (2009), S. 5ff.

steigenden Strombedarf, da immer mehr Server benötigt werden. Ebenfalls ist der Industriesektor mit dafür verantwortlich, dass der Endenergiebedarf nicht so stark gesenkt wird. Die Einsparungen in den anderen Sektoren werden von der Industrie kompensiert. Geht man daher nur von einem Rückgang des Endenergieverbrauchs von 5% statt 26% aus, so erfolgt eine Reduzierung um 6.572 GWh auf 124.859 GWh.

Eine genaue Prognose des Energiebedarfs im Jahr 2050 lässt sich nur sehr schwer vorhersagen. Es ist nicht abzuschätzen, um wie viel die Technikeffizienz erhöht werden kann und wie sich das umweltbewusste Handeln der Menschen entwickeln wird. Mit einer sehr hohen Technikeffizienz könnte der Energieverbrauch um 25% gesenkt werden. Unter zusätzlichem Einbezug eines sehr umweltbewussten Handels, kann sogar eine Senkung um insgesamt 37% erreicht werden.

4.2 Energieeinsparpotentiale und Effizienzgewinne

Um das Ziel einer Energieautarkie im Jahr 2050 zu erreichen, müssen Energieeinsparungspotentiale und Effizienzgewinne berücksichtigt werden. Der Umstieg auf erneuerbare Energien lässt sich dabei umso leichter und umso günstiger realisieren, je niedriger der Gesamtbedarf ist.[84] Denn durch den Einsatz teurer Optionen wie Photovoltaik oder Geothermie steigen die Kosten für eine Vollversorgung mit erneuerbarer Energie mit zunehmendem Bedarf an.

Daher tragen Einsparungen kurz- und mittelfristig wesentlich dazu bei, einen schnellen und erfolgreichen Umstieg auf erneuerbare Energien zu realisieren.[85] Besonders in den nächsten Jahren sollten die Erzeugungskapazitäten, die Netzverbindungen und die benötigten Stromspeicher stetig ausgebaut werden, um den Übergang auf eine regenerative Vollversorgung sicherzustellen. Zeitliche Spielräume für Aus- und Aufbauprozesse lassen sich dabei durch eine schnelle Senkung der Energienachfrage erreichen. Der Aufbau von Anlagen und Infrastruktur zur Sicherstellung von Energieautarkie in der Metropolregion ist zwar möglich, dennoch stellt dies durch die große Vielzahl der beteiligten Parteien, der Höhe der notwendigen Investitionen und der Anforderung an Koordination und Planung, große Herausforderungen dar. Eine niedrige Energienachfrage würde daher wie ein Puffer für Kapazität und Zeit zur Erreichung der Ziele dienen.

[84] Vgl. hierzu und zum Folgenden SRU (2011), S. 193.
[85] Vgl. hierzu und zum Folgenden SRU (2011), S. 197f.

In der Metropolregion lässt sich der Primärenergiebedarf für die Stromversorgung, bei vollständiger Substitution der konventionellen Kraftwerke durch Photovoltaik-, Wind-, und Wasserkraftwerke um zwei Drittel reduzieren.[86] Dies lässt sich damit begründen, dass jede Kilowattstunde aus diesen erneuerbaren Energiequellen ca. die dreifache Menge der ansonsten benötigten Primärenergie ersetzt, d.h. die Abwärmeverluste, die bei Kohle- oder Kernkraftwerken entstehen können, werden bei den erneuerbaren Energiequellen vermieden. Bei konventionellen Kraftwerken können diese Abwärmeverluste bei rund zwei Dritteln des primärenergetischen Aufwands liegen. Durch den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungssystemen würde sich die Wärme nutzen lassen und Kraftwerkskapazitäten könnten reduziert werden. In der Industrie lässt sich die Abwärme durch thermische Speicher und Wärmepumpen nutzen. Auch so können Energieeinsparpotentiale realisiert werden.[87] Einsparungen bzw. Effizienzgewinne lassen sich also durch die Vermeidung von ungenutzter Abwärme durch die erneuerbaren Energiequellen Wind, Wasser, Sonne realisieren.

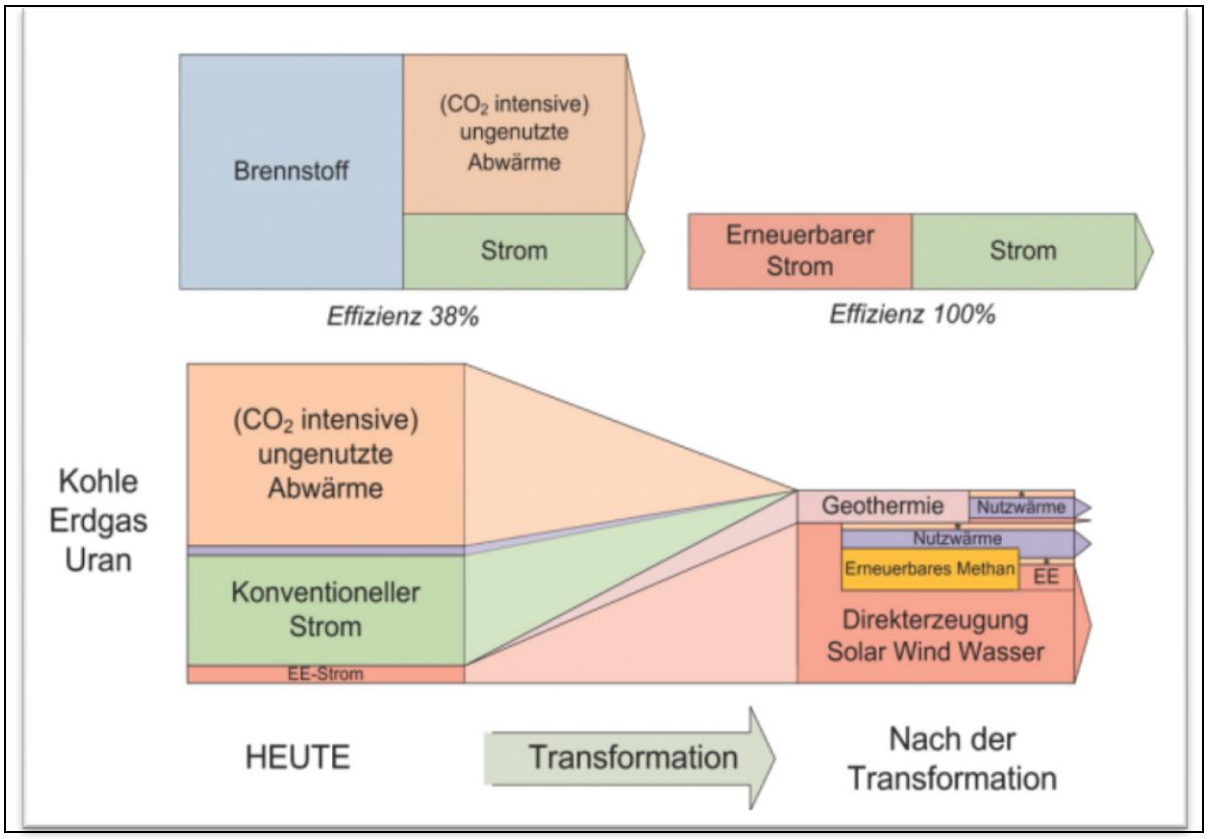


Abbildung 11: Transformation des Stromsektors bis zum Jahr 2050
Quelle: FNE2050 (2010), S. 24.

[86] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMWi/AE (2008), o. S..
[87] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 15ff.

Auch Wärmepumpen sind für Effizienzsteigerungen geeignet. Diese können, in Verbindung mit Strom aus erneuerbarer Energie, Gebäude nachhaltig mit Wärme versorgen. Die nachhaltige Versorgung von Gebäuden kann durch Energiesparmaßnahmen wie bspw. Dämmung unterstütz werden.[88] Durch besser gedämmte Gebäude lasse sich der Wärmebedarf bis zum Jahr 2050 bis auf die Hälfte des heutigen Bedarfes reduzieren.[89]

Dieses erscheint auch notwendig, denn zurzeit entfallen rund 40 % des Energiebedarfs und etwa ein Drittel der CO_2 - Emissionen auf den Gebäudebereich.[90] Gleichzeitig bietet der Altbaubestand ein großes Potential für CO_2 - und Energieeinsparungen, denn drei Viertel der Gebäude wurden noch vor der 1. Wärmeschutzverordnung im Jahr 1979 errichtet. D.h. diese Gebäude sind in den meisten Fällen überhaupt nicht oder nur wenig energetisch saniert und die meisten Heizungssysteme entsprechen nicht mehr dem aktuellen Stand der Technik. Somit trägt die Gebäudesanierung einen entscheiden Anteil zur Modernisierung der Energieversorgung bei.

Daher wird versucht bis zum Jahr 2050 das Passivhaus, das Plusenergiehaus und das Solaraktivhaus zum Neubaustandard zu machen.[91] Passivhäuser besitzen eine Photovoltaikanlage zur Stromproduktion und eine Solaranlage zur Warmwassererzeugung. Restenergiebedarf kann durch Wärmepumpen abgedeckt werden. Im Sommer können sie in Kombination mit der Photovoltaikanlage sogar zur Kühlung des Hauses eingesetzt werden. Der Heizenergiebedarf beläuft sich bei diesen Gebäuden auf 15 kWh pro m^2 und Jahr.[92] Der Gesamtenergiebedarf liegt bei 30 kWh pro m^2 und Jahr.[93] Während Passivhäuser genug Energie für den eigenen Bedarf erzeugen, können Plusenergiehäuser sogar mehr Energie erzeugen, als sie selbst verbrauchen. Die Solaraktivhäuser sind genau wie Passiv- und Plusenergiehäuser sehr gut gedämmt. Der verbleibende Wärmebedarf wird bei ihnen zu 100 % mit Solarwärme, in Verbindung mit Wärmespeichern, gedeckt. Nicht zu vernachlässigen ist der bereits vorhandene Bestand an Altbauten, der zur Steigerung der Energieeffizienz energetisch saniert werden sollte.

[88] Vgl. FNE2050 (2010), S. 24.
[89] Vgl. Nitsch/Wenzel (2009), S. 50ff.
[90] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMWi/BMU (2010), S. 22.
[91] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 29.
[92] Vgl. Nitsch/Wenzel (2009), S. 50ff.
[93] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 29.

Abbildung 12: Potovoltaikanlage an Balkongeländer
Quelle: bright house – the solar company (2011), o. S..

Um auf Wärme aus erneuerbaren Energiequellen zurückgreifen zu können, sollte die fossile Wärmeerzeugung durch Solarwärme- und Geothermieanlagen ersetzt werden.[94] Zur Wärmeerzeugung ist auch eine Nutzung von Methan möglich, welches aus überschüssigem, erzeugtem Strom und aus der Biomassenutzung gewonnen wurde. In der Metropolregion sollte versucht werden den Prozess- und Heizwärmebedarf vollständig aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Dieses könnte zusätzlich mit dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, sowie der verstärkten Nutzung von Elektrowärmepumpen, von Methan und durch die Nutzung von Prozesswärme gelingen. Durch den Ausbau könnte der Gesamtwirkungsgrad und die Energienutzungseffizienz erhöht werden.[95] Alleine durch den Einsatz von KWK, Wärmepumpen und elektrischen Antriebssystemen in Fahrzeugen könne der Primärenergiebedarf um ca. 50% reduziert werden. Dabei verbessert sich die Umweltverträglichkeit mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien im Strommix. Durch die Substitution der fossilen Wärmeerzeugung durch Solarwärme- und Geothermieanlagen können in Zukunft CO_2-Emissionen verringert werden.

[94] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 24f.
[95] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 25.

Die KWK gilt dabei als eine der wirksamsten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der daraus resultierenden Senkung des CO_2-Ausstoßes.[96] KWK-Anlagen haben sich in mittleren und großen Leistungsbereichen wie der Industrie bewährt und finden nun immer mehr Zuspruch für die Versorgung kleinerer Einheiten wie Wohnhäusern. Prinzipiell können sie überall dort eingesetzt werden, wo Strom und Wärme gleichzeitig benötigt werden. Anlagen mit kleiner Leistung für die Hausenergieversorgung werden oft auch mit dem Namen Mikro-KWK bezeichnet.[97] In diesem Leistungsbereich, der unter einigen Megawatt liegt, gibt es eine weitere Technologie, die KWK ermöglicht.[98] Die sogenannten Blockheizkraftwerke können Strom und Wärme simultan herstellen und für einzelne Objekte bereitstellen. Es bieten sich kleinere, dezentrale Kraftwerke an, denn so können Strom und Wärme genau dort produziert werden, wo sie benötigt werden.[99] Energieverluste durch lange Transportwege werden somit vermieden.

Um die Funktionsweise von KWK-Anlagen zu verdeutlichen werden in der folgenden Graphik zwei Prozesse unterschieden, die dann zu einem gekoppelten Kraft- und Wärmeprozess zusammengeführt werden. (HD-Dampf = Hochdruck-Dampf)[100]

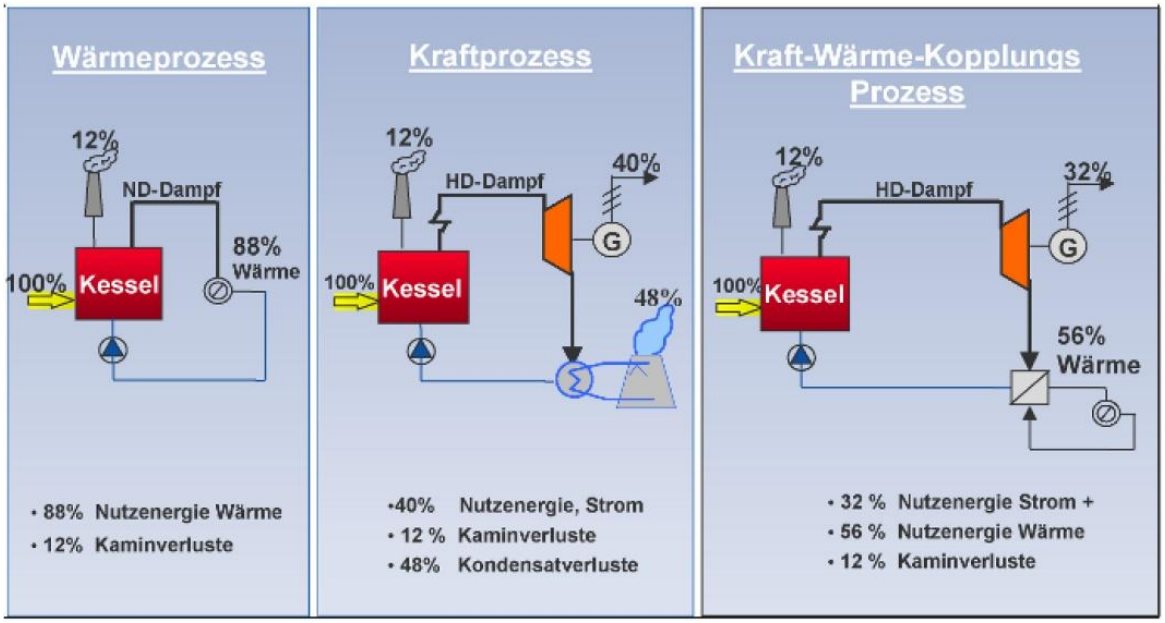


Abbildung 13: Energieumwandlungsprozess
Quelle: Konstantin (2009), S. 347.

[96] Vgl. hierzu und zum Folgenden Eon (2011), o. S..
[97] Vgl. Roon/Steck (2009), S. 314.
[98] Vgl. hierzu und zum Folgenden Pehnt/Schneider (2010), S. 124.
[99] Vgl. hierzu und zum Folgenden Pehnt/Schneider (2010), S. 117.
[100] Vgl. hierzu und zum Folgenden Konstantin (2009), S. 347ff.

Bei dem KWK-Prozess wird im Kessel ein Brennstoff mit Luft verbrannt.[101] Mit dem daraus entstehenden Gas werden Gasturbinen angetrieben, die Abgase mit Temperaturen von 500 °C verursachen. Über einen Wärmetauscher wird diese Wärme genutzt, um Wasser zu erhitzen und zu verdampfen. Der Wasserdampf treibt Turbinen an die ebenfalls Strom produzieren. Am Ende dieses Vorganges weisen die Abgase immer noch Temperaturen von 180 °C auf. Ein zweiter Wärmetauscher überträgt diese thermische Energie an den gut gedämmten Wasserkreislauf. Eine weitere Wärmequelle stellt die Restwärme der Dampfturbinen dar.

Alleine mit diesem Verfahren kann der Primärenergiebedarf im Vergleich zur Energieerzeugung durch konventionelle Kraftwerke oder den klassischen Heizkessel um 40 % reduziert werden.[102] KWK-Anlagen haben nämlich einen hohen Wirkungsgrad, der bis zu 90 % der eingesetzten Primärenergie nutzt um Strom und Wärme zu produzieren. Konventionelle Großkraftwerke verwenden für die Stromerzeugung im Vergleich nur ca. 36 % Prozent der Primärenergie. Die restlichen 64 % gehen ohne Fernwärmenutzung verloren. KWK wird mit unterschiedlichen Technologien umgesetzt.[103] Betrieben werden sie unter anderem mit Gasturbinen, Dampfturbinen, Verbrennungsmotoren oder Stirlingmotoren. Im optimalen Fall erfolgt der Betrieb mit Biogas.[104] Zusätzliche Investitionen oder Umbaumaßnahmen wären dafür nicht erforderlich. Laut „Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung“ können in Deutschland durch KWK-Anlagen mindestens 270 TWh/Jahr Strom und 450 TWh/Jahr Wärme erzeugt werden. Dieses Potential sollte auch für die Metropolregion genutzt werden. Bei einer prozentualen Umrechnung der Einwohnerzahl Deutschlands auf die Einwohnerzahl der Metropolregion ergibt sich für diese schätzungsweise ein Potential von 13,5 TWh/Jahr Strom und 22 TWh/Jahr Wärme.

Die Wirtschaftlichkeit der KWK kann jedoch noch weiter gesteigert werden, indem der nicht vorhandene Raumwärmebedarf in den Sommermonaten genutzt wird um wärmegetriebene Kältemaschinen zu betreiben.[105] Dieses Verfahren wird als Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung bezeichnet.[106] Diese Kälteanlagen nutzen die Abwärme von Solarthermie- oder

[101] Vgl. hierzu und zum Folgenden Pehnt/Schneider (2010), S. 118.
[102] Vgl. hierzu und zum Folgenden Eon (2011), o. S..
[103] Vgl. hierzu und zum Folgenden Pehnt/Schneider (2010), S. 122ff.
[104] Vgl. hierzu und zum Folgenden Eon (2011), o. S..
[105] Vgl. Gailfuß (2011), o. S..
[106] Vgl. hierzu und zum Folgenden BHKW-Infozentrum GbR (2011), o. S..

KWK-Anlagen, um Kälte durch ein Verdunstungsprinzip zu erhalten. Der von der KWK-Anlage produzierte Strom wird dabei hauptsächlich für den Strombedarf im Versorgungsobjekt verwendet und in geringem Umfang für die Pumpen der wärmebetriebenen Kälteanlage.

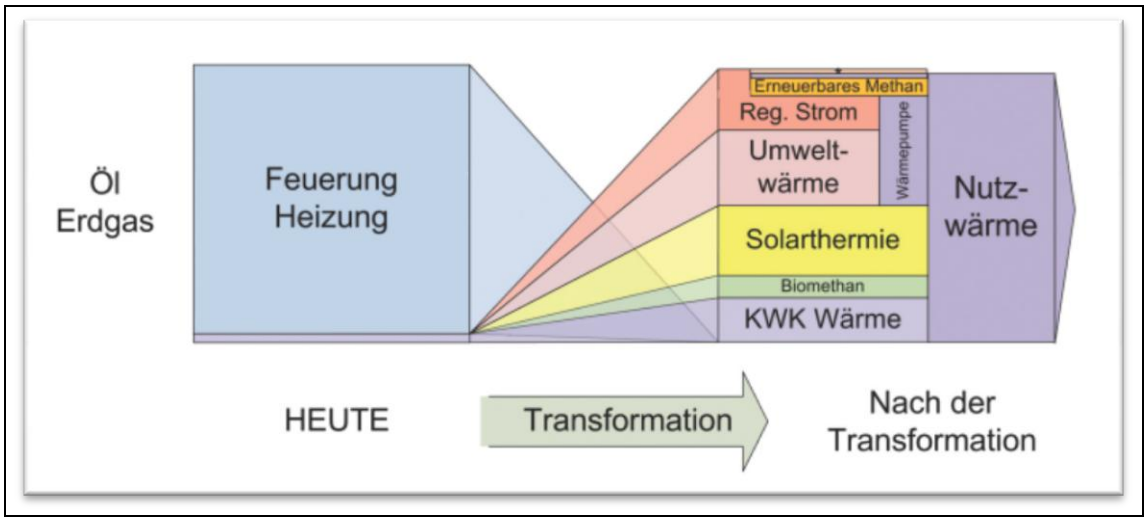


Abbildung 14: Transformation des Wärmesektors bis zum Jahr 2050
Quelle: FNE2050 (2010), S. 25.

Eine weitere Möglichkeit bieten effiziente Antriebskonzepte der Elektromobilität.[107] Diese stellen eine effiziente und emissionsfreie Alternative für den Individualverkehr dar. Die zunehmende elektrische Mobilität könnte zwei- bis dreimal effizienter sein als heutige Antriebskonzepte, d.h. der Antrieb durch Kraftstoffe aus fossilen Energieträgern wird hauptsächlich durch Elektrizität ersetzt. Mögliche Antriebssysteme sind dabei rein elektrisch auf Batteriebasis oder sie enthalten zusätzlich einen Reichweitenverlängerer (Rangeextender), der aus kleinen Verbrennungsmotoren oder eventuell aus Brennstoffzellen bestehen kann. Um Energieautarkie aus erneuerbaren Energien zu erreichen, sollten auch die Kraftstoffe für Flugzeuge und Schiffe durch erneuerbare Kraftstoffe (Methan, Wasserstoff, Biodiesel) ersetzt werden. Diese lassen sich aus Biomasse oder unter der Verwendung von Strom aus Wind-, Wasser- oder Solarenergie herstellen. Der Betrieb von Bahn und Bussen wird im Jahr 2050 möglicherweise durch Oberleitungen, Akkumulatoren und Brennstoffzellen ermöglicht. Die Akkumulatoren könnten an Ladestationen geladen werden, an denen sie ebenfalls für die Einspeisung in das Stromnetz verwendet werden. Eine Zukunftsvision ist das kontaktlose Laden beim Fahren durch induktive Übertragung. In der Graphik wird der Effizienzgewinn im Verkehrssektor durch Elektromobilität dargestellt.

[107] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 27.

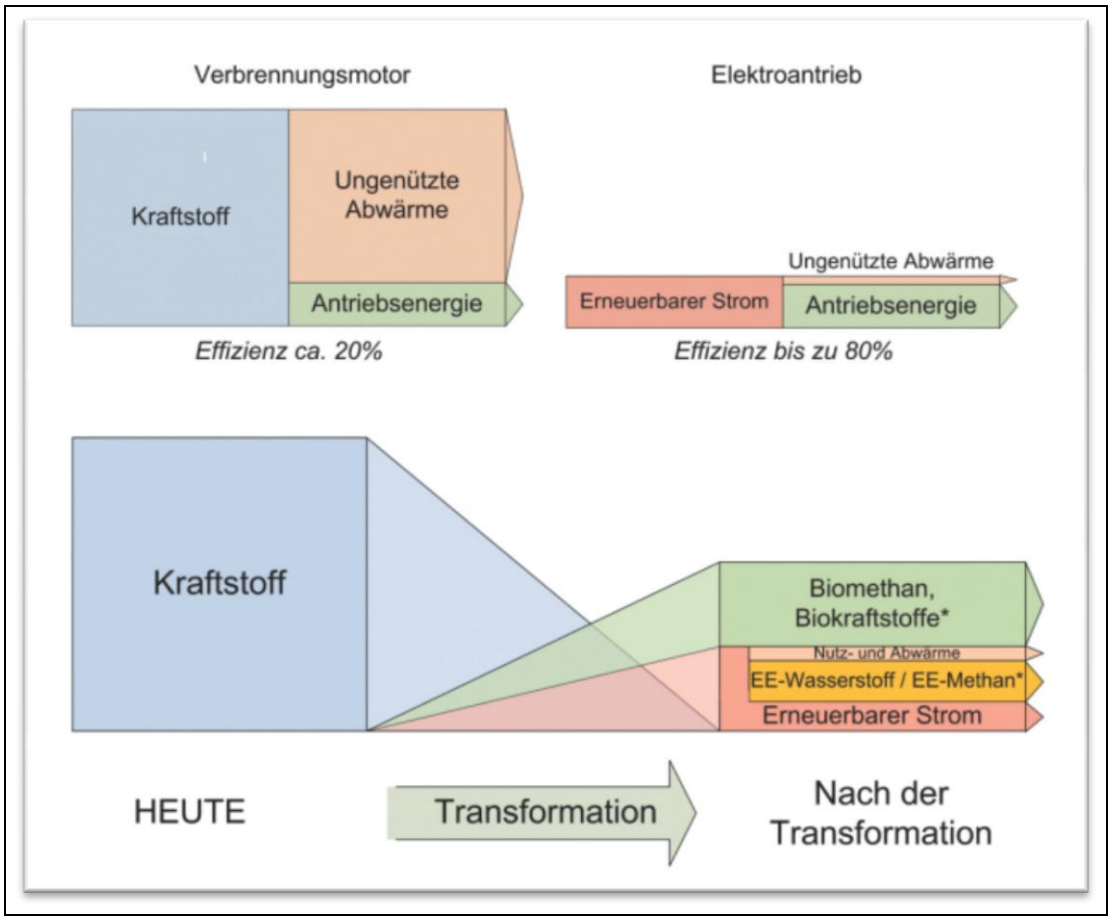


Abbildung 15: Kraftstofftransformation bis zum Jahr 2050
Quelle: FNE2050 (2010), S. 26.

Potentiale der Effizienzsteigerung sind bisher jedoch nur in geringem Maße realisiert worden. Dieses ist auf ökonomische, strukturelle und sozialpsychologische Anreize zurückzuführen.[108] Gründe sind bspw. Informations- und Motivationsdefizite auf Verbraucher- und Anbieterseite. Denn da es eine große Anzahl verstreuter, kleiner Potentiale gibt, erscheint der Aufwand jedes Einzelnen in Relation zu den erwarteten Kostenersparnissen zu groß. Einsparungspotentiale können auch gemieden werden, wenn ein Investor-Nutzer-Dilemma vorliegt. Dabei profitiert derjenige nicht von den Einsparungen, der zuvor in Effizienz investiert hat. Aber auch durch lange Reinvestitions- und Instandsetzungszyklen bei Gebäuden und Anlagen kann es zu einer Systemträgheit kommen. Oft sind Investoren auch durch hohe Investitionskosten und die Unsicherheit über die Dauer der Amortisationszeit verunsichert. Hinzu kommt, dass private Haushalte oft finanziell eingeschränkt sind und ihre Investitionsprioritäten nur nachrangig für Effizienzsteigerungen einsetzen.[109]

[108] Vgl. hierzu und zum Folgenden SRU (2008), S. 110ff.
[109] Vgl. Kaschenz/Albert/Mordziol et al. (2007), S. 16.

4.3 Energiespeicherung und Transport

Lässt sich das ehrgeizige Ziel einer Energieautarkie in der Metropolregion nicht erreichen, ist zumindest ein Energiebilanzausgleich anzustreben. Dazu müsste die Versorgung aus anderen Regionen oder Ländern mit erneuerbaren Energien sichergestellt werden.[110] Möglich wird dieses durch ein Hochspannung-Gleichstrom-Übertragungsnetz. Damit lassen sich regionale Energieüberschüsse und –defizite ausgleichen. Durch den Ausbau des Übertragungsnetzes lässt sich bspw. auch Strom aus Regionen importieren in denen die Bedingungen für die Erzeugung von erneuerbarer Energie sehr günstig sind. So wie es z.B. bei dem Desertec Projekt in der Wüste Nordafrikas der Fall ist. Möglich wäre auch ein Import von Strom aus europäischen Windparks oder aus skandinavischen Pump- und Schwallwasserkraftwerken. Da die neuen Übertragungsleitungen keine elektromagnetischen Felder aufweisen, kann der Strom weitgehend verlustfrei über weite Entfernungen transportiert werden.

Abbildung 16: Desertec Projekt
Quelle: Vorlesungsunterlagen Prof. Dr. Breitner.

[110] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 22.

Durch Nutzung und Ausbau *dezentraler und zentraler Strom- und Gasverteilungsnetze* lassen sich Systemgrenzen überwinden.[111] Daher besteht die Möglichkeit, dass die Energiesektoren Gasnetz, Stromnetz und Mobilität zusammenwachsen. Dieses kann durch verschiedene Herstellungsmethoden und Nutzungsmöglichkeiten von Methan aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Denn erneuerbares Methangas lässt sich in Strom umwandeln und umgekehrt. Dabei lassen sich 50 bis 60% des Stroms in Methan umwandeln, welches in bestehenden Gas-, Dampf-, oder Blockheizkraftwerken wieder in Strom oder Wärme transformiert werden kann. Somit lässt sich das Stromnetz stabilisieren, denn bei Stromüberschuss wird Methan produziert, bei Strombedarf wird aus Methan Strom erzeugt. Für Methangas steht bereits heute eine gut ausgebaute Infrastruktur zur Verfügung. Denn in der vorhandenen Erdgasinfrastruktur kann Methan gespeichert, verteilt und zur Nutzung bereitgestellt werden. Ein weiterer Vorteil der zentralen und dezentralen Verteilungsnetze ist die Speicherung und Verteilung von temporären Überangeboten, die durch den starken Ausbau von Wind- und Solarkraft auftreten können. Dieses Überangebot kann zwar nicht vollständig im Stromnetz, aber dafür in Form von Wasserstoff oder Methan im Verteilungsnetz eingespeist werden. Neben dem Ausbau der dezentralen und zentralen Strom- und Gasverteilungsnetze bietet der Ausbau eines dezentralen Wärmenetzes die Möglichkeit Gebäude mit Wärme aus erneuerbaren Energien zu versorgen. Wetterbedingt kommt es zu einer schwankenden Energieerzeugung und Auslastung des großen Verbundnetzes.[112] Dezentrale kleine Speicher vor Ort können Schwankungen im großen Netz aktiv ausgleichen und für dessen Stabilität und Sicherheit sorgen.

Bei dem Netzausbau gilt es jedoch einige Herausforderungen zu berücksichtigen.[113] So macht die Veränderung einer zentralen Energieversorgung zu einer dezentralen Struktur mit vielen kleinen stromeinspeisenden Anlagen eine technische Kommunikation von elektrischen Verbrauchern und dezentralen Erzeugern erforderlich. Denn nur durch Informations- und Kommunikationstechnologien besteht die Möglichkeit den Strom optimal zu verteilen oder zwischen zu speichern. Es ist dabei auch von intelligenten Stromnetzen, sogenannten „Smart Grids“, die Rede.

Darunter wird die ganzheitliche Organisation der Stromnetze zur Steuerung der Lastverteilung, Speicherung und Erzeugung elektrischer Energie verstanden.[114] In Verbindung mit

[111] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 22f.
[112] Vgl. hierzu und zum Folgenden Sievers (2012), S. 4
[113] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 27f.
[114] Vgl. hierzu und zum Folgenden NMUK (2011a), S.64.

intelligenten Stromzählern sorgen Smart Grids durch last- und zeitabhängige Stromtarife für eine bewusste Reduktion des Verbrauches und eine Verlagerung in Niedriglastzeiten. Somit kann die Netzlast gesenkt, Lastspitzen geglättet und eine Verstetigung der Nachfrage erreicht werden. Hauptsächlich soll die Energienachfrage an das Angebot gekoppelt werden.[115] Smart Grids können in Zukunft Stromerzeuger, Speicher, Verbraucher und das Stromnetzt mit moderner Kommunikationstechnologie steuern und optimieren. Wesentlicher Bestandteil dieser Infrastruktur sind intelligente Stromzähler. Haushalte müssen bis zum Jahr 2050 mit diesen sogenannten „Smart Metern" ausgestattet sein.

Somit lässt sich ein Online Energiemarkt zwischen Verbrauchern und Netzbetreibern realisieren.[116] Über variable Stromtarife ist dann eine flexible Anpassung zwischen Erzeugern und Verbrauchern möglich. Diese preislichen Anreize können Abnehmer bspw. dazu bewegen, bei Starkwind die Batterien der Elektrofahrzeuge aufzuladen oder Wärmepumpen zu betreiben. Um stark steigende Schwankungen bei der Stromerzeugung in Zukunft auszugleichen, können in den Online Markt schnell reagierende, dezentrale Kraftwerke in Verbindung mit interaktiven Netzen für Strom, Gas und Wärme, eingebunden werden. Zusätzlich stellen Kombikraftwerke eine bedarfsgerechte Erzeugung aus verschiedenen erneuerbaren Energien für die Spannungs- und Frequenzregelung sicher.

Die großen Schwankungen des Wind- und Sonnenaufkommens können jedoch nicht nur durch variable Stromtarife an die ebenfalls schwankende Nachfrage angepasst werden.[117] Notwendig ist daher neben einem Lastmanagement auch der Ausbau von Energiespeichern. Dafür bietet sich in der Metropolregion bspw. die indirekte Speicherung von Strom in Form von Druckluft oder Methan in regionalen Salzvorkommen an.[118] Doch auch der Oberharz bietet aufgrund seiner geographischen Eigenschaften gute Energiespeichermöglichkeiten.[119] Zurzeit ist dort die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken in stillgelegten Stollen und Schächten des Bergbaus in der Planung. Die Bauarbeiten könnten zeitnah und mit relativ wenig Aufwand durchgeführt werden. Dies seien die Ergebnisse einer Machbarkeitsstudie des Energieforschungszentrums Niedersachsen. Geplant wird mit einer Errichtung von fünf bis sechs solcher Anlagen in der Westharzregion.[120] Durch die effiziente Nutzung der bereits vorhandenen Bergwerksstollen sind die Bauprojekte landschaftsscho-

[115] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMWI/BMU (2010), S. 19.
[116] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNE2050 (2010), S. 27.
[117] Vgl. hierzu und zum Folgenden Quaschning/Hanitsch (2000), S. 779.
[118] Vgl. Brinkmann (2011), S. 5.
[119] Vgl. hierzu und zum Folgenden o. V. (2011), o. S..
[120] Vgl. hierzu und zum Folgenden Initiative Zukunft Harz (2011), o. S..

nend. Neben dem Harz bieten nur drei weitere Regionen in Deutschland die geographischen und geologischen Voraussetzungen zur Errichtung von unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken. Daher bietet es sich an, diesen Vorteil in der Metropolregion zu nutzen.

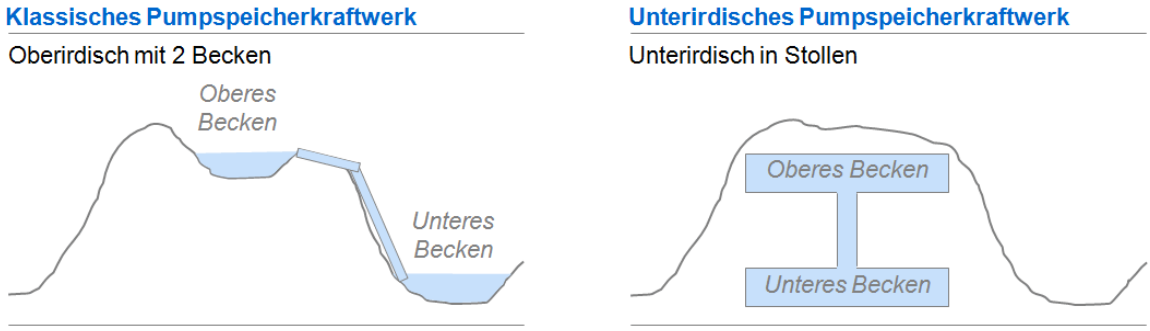


Abbildung 17: Oberirdisches und Unterirdisches Pumpspeicherkraftwerk
Quelle: Energy Storage: A Nontechnical Guide (2006), S. 62f., Initiative Zukunft Harz (2011), o. S..

Solche Pumpspeicherkraftwerke könnten nicht nur zur Energiespeicherung für die Metropolregion dienen, sondern auch als Zwischenpuffer für den Transport von Offshore Windenergie nach Süddeutschland genutzt werden.[121] Überschüssige Energie wird dabei für das Hochpumpen von Wasser verwendet und somit gespeichert. Wird dann zusätzlicher Strom benötigt, wird das Wasser durch Turbinen zurückgeleitet, wobei Strom produziert und in das Netz eingespeist wird.

4.4 Ausbaupotentiale, Wirkungsgrade und Kosten

In der Metropolregion stehen große **Ausbaupotentiale** für erneuerbare Energien zur Verfügung. Diese sollten genutzt werden, um das Ziel einer 100 prozentigen Energieversorgung aus regenerativen Energiequellen sicherzustellen. Nachfolgend werden die Energiepotentiale nach Erzeugungsmethode dargestellt. Dabei handelt es sich immer um Annahmen, die mit Unsicherheit verbunden sind, weil in der Zukunft Faktoren eintreten könnten, die diese Werte möglicherweise beeinflussen. Desweitern wurden die Daten teilweise aus Werten abgeleitet, die für Deutschland oder Niedersachsen angegeben worden sind. Die Umrechnung erfolgte anteilig auf die Fläche der Metropolregion. Die Metropolregion besteht dabei aus 40% der Fläche Niedersachsens und aus 5,2% der Fläche Deutschlands.

Das für *Photovoltaik* geeignete Dachflächenpotential beträgt in der Metropolregion 4.000 GWh.[122] Wird das Freiflächenpotential von 30.000 GWh hinzugerechnet, ergibt sich ein Gesamtpotential von 34.000 GWh zur Stromerzeugung. Die zur Wärmeerzeugung genutzte

[121] Vgl. hierzu und zum Folgenden o. V. (2011), o. S..
[122] Vgl. hierzu und zum Folgenden Lorenz (2011), S. 23, 26.

Solarthermie bietet ein Dachflächenpotential von 40,2 Mio. m^2.[123] Bei vollständiger Nutzung werden 14.903 GWh Energie für die Wärmeerzeugung produziert. Das *Windkraft*-Potential setzt sich aus den vier Faktoren Anlagen im Betrieb, Anlagen geplant, Anlagen Restpotential und Repoweringpotential zusammen.[124] Das Repoweringpotential beschreibt die Energiegewinnung, die durch den Austausch alter Anlagen gegen neue leistungsfähigere Anlagen möglich ist. Durch diese vier Faktoren lässt sich ein Energiepotential von 22.400 GWh pro Jahr zur Stromerzeugung berechnen. Dabei wird angenommen, dass 3% der Metropolregionfläche für Windenergie genutzt werden kann. Das theoretisch verfügbare Potential wird durch eine Vielzahl bestimmter Aspekte beschränkt. Dazu gehören unter anderem Besitzfragen, nicht erfasste Gebäude, Störungen des Bundeswehrradars oder das Vorkommen seltener Tierarten. Für die *Geothermie* bieten sich in der Metropolregion besonders gute Voraussetzungen.[125] Denn über Niedersachsen erstreckt sich das sogenannte Norddeutsche Becken. Es weist hochporöse Sandsteinformationen auf, in denen zwischen 4.000 und 5.000 Metern Tiefe, hohe Temperaturen vorherrschen. Das gesamte Norddeutsche Becken, welches noch über die Landesgrenzen Niedersachsens hinausgeht, weist zwei Drittel des Geothermiepotentials in Deutschland auf. Ein gleichmäßiges Potential ist deutschlandweit also nicht vorhanden. Die Metropolregion liegt jedoch mitten in diesem Gebiet und profitiert daher von den Energiepotentialen überdurchschnittlich. Daher kann das Energiepotential nicht anteilig mit 5,2% auf die Metropoloregion übertragen werden. Wir nehmen daher ein Energiepotential von 10% des deutschen Gesamtpotentials an. Somit ergeben sich 32.100 GWh technisches Potential für die Stromerzeugung und 1.466.667 GWh technisches Potential für die Wärmeerzeugung. Unter technischem Potential wird der Anteil der Energie verstanden, der mit dem heutigen Stand der Technik nutzbar gemacht werden könnte.

[123] Vgl. hierzu und zum Folgenden AEE (2011), o. S., BMU (2010), S. 53, Forschungsstelle für Umweltpolitik (2007), S. 174ff.

[124] Vgl. hierzu und zum Folgenden Bundesverband Windenergie e.V. (2011), S. 9ff. Siehe auch Neddermann/Raabe/Schorer (2010), S. 5ff., Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011), o. S..

[125] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2007), S. 10ff.

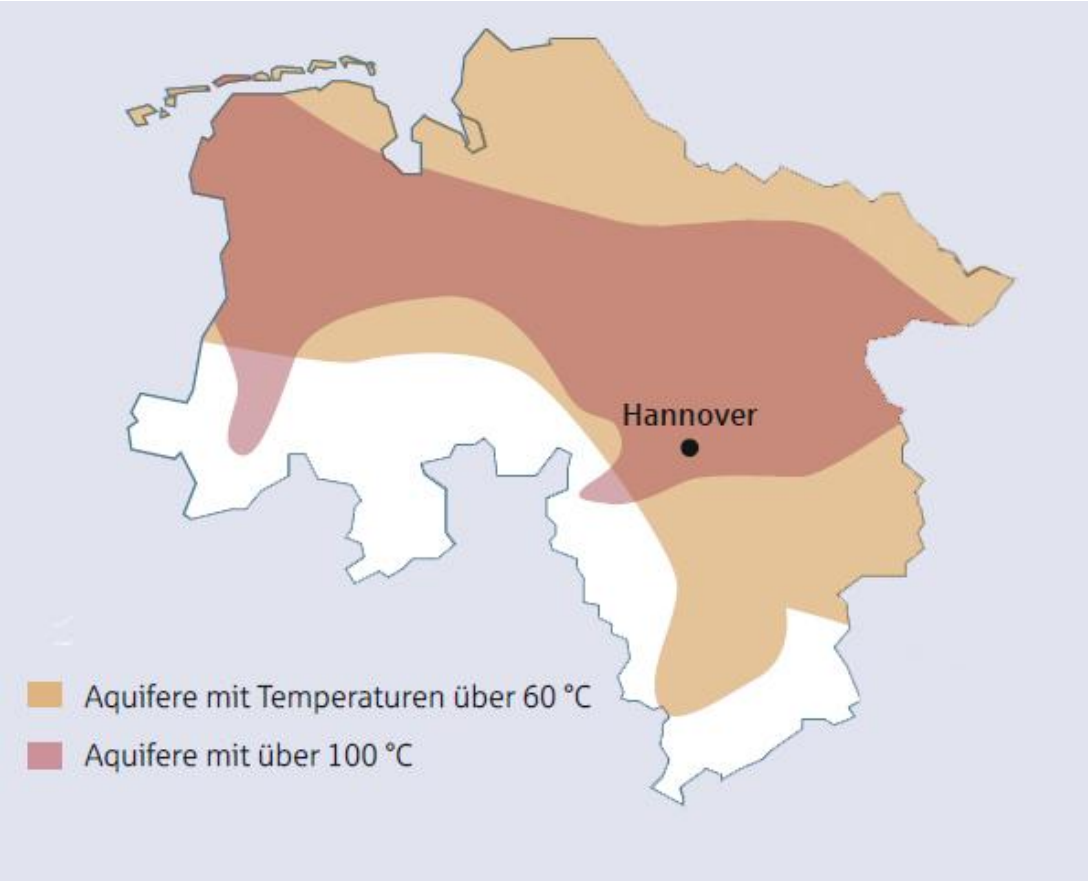


Abbildung 18: Aquifere des Norddeutschen Beckens in Niedersachsen
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Brandt/Rietzler/Harms (2010), S. 34.

Bioenergie kann im Gegensatz zu den anderen Energiequellen für die Herstellung von Strom, Wärme und Kraftsoff genutzt werden.[126] Für Strom ergibt sich ein Energiepotential von 2.715 GWh, für Wärme 7.515 GWh und für Kraftstoff 5.565 GWh. Bei diesen Werten handelt es sich um Prognosen für das Jahr 2020. Das *Wasserkraftpotential* beträgt für die Metropolregion 317 GWh.[127]

Potentiale	Strom	Wärme	Kraftstoff
Sonnenenergie	34.000,00 GWh	14.903,00 GWh	-
Windenergie	22.400,00 GWh	-	-
Geothermie	32.100,00 GWh	1.466.667,00 GWh	-
Bioenergie	2.715,00 GWh	7.515,00 GWh	5.565,00 GWh
Wasserenergie	317,00 GWh	-	-

Abbildung 19: Potentiale aus erneuerbaren Energien
Quelle: Eigene Abbildung.

[126] Vgl. hierzu und zum Folgenden Schmidt J./Mühlenhoff J. (2009), S. 5ff.
[127] Vgl. Wagner (2008), S. 78ff.

Der **Wirkungsgrad** ist eine Kennzahl, die die Effizienz einer Energieumwandlung darstellt.[128] Sie beschreibt das Verhältnis aus der Energiemenge die nach der Energieumwandlung in der erwünschten Form vorliegt und genutzt werden kann und der Energie die der Umwandlung zugeführt werden musste.
Zur Nutzung der Solarthermie gibt es verschiedene Bauformen wie z.B. Flachkollektoren oder Vakuumkollektoren.[129] Als Wärmeträger können Flüssigkeits- oder Luftkollektoren verwendet werden, die die Wärme speichern und transportieren. Je nach Bauart und Standort der Anlage betragen die Wirkungsgrade 80 - 90%. Geothermische Kraftwerke besitzen im Vergleich nur einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 15% und einen thermischen Wirkungsgrad von 10 - 20%.[130] Windkraftanlagen die als Horizontalachsenkonverter und Dreiblatt-Rotoren betrieben werden, können dagegen Wirkungsgrade von bis zu 45% erreichen.[131] Für Photovoltaikzellen wird heute hauptsächlich Silizium verwendet. Je nach Herstellungsverfahren lassen sich aber verschiedene Typen unterscheiden, die unterschiedliche Wirkungsgrade aufweisen. Im Schnitt ist mit einem Wirkungsgrad von 15 - 20% zu rechnen. Die Turbinen von Wasserkraftwerken sind technisch ausgereift und weisen hohe Wirkungsgrade von bis zu 90% auf. Aufgrund von Reibungsverlusten in Getriebe und Generator beträgt der Gesamtwirkungsgrad von Wasserkraftanlagen jedoch 60 - 70%. Bei der Bioenergie beträgt der Wirkungsgrad für Strom 28 - 32%.[132] Für die Wärmeerzeugung lassen sich Wirkungsgrade zwischen 75 und 90% realisieren und bei der Kraftstofferzeugung aus Biomasse / Biogas werden Wirkungsgrade zwischen 40 und 70% erreicht.

Strom-, Wärme-, und Kraftstoffgestehungskosten bezeichnen die Kosten, die für die Energieumwandlung von einer Energieform bspw. Sonne oder Wind in Strom, Wärme oder Kraftstoff anfallen.[133] Sie berechnen sich aus kapitalgebunden, verbrauchsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten.[134]
Die Stromgestehungskosten für Sonnenenergie setzen sich aus den Kapital- und Betriebskosten einer Anlage zusammen.[135] Sie betrugen im Jahr 2010 0,17 bis 0,34 €/kWh. Durch

[128] Vgl. hierzu und zum Folgenden Schild/Dumm (2009), S. 55.
[129] Vgl. hierzu und zum Folgenden Breyer (2011), o. S..
[130] Vgl. Quaschning (2007), S. 289ff, Schwab (2009), S. 210.
[131] Vgl. Hasche/Barth/Swidder (2006), S. 68.
[132] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kaltschmitt/Lenz/Thrän (2008), S. 60.
[133] Vgl. Rogall (2011), o. S..
[134] Vgl. Karl (2006), S. 318. Eine vollständige Übersicht zur Berechnung der Energiegestehungskosten ist im Anhang unter dem Punkt C. zu finden.
[135] Vgl. hierzu und zum Folgenden DIEE (2011), o. S..

Effizienzsteigerungen und Massenproduktion besteht jedoch in Zukunft die Möglichkeit den Strom günstiger herzustellen. Alleine bei Photovoltaikanlage wird ein Einsparpotential von bis zu 61% bis zum Jahr 2020 prognostiziert. Bei Solaranlagen zur Wärmeerzeugung beliefen sich die Wärmegestehungskosten im Jahr 2010 je nach Standort und Anlagentyp auf 0,17 bis 0,26 €/kWh.[136] Bei Onshore Windkraftanlagen mit einer Leistung bis 2 MW, waren die Stromgestehungskosten im Vergleich deutlich kostengünstiger und betrugen 0,06 bis 0,08 €/kWh. Die Stromgestehungskosten für Geothermie wurden 2010 mit 0,15 bis 0,28 €/kWh angenommen.[137] Bis zum Jahr 2020 könne durch Effizienzsteigerung eine Kostensenkung um bis zu 37% erreicht werden. Die Wärmegestehungskosten der Geothermie belaufen sich auf 0,09 €/kWh.[138] Bei der Bioenergie variieren die Energiegestehungskosten je nach eingesetztem Rohmaterial und dem jeweiligen Erzeugungsverfahren stark.[139] Daher ergeben sich Bandbreiten von 0,06 bis 0,37 €/kWh bei den Stromgestehungskosten, 0,12 – 0,19 €/kWh bei den Wärmegestehungskosten und 0,04 – 0,11 €/kWh bei den Kraftstoffgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten von Wasserkraftwerken liegen im mittleren Bereich und betragen 0,102 €/kWh.[140] In der folgenden Abbildung werden die zuvor genannten Kosten zusammengefasst dargestellt.

Energie-gestehungskosten	Strom	Wärme	Kraftstoff
Sonnenenergie	0,17 - 0,34 €/kWh	0,17 - 0,26 €/kWh	-
Windenergie	0,06 - 0,08 €/kWh	-	-
Geothermie	0,15 - 0,28 €/kWh	0,09 €/kWh	-
Bioenergie	0,06 - 0,37 €/kWh	0,12 - 0,19 €/kWh	0,04 - 0,11€/kWh
Wasserenergie	0,10 €/kWh	-	-

Abbildung 20: Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Abbildung.

Um mit den zum Teil stark variierenden Kosten im Modell rechnen zu können, wurden die Durchschnittswerte gebildet und in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

[136] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kost/Schlegl (2010), S. 2f.
[137] Vgl. hierzu und zum Folgenden DIEE (2011), o. S..
[138] Vgl. Jentsch (2006), S. 8.
[139] Vgl. hierzu und zum Folgenden Kaltschmitt (2006), S. 10, 18, 22.
[140] Vgl. Wissel/Rath-Nagel/Blesl/et al. (2008), S. 14.

Durchschnittliche Energie-gestehungskosten	Strom	Wärme	Kraftstoff
Sonnenenergie	0,26 €/kWh	0,22 €/kWh	-
Windenergie	0,07 €/kWh	-	-
Geothermie	0,22 €/kWh	0,09 €/kWh	-
Bioenergie	0,22 €/kWh	0,16 €/kWh	0,08 €/kWh
Wasserenergie	0,10 €/kWh	-	-

Abbildung 21: Durchschnittliche Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Abbildung.

Für Vergleichszwecke werden die Energiegestehungskosten fossiler Energieträger dargestellt. Wärmegestehungskosten betragen 0,055 €/kWh für Erdgas und 0,08 €/kWh für Heizöl.[141] Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf 0,035 €/kWh für Kernenergie, 0,031 €/kWh für Kohle und 0,042 €/kWh für Erdgas.[142] Bei den Kraftstoffgestehungskosten fallen 0,0432 €/kWh für Erdöl (Diesel, Benzin) und 0,0288 €/kWh für Erdgas an.[143]

5 Modelldarstellung und Szenarien

5.1 Grundannahmen des Modells

Ziel dieses Modells ist es darzustellen wie Energieautarkie in der Metropolregion bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann. Dabei soll das Modell das Geschehen in der Wirklichkeit möglichst realitätsnah abbilden. Da jedoch in der Realität unzählige Einflussfaktoren dieses Ziel beeinflussen, ist es sinnvoll Annahmen zu treffen und nur die wichtigsten Faktoren zu berücksichtigen. Somit wird eine unnötige Modellkomplexität vermieden, durch die das Modell nur noch sehr schwer oder überhaupt nicht mehr zu lösen wäre. Im Anschluss bietet es sich an das Modell wieder auf die Realität zu beziehen und das Ergebnis zu analysieren.

Der Energiebedarf im Jahr 2050 kann stark beeinflusst werden, unter anderem durch die Entwicklung der Energieeinsparung und durch Effizienzsteigerungen. Aus diesen Gründen werden im Folgenden, bei verschiedenen Szenarien, unterschiedliche Energiebedarfswerte angenommen. Auch die Ausbaupotentiale der erneuerbaren Energien müssen bis zum Jahr 2050 als unsicher angenommen werden. Die ermittelten technischen und theoretischen Potentiale beruhen alle auf Annahmen, die durch unvorhersehbare Faktoren beeinflusst

[141] Vgl. Jentsch (2006), S. 8.
[142] Vgl. Wissel/Rath-Nagel/Blesl/et al. (2008), S. 14.
[143] Vgl. Kaltschmitt (2006), S. 22.

werden können. Für diese Simulation werden diese Werte jedoch als maximal zu erreichende Potentiale angenommen. Dabei wird die gegenseitige Substitution der Potentiale von verschiedenen Energieerzeugungsmethoden nicht berücksichtigt. D. h. eine zur Verfügung stehende Fläche wird bspw. sowohl in das Potential für Windkraftanlagen als auch in das Potential von Freiflächen-Photovoltaikanlagen mit einbezogen. Eine weitere wichtige Annahme besteht darin, dass die ermittelten Energiegestehungskosten bis zum Jahr 2050 konstant bleiben, obwohl in den nächsten Jahren mit großen Kostensenkungen zu rechnen ist. Desweiteren wird in dem Modell mit durchschnittlichen Energiegestehungskosten gerechnet, da die Berücksichtigung der individuellen Kosten jeder Anlage zu komplex werden würde. Aus Komplexitätsgründen werden auch nur die Haupterzeugungsgruppen der erneuerbaren Energien in diesem Modell berücksichtigt. Dazu gehören Solarthermie, Photovoltaik, Windkraft, Geothermie, Wasserkraft und Bioenergie. Eine Unterscheidung verschiedener Anlagentypen die sich in ihrer Leistung unterscheiden erfolgt nicht. Der Energieertrag jeder Anlage wird grundsätzlich in GWh angegeben. Auch die KWK die einen großen Anteil an der Steigerung der Energieeffizienz hat bleibt unberücksichtigt, weil das Potential und die Kosten aufgrund der großen Anzahl verschiedenster Anlagen sehr schwer zu kalkulieren wäre. In den angegebenen Energieerträgen sind klimatische Bedingungen wie Windstärke oder Sonnenscheindauer bereits einkalkuliert. Auf eine gesonderte Betrachtung der Wetterverhältnisse wird daher verzichtet. Die Wirkungsgrade der einzelnen Energieerzeugungsmethoden unterliegen Schwankungen, die unter anderem durch den Anlagentyp und den Standort beeinflusst werden. In dem Modell werden durchschnittliche Wirkungsgrade für jede Energieerzeugung angenommen. Aus Kostensicht erfolgt die Simulation ausschließlich mit Energiegestehungskosten. Wer die Kosten für Gebäudesanierungen und den Ausbau der Energieinfrastruktur trägt bleibt unberücksichtigt. Auch die Kostenhöhe für den Ausbau der Energienetzte und der Energiespeicher, hin zu einem intelligenten Energienetz, wird vernachlässigt. Es wird daher angenommen, dass ausreichend Kapital zur Verfügung steht um sämtliche Maßnahmen bis 2050 zu finanzieren und abzuschließen. Dazu gehört auch die Anschaffung von Verkehrsmitteln, wie bspw. Autos, Busse und Bahnen, die im Jahr 2050 grundsätzlich mit Strom aus erneuerbaren Energien und Verbrennungsmotoren mit Bio-Kraftstoffen betrieben werden können. Weiterhin werden Störungen und notwendige Reparaturen an den Anlagen ausgeschlossen, die zu Kostensteigerungen führen würden.

Das Fundament der Energieautarkie in der Metropolregion wird durch die Errichtung von Energiespeichern gelegt. Sie sind erforderlich um die schwankende Nachfrage und das

schwankende Energieangebot aneinander anzupassen. Aufgrund dieser hohen Bedeutung wurde den Energiespeichern auch ein Beitrag im Grundlagenteil gewidmet. Der Einbezug von Energiespeichern in das Modell würde jedoch zu einem sehr großen Komplexitätsanstieg führen, der im Rahmen dieser Arbeit nicht mehr zu bewältigen wäre. Es wird daher eine optimale Lastverteilung im Energienetzt angenommen, so dass die Nachfrage immer dem Angebot entspricht. Ein Import oder Export von Energie aus benachbarten Regionen wird ausgeschlossen. Nicht zu vernachlässigen sind Bürgerinteressen die Einfluss auf die Standortwahl der verschiedenen Energieerzeugungsanlagen haben können. Aber auch neue Hochspannungs-Oberleitungen durch Wohngebiete stoßen in der aktuellen Diskussion auf Widerstand. Diese Faktoren werden im Modell jedoch nicht berücksichtigt und es wird angenommen, dass alle Anlagen und die Energieinfrastruktur ohne Widerstand errichtet werden können.

5.2 Darstellung des Modells in der Excel-Datei

Im ersten Schritt zur Generierung eines Simulationsmodells wurden die Ausgangsdaten der Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg gesammelt und in eine Excel-Tabelle übertragen.

A. Szenario-Basisdaten					
1. Bevölkerung					
1.1 Einwohnerzahl	4.066.115	Ew.	100%		
2. Flächen					
2.1 Gesamtfläche	1.857.843	ha	100%		
2.2 Gebäude- und Freiflächen	130.649	ha	7,03%	100,00%	
2.2.1 Solar genutzte Dachflächen	209	ha	0,01%	0,16%	
2.2.2 Solar genutzte Freiflächen	0	ha	0,00%	0,00%	
2.3 Agrarfläche insgesamt	911.059	ha	49,04%	100,00%	
2.3.1 genutzte Agrarfläche für Getreideanbau	422.513	ha	22,74%	46,38%	
2.3.1.1 für Bioenergie genutzte Fläche	42.251	ha	2,27%	4,64%	10%
2.3.2 genutzte Agrarfläche für Grünland	151.941	ha	8,18%	16,68%	
2.3.2.1 für Bioenergie genutzte Fläche	15.194	ha	0,82%	1,67%	10%
2.3.3 genutzte Agrarfläche für Silomais	58.269	ha	3,14%	6,40%	
2.3.3.1 für Bioenergie genutzte Fläche	5.827	ha	0,31%	0,64%	10%
2.3.4 genutzte Agrarfläche für Winterraps	80.958	ha	4,36%	8,89%	
2.3.4.1 für Bioenergie genutzte Fläche	8.096	ha	0,44%	0,89%	10%
2.4 Waldflächen	582.217	ha	31,34%	100,00%	
2.4.1 genutzte Fläche für Bioenergie	58.222	ha	3,13%	10,00%	10%
2.5 für Onshore-Windparks genutzte Fläche	13.005	ha	0,70%		

Abbildung 22: Szenario-Basisdaten der Simulation
Quelle: Eigene Darstellung.

Die hier verwendeten Daten und Zahlen sind die gleichen wie in Kapitel 3. Aufgrund nicht vorhandener Daten, wurde für die Flächennutzung bei der Bioenergie ein pauschaler Wert von 10% angenommen. Der nächste Schritt bestand darin, den aktuellen Energieverbrauch in der Metropolregion in die Excel-Datei einzubauen.

B. Energieverbrauch			
1. Gesamtendenergieverbrauch			
1.1 Totalverbrauch	131.431	GWh/a	100%
2. Energieverbrauch nach Anwendungsart			
2.1 Strom	28.783	GWh/a	21,90%
2.2 Wärme	66.123	GWh/a	50,31%
2.3 Kraftstoff	36.525	GWh/a	27,79%
3. Energieverbrauch nach Anwendungssektoren			
3.1 Haushalte	33.778	GWh/a	25,70%
3.2 GHD	20.503	GWh/a	15,60%
3.3 Industrie	37.326	GWh/a	28,40%
3.4 Verkehr	39.823	GWh/a	30,30%

Abbildung 23: Aktueller Energieverbrauch in der Simulation
Quelle: Eigene Darstellung.

Der Energieverbrauch wird zum Einen nach seiner Anwendungsart betrachtet und zum Anderen in welchen Anwendungssektoren er anfällt. Um die Ausgangssituation zu vervollständigen, wurde eine zusätzliche Tabelle hinzugefügt, die den derzeitigen Energiemix in der Metropolregion darstellt.

C. Energieerzeugung						
1. Gesamtenergieerzeugung						
1.1 Gesamtproduktion		128.736	GWh	100%		
2. Erzeugung nach Energieträger						
2.1 Kohle		10.522	GWh	8,17%		
2.2 Mineralöl		45.711	GWh	35,51%		
2.3 Erdgas		32.286	GWh	25,08%		
2.4 Uran		23.559	GWh	18,30%		
2.5 Sonstige		3.170	GWh	2,46%		
2.6 Summe fossile/atomare Energiträger		115.246	GWh	89,52%		
	Strom	23.900	GWh		83,04%	
	Wärme	59.513	GWh		90,00%	
	Kraftstoff	34.730	GWh		95,09%	
2.7 erneuerbare Energien		13.288	GWh	10,32%		
	Strom	4.883	GWh		16,96%	
	Wärme	6.610	GWh		10,00%	
	Kraftstoff	1.795	GWh		4,91%	
3. Aufschlüsselung der Energieerzeugung von erneuerbaren Energien						
3.1 Sonnenenergie						
	Strom	377	GWh	27.681	Anlagen	59,18%
	Wärme	260	GWh	19.090	Anlagen	40,82%
	Kraftstoff	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Insgesamt	637	GWh	4,79%		
3.2 Windkraft						
	Strom	2.700	GWh	1.263	Anlagen	100,00%
	Wärme	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Kraftstoff	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Insgesamt	2.700	GWh	20,32%		
3.3 Wasserkraft						
	Strom	170	GWh	206	Anlagen	100,00%
	Wärme	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Kraftstoff	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Insgesamt	170	GWh	1,28%		
3.4 Geothermie						
	Strom	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Wärme	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Kraftstoff	0	GWh	0	Anlagen	0,00%
	Insgesamt	0	GWh	0,00%		
3.5 Bioenergie						
	Strom	1.636	GWh	527	Anlagen	16,73%
	Wärme	6.350	GWh	2.046	Anlagen	64,92%
	Kraftstoff	1.795	GWh	578	Anlagen	18,35%
	Insgesamt	9.781	GWh	73,61%		

Abbildung 24: Aktuelle Energieerzeugung in der Simulation
Quelle: Eigene Darstellung.

Ziel dieser Simulation ist es, festzustellen in wie fern es möglich ist, in der Metropolregion eine Energieautarkie aus erneuerbaren Energien, bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Aus diesem Grund wurden die Potentiale der erneuerbaren Energieträger in der Metropolregion ermittelt.

D. Energiepotentiale (in GWh pro Jahr)

	Strom	Wärme	Kraftstoff	Total
Sonnenenergie	34.000	14.903	0	48.903,00
Windkraft	22.400	0	0	22.400,00
Wasserenergie	317	0	0	317,00
Geothermie	32.100	1.466.667	0	1.498.767,00
Bioenergie	2.715	7.515	5.565	15.795,00
Total	91.532,00	1.489.085,00	5.565,00	1.586.182,00

Abbildung 25: Energiepotentiale der erneuerbaren Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

Nach Betrachtung der Ausgangssituation und der Potentiale können nun die Annahmen für die Szenarien formuliert werden. Als erstes werden Annahmen über den künftigen Energiebedarf getroffen.

Energiebedarf

	2050		2010		
Einwohner	3.000.000		4.066.115		Ew
Bedarf total			131.431		GWh
Strom	0	28,00%	28.783	21,90%	%
Wärme	0	50,00%	66.123	50,31%	%
Kraftstoff	0	22,00%	36.525	27,79%	%
Haushalte	0	22,00%	33.778	25,70%	%
GHD	0	12,00%	20.503	15,60%	%
Industrie	0	41,00%	37.326	28,40%	%
Verkehr	0	25,00%	39.823	30,30%	%

Abbildung 26: Energiebedarf-Annahmen
Quelle: Eigene Darstellung.

Neben dem gesamten Bedarf spielt vor allem die Aufteilung auf die drei Energieanwendungsarten Strom, Wärme und Kraftstoff eine bedeutende Rolle, um die benötigte Erzeugungsmenge zu ermitteln. Für alle Szenarien wird folgende Aufteilung angenommen: Strom 28%, Wärme 50% und Kraftstoff 22%, da anzunehmen ist, dass sich der Kraftstoffbedarf durch Motoren mit geringerem Verbrauch und durch Elektroantriebe reduzieren wird. Der Strombedarf wird sich aufgrund der zunehmenden Komfortansprüche der Menschen erhöhen. Die Einwohner und die Verbrauchssektoren sind eher nebensächlich zu betrachten und dienen eher als Visualisierungshilfe. Bei den Verbrauchssektoren wird auch

eine veränderte Verteilung des Energieverbrauchs angenommen: Haushalte 22%, GHD 12%. Industrie 41% und Verkehr 25%. Der Industriesektor ist der einzige Sektor der seinen Anteil am gesamten Energieverbrauch erhöht, da in Zukunft mit einer weiter zunehmenden Industrialisierung der Gesellschafft zu rechnen ist.

Erster vorgestellter erneuerbarer Energieträger ist die Sonnenenergie. Abbildung 27 stellt die Annahmen für die Sonnenenergie in der Simulation dar. In grauer Farbe wurden, soweit vorhanden, die Zahlen aus 2010 und die Einheiten angegeben.

Sonnenenergie			
	2050	2010	
belegte Dachflächen	1.000	209	ha
belegte Freiflächen	3.000	0	ha
Energiegestehungskosten **Strom**	0,26		€/KWh
Stromertrag pro ha	4		GWh
Stromanteil	61,00%	59,18%	%
Energiegestehungskosten **Wärme**	0,22		€/KWh
Wärmeertrag pro ha	1,5		GWh
Wärmeanteil	39,00%	40,82%	%
Kraftstoffanteil	0,00%	0,00%	%

Abbildung 27: Sonnenenergie-Annahmen
Quelle: Eigene Darstellung.

Berechnungsgrundlage bei der Sonnenenergie sind die belegbaren Dach- und Freiflächen, auf denen Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen installiert werden können. Bei der Sonnenenergie wird zwischen Solarthermie (Wärme) und Photovoltaik (Strom) unterschieden. Beide unterscheiden sich erheblich in ihren Wirkungsgraden.[144] Während Solarthermie im Jahr 2007 3,7 GWh pro Hektar erzeugte, wurden durch Photovoltaik nur 1,2 GWh erreicht. Für die Simulation wird ein jährlicher Ertrag pro Hektar für Solarthermie von 4 GWh und für Photovoltaik von 1,5 GWh angenommen. Diese leicht höheren Werte sind als pauschale Annahme durch den technologischen Fortschritt begründet. Auch die Energiegestehungskosten unterscheiden sich bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Für Strom betragen sie 0,26 €/kWh und für Wärme 0,22 €/kWh. Nachfolgend werden die Windkraftannahmen dargestellt.

Windkraft			
	2050	2010	
belegte Fläche	52.000	13.005	ha
Ertrag pro ha	0,4	0,208	GWh
Energiegestehungskosten **Strom**	0,07		€/KWh
Stromanteil	100,00%	100,00%	%
Wärmeanteil	0,00%	0,00%	%
Kraftstoffanteil	0,00%	0,00%	%

Abbildung 28: Windkraft-Annahmen
Quelle: Eigene Darstellung.

[144] Vgl. hierzu und zum Folgenden Schmidt-Kanefendt (ohne Datum-a), S. 3.

Auch bei der Windkraft ist die belegte Fläche die Berechnungsgrundlage. Jedoch kann durch Windkraft nur Strom erzeugt werden. Die Energiegestehungskosten belaufen sich hier auf 0,07 € pro kWh. Als Stromertragsannahme wird hier ein Wert von 0,4 GWh pro Hektar veranschlagt, während 2007 noch 0,34 GWh pro Hektar erzeugt wurden.[145] Auch diese Aufrundung ist durch den zukünftigen technologischen Fortschritt zu begründen.

Dritter erneuerbarer Energieträger im Rahmen der Simulation ist die Wasserkraft.

Wasserkraft			
	2050	2010	
Potential **Strom**	317	317	GWh
%-Nutzung	90%	54%	%
Energiegestehungskosten Strom	0,10		€/KWh
Stromanteil	100,00%	100,00%	%
Wärmeanteil	0,00%	0,00%	%
Kraftstoffanteil	0,00%	0,00%	%

Abbildung 29: Wasserkraft-Annahmen
Quelle: Eigene Darstellung.

Anders als bei Wind- und Sonnenenergie ist bei der Wasserkraft die Belegungsfläche nicht die Berechnungsgrundlage. Dies hat den Grund, dass der Flächenbedarf einer Wasserkraftanlage nicht so einfach erstellt werden kann. Daher wird hier das gesamte Potential der Wasserkraft genutzt (siehe Abbildung 19: Potentiale aus erneuerbaren Energien). Die Berechnung erfolgt durch die prozentuale Ausnutzung des Potentials im Jahr 2050. Auch Wasserkraft kann nur zur Stromerzeugung genutzt werden. Die Energiegestehungskosten belaufen sich auf 0,10 € pro kWh.

2010 kann die Nutzung von Geothermie in der Metropolregion noch vernachlässigt werden, doch für das Jahr 2050 ist sie aufgrund des hohen Potentials unverzichtbar.

Geothermie			
	2050	2010	
Potential **Strom**	32.100		GWh
%-Nutzung	75%	0%	%
Energiegestehungskosten Strom	0,22		€/KWh
Potential **Wärme**	1.466.667		GWh
%-Nutzung	3,50%	0%	%
Energiegestehungskosten Wärme	0,09		€/KWh
Potential **Kraftstoff**	0		GWh
%-Nutzung	0%		%

Abbildung 30: Geothermie-Annahmen
Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bei der Wasserkraft ist auch bei der Geothermie die belegte Fläche schwer zu ermitteln. Daher wird auch hier auf das gesamte Potential und deren prozentuale Nutzung im

[145] Vgl. hierzu und zum Folgenden Schmidt-Kanefendt (ohne Datum), S. 2.

Jahr 2050 zurückgegriffen. Durch Geothermie kann sowohl Strom, als auch Wärme erzeugt werden. Strom und Wärme unterscheiden sich dabei sowohl in ihrem Potential als auch in ihren Energiegestehungskosten sehr deutlich. Das Strompotential bei der Geothermie beträgt 32.100 GWh und das der Wärme 1.466.667 GWh. Die Energiegestehungskosten belaufen sich auf 0,22 €/kWh für Strom und auf 0,09 €/kWh für Wärme.

Der letzte und zugleich auch komplexeste betrachtete erneuerbare Energieträger ist die Bioenergie.

Bioenergie			
	2050	2010	
Energiegestehungskosten Strom	0,22		€/KWh
Energiegestehungskosten Wärme	0,26		€/KWh
Energiegestehungskosten Kraftstoff	0,08		€/KWh
Anbaufläche **Silomais**	90.000	58.269	ha
Nutzungsgrad Energiepflanzen	30%	10,00%	ha
Ertrag pro ha	0,04144		GWh
Stromanteil	25,00%		%
Wärmeanteil	75,00%		%
Kraftstoffanteil	0,00%		%
Anbaufläche **Grünland**	151.941	151.941	ha
Nutzungsgrad Energiepflanzen	20%	10%	ha
Ertrag pro ha	0,03163		GWh
Stromanteil	25,00%		%
Wärmeanteil	75,00%		%
Kraftstoffanteil	0,00%		%
Anbaufläche **Winterraps**	100.000	80.958	ha
Nutzungsgrad Energiepflanzen	40%	10,00%	ha
Ertrag pro ha	0,0141		GWh
Stromanteil	0,00%		%
Wärmeanteil	0,00%		%
Kraftstoffanteil	100,00%		%
Anbaufläche **Getreide**	422.513	422.513	ha
Nutzungsgrad Energiepflanzen	20%	10%	ha
Ertrag pro ha	0,0147		GWh
Stromanteil	0,00%		%
Wärmeanteil	0,00%		%
Kraftstoffanteil	100,00%		%
Waldfläche	582.217	582.217	GWh
Nutzungsgrad Energieerzeugung	25%	10%	%
Ertrag pro ha	0,0171		GWh
Stromanteil	25,00%		%
Wärmeanteil	75,00%		%
Kraftstoffanteil	0,00%		%
Sonstiges nutzbares Energiepotential Strom	1.574		GWh
Prozentuale Deckung des Strompotentials	90,00%		%
Sonstiges nutzbares Energiepotential Wärme	4.091		GWh
Prozentuale Deckung des Wärmepotentials	90,00%		%
Sonstiges nutzbares Energiepotential Kraftstoff	3.759		GWh
Prozentuale Deckung des Kraftstoffpotentials	90,00%		%

Abbildung 31: Bioenergie-Annahmen
Quelle: Eigene Darstellung.

Bioenergie kann durch die Verarbeitung vieler verschiedener Pflanzen und Fruchtsorten gewonnen werden. Exemplarisch wird in der Simulation auf Silomais, Gras, Winterraps, Getreide und Holz zurückgegriffen, deren Energieertrag durch ihre Anbaufläche und den prozentualen Nutzungsgrad der Anbaufläche zur Energieerzeugung berechnet werden kann. Während Silomais, Gras und Holz zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden, können Winterraps und Getreide nur zur Treibstoffgewinnung verwendet werden. Der Ertrag kann wie folgt errechnet werden.[146]

Silomais, Gras:

$$Heizwert/ha = Biogasertrag/ha * (Heizwert\ Biogas * Methangehalt\ Substrat)$$

Beispielrechnung für Silomais:

$$41440[KWh] = 8000[m^3] * (9{,}97\ [\frac{KWh}{m^3}] * 52\%)$$

Winterraps, Getreide:[147]

$$Heizwert/ha = Kraftstoffertrag/ha * Heizwert$$

Beispielrechnung Winterraps:

$$14057{,}64[KWh] = 1550\left[\frac{l}{ha}\right] * \frac{32{,}65[\frac{MJ}{l}]}{3{,}6[\frac{MJ}{KWh}]}$$[148]

Holz:[149]

Bei der Berechnung des Heizwertes von Holz pro Hektar spielt der jährliche Zuwachs pro Hektar eine besondere Rolle. In der Forstwirtschaft bezeichnet man als Zuwachs die jährliche Mehrung des Bestandes des Forstes. Dies ist besonders in Anbetracht einer regenerativen Wirtschaft interessant, da nur so viele Bäume gefällt werden sollten wie auch nachwachsen.

$$Heizwert/ha = jährlicher\ Zuwachs/ha * Energiegehalt\ Brennholz$$

Rechnung:

$$17070{,}55[KWh] = 10{,}57\left[\frac{m^3}{ha}\right] * 1615[\frac{KWh}{m^3}]$$

[146] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNR (2008), S. 3f.
[147] Vgl. hierzu und zum Folgenden FNR (2008a), S. 2,5.
[148] 3,6 = Umrechnungsfaktor MJ zu kWh.
[149] Vgl. hierzu und zum Folgenden BMU (2002), o. S.; Regionalenergie Steiermark (ohne Datum), o. S..

Für die Szenarien werden folgende Annahmen getroffen. Die Anbauflächen der Fruchtsorten bleiben im Vergleich zu 2010 gleich. Es wird lediglich der prozentuale Anteil der Anbauflächen, der zur Energieerzeugung verwendet wird, verändert. Von den Ausgangswerten von jeweils 10% verändern sich die Anteile folgendermaßen: Silomais 30%, Grünland 20%, Winterraps 40%, Getreide 20% und Wald 25%.
Da es sich bei den hier betrachteten nachwachsenden Rohstoffen nur um einen Ausschnitt handelt und andere Formen vernachlässigt werden (z.B. andere Fruchtsorten, Müll, Deponiegas, …), werden alle anderen in dem Reiter „Sonstiges nutzbares Energiepotential“ zusammengefasst, der sich folgendermaßen berechnen lässt.

$$Sonstiges\ nutzbares\ Energiepotential = Gesamtpotential - Erzeugung\ [Mais, Gras, Raps, Getreide, Holz]$$

Da das gesamte Potential der erneuerbaren Energieträger in Bezug auf Kraftstofferzeugung nur etwa 5.500 GWh pro Jahr beträgt und dieses nicht ausreicht um die Kraftstoffnachfrage zu decken, wird im Modell eine weitere Annahme getroffen. Jegliche Kraftstoffnachfrage die durch die Erzeugung der fünf Energieträger so nicht gedeckt werden kann, wird durch eine vermehrte Stromerzeugung kompensiert:

$$Kraftstofferzeugung\ durch\ Strom = Kraftstoffbedarf - Erzeugung\ durch\ Bioenergie$$

Dadurch erhöht sich des gesamt Stromerzeugung um diesen Betrag. Dieser zusätzliche Bedarf wird auf die Stromerzeugenden erneuerbaren Energieträger verteilt.

Das Modell baut sich dann folgendermaßen auf:

Modellfunktion:

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m} x_{i,j} = d_j$$

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m} x_{i,j} * g_{i,j} = g_{gesamt}$$

Nebenbedingung:

$0 \leq x_i \leq c_i$

Parameter:

x = Energieerzeugung

d = Nachfrage

c = Kapazität

g = Energiegestehungskosten

Indizes:

$i \in N \quad Energieträger(Sonne, Wind, Wasser, Geothermie, Bioenergie)$
$j \in M \quad Energieform(Strom, Wärme, Treibstoff)$

Nachdem nun das Modell und die ihm zugrunde liegenden Annahmen erläutert wurden, kann die Simulation der Szenarien durchgeführt werden.

5.3 Szenario-Simulation

Alle Szenarien sind ähnlich aufgebaut. Sie haben alle das Ziel die Gesamtkosten zu minimieren. In der Excel-Datei werden verschiedene Ausgabegrafiken erzeugt, die jedoch nicht alle im Text wiedergegeben werden. Die nicht gezeigten Diagramme können im Anhang nachgeschlagen werden.

5.3.1 Szenario 1: Rückgang des Energiebedarfes um 5%

Die Hauptannahme dieses Szenario ist, dass der Energiebedarf in der Metropolregion um 5% zurückgehen wird. Diese Annahme beruht, wie schon in Kapitel 4.1 geschildert, nur auf der Bevölkerungs-, Gesellschafts- und Wirtschaftsentwicklung bis zum Jahre 2050. Effizientere Technik und umweltbewussteres Handeln der Menschen werden bei dieser Energieprognose nicht berücksichtigt.

Während in der Metropolregion im Jahr 2010 noch ein Energiebedarf von 132.000 GWh gedeckt werden musste, nimmt dieses Szenario für das Jahr 2050 einen Bedarf von 125.000 GWh an. Die folgende Abbildung gibt den günstigsten Energiemix hierfür an.

2. Energienachfrage & Energieerzeugung (in GWh / Jahr)

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	56.935	62.500	27.500	125.000
Sonnenenergie	493	343	0	836
Windkraft	22.400	0	0	22.400
Wasserkraft	317	0	0	317
Geothermie	31.137	55.880	0	87.017
Bioenergie	2.715	6.418	5.565	14.698
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	21.935	
	57.062	62.641	27.500	125.268

Abbildung 32: Szenario 1 - Energienachfrage & Energieerzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund der hohen Energiegestehungskosten wird ein weiterer Ausbau der Sonnenenergie nicht weiter vorgenommen. Bei Windkraft wird aufgrund der niedrigen Energiegestehungskosten für Strom das komplette Potential ausgenutzt. Dafür werden 56.000 ha Fläche benötigt (2010 sind es 13.000 ha). Auch das Potential der Wasserkraft wird zu 100% ausgeschöpft. Der Großteil der Energieerzeugung erfolgt durch die Geothermie. 97% des Strompotentials und 3,81% des Wärmepotentials werden verwendet um die Energieversorgung kostengünstig zu gestalten. Der Rest der benötigten Energie wird durch die Bioenergie gedeckt. Das Strom- und Kraftstoffpotential der Bioenergie wird komplett ausgenutzt. Bei der Wärmeerzeugung bleiben die Werte allerdings im Rahmen der Ausgangswerte, da aufgrund der niedrigeren Wärmegestehungskosten der Geothermie, nur diese zusätzlich installiert wird. Das folgende Diagramm gibt den Energiemix grafisch wieder.

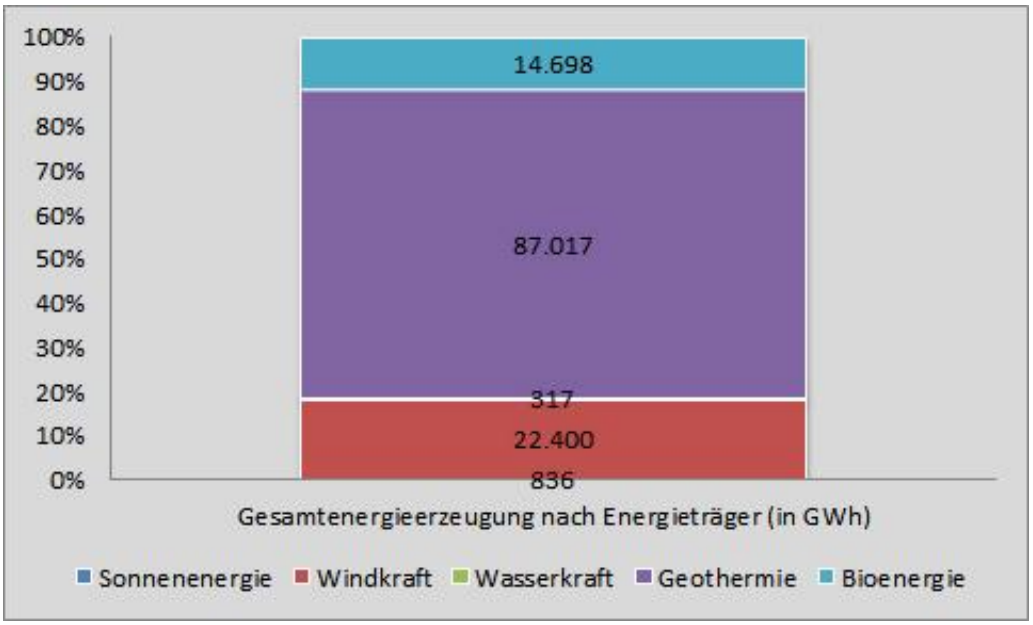


Abbildung 33: Szenario 1 – Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

Dieser Energiemix führt anhand der Energiegestehungskosten zu folgender Kostenauswertung:

3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	128.242.400	75.407.200	0	203.649.600
Windkraft	1.568.000.000	0	0	1.568.000.000
Wasserkraft	31.700.000	0	0	31.700.000
Geothermie	6.850.140.000	5.029.201.143	0	11.879.341.143
Bioenergie	597.300.000	1.668.760.790	445.200.000	2.711.260.790
Kosten total	9.175.382.400	6.773.369.133	445.200.000	16.393.951.533

Abbildung 34: Szenario 1 – Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Darstellung.

Insgesamt fallen Energiegestehungskosten in Höhe von knapp 16,4 Milliarden Euro an und sind damit knapp doppelt so hoch wie im Jahr 2010 (ca. 8,6 Mrd.). Der Großteil der Kosten mit 56% wird durch die Stromerzeugung verursacht. Die Wärmeerzeugung macht hingegen nur 41% aus. Auf der Energieträgerseite ist der Hauptverursacher die Geothermie. Dies ist jedoch darin begründet, dass sie die Hauptlast der Energieerzeugung trägt. Positiv zu erwähnen ist die Windkraft, da sie nur Kosten in Höhe von 1,57 Milliarden Euro verursacht und das obwohl das gesamte Potential von 22.400 GWh ausgeschöpft wird.

Nimmt man die anteilsmäßigen durchschnittlichen Gestehungskosten für Strom (0,15 €/kWh) als Berechnungsgrundlage für die Strommenge an, die zusätzlich erzeugt wurde

um den Kraftstoffbedarf zu decken, so würden von den Stromgestehungskosten 3,3 Milliarden Euro zu den Gestehungskosten für Kraftstoff gehören. Die anteilsmäßigen durchschnittlichen Gestehungskosten (dG) für Strom lassen sich wie folgt berechnen:

$$dG = \sum_{i=1}^{n} \frac{x_{i,Strom}}{d_{Strom}} * g_i$$

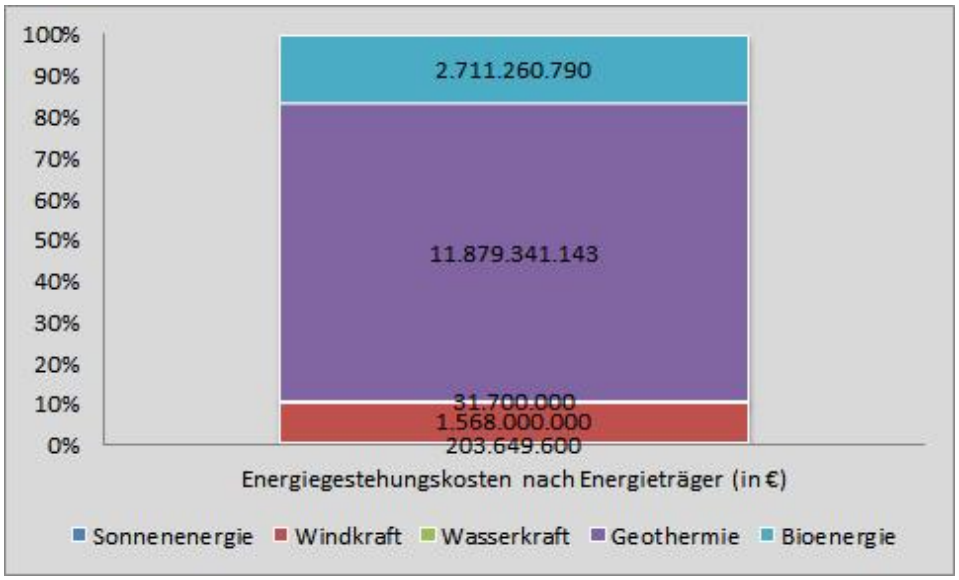


Abbildung 35: Szenario 1 – Energiegestehungskosten nach Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.2 Szenario 2: Rückgang des Energiebedarfes um 25%

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass der Energiebedarf um 25% auf 98.500 GWh zurückgeht. Dieser Rückgang unterliegt der Annahme, dass zusätzlich zu der Entwicklung aus Szenario 1, noch effizientere Technologien einen starken Rückgang des Energiebedarfs ermöglichen.

Auf Basis der 98.500 GWh Energiebedarf ergibt sich der nachfolgende Energiemix.

2. Energienachfrage & Energieerzeugung (in GWh / Jahr)

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	43.685	49.250	21.670	98.500
Sonnenenergie	493	343	0	836
Windkraft	22.400	0	0	22.400
Wasserkraft	317	0	0	317
Geothermie	19.100	42.533	0	61.633
Bioenergie	1.377	6.418	5.565	13.361
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	16.105	
	43.687	49.294	21.670	98.546

Abbildung 36: Szenario 2 – Energienachfrage & Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Verglichen mit Szenario 1 ändert sich nur sehr wenig. Von Wind- und Wasserkraft werden immer noch 100% des Potentials genutzt, während Sonnenenergie weiterhin nicht zusätzlich ausgebaut wird. Die Stromerzeugung aus der Bioenergie wird in diesem Szenario auch nicht weiter ausgebaut, sondern verharrt auf ihrem Ausgangswert. Die einzigen großen Veränderungen geschehen im Bereich der Geothermie. Zur Stromerzeugung muss durch sie nur noch 19.100 GWh beigetragen werden. Das entspricht gegenüber Szenario 1 (31.137 GWh) einem Rückgang um 39%. Bei dem Wärmebedarf deckt die Geothermie 42.533 GWh ab, was 24% weniger sind als in Szenario 1 (55.880 GWh). Das Ergebnis lässt sich grafisch folgendermaßen darstellen:

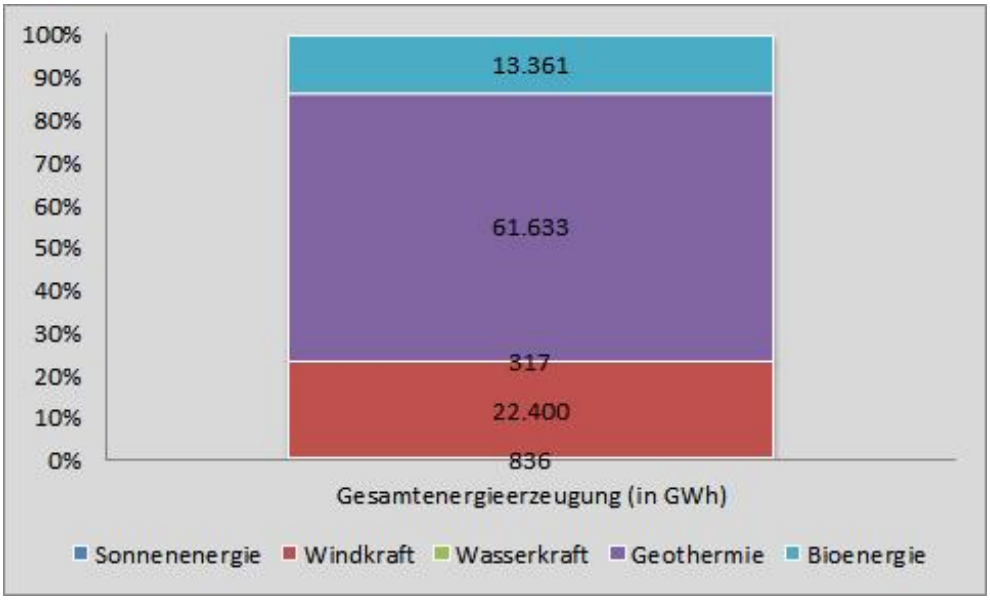


Abbildung 37: Szenario 2 - Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

Dieser Energiemix führt anhand der angegebenen Energiegestehungskosten zu folgender Kostenauswertung:

3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	128.242.400	75.407.200	0	203.649.600
Windkraft	1.568.000.000	0	0	1.568.000.000
Wasserkraft	31.700.000	0	0	31.700.000
Geothermie	4.201.890.000	3.828.000.870	0	8.029.890.870
Bioenergie	302.983.585	1.668.760.790	445.200.000	2.416.944.375
Kosten total	6.232.815.985	5.572.168.860	445.200.000	12.250.184.845

Abbildung 38: Szenario 2 – Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Darstellung.

Im Vergleich zu Szenario 1 fallen hier durch den geringeren Verbrauch von 26.500 GWh, mehr als vier Milliarden Euro weniger Energiegestehungskosten an. Die Kosten sind aber immer noch knapp vier Milliarden Euro höher als 2010. Der Rückgang der Kosten ist auf den Rückgang der Ausnutzung des Geothermiepotentials zurückzuführen und beträgt knapp 3,9 Milliarden Euro. Des Weiteren kann festgestellt werden, dass der Unterschied zwischen den Strom- und Wärmekosten nicht mehr so groß ist wie noch in Szenario 1. Dieses ist dadurch zu erklären, dass viel weniger Strom benötigt wird, der zuvor durch die, im Vergleich, sehr teure Geothermie (Energiegestehungskosten von 0,22 €/kWh) bereitgestellt werden musste. Der Betrag der Stromgestehungskosten der für die Deckung des Kraftstoffbedarfs notwendig ist, würde sich bei durchschnittlich 0,14 € pro kWh auf 2,2 Milliarden Euro belaufen.

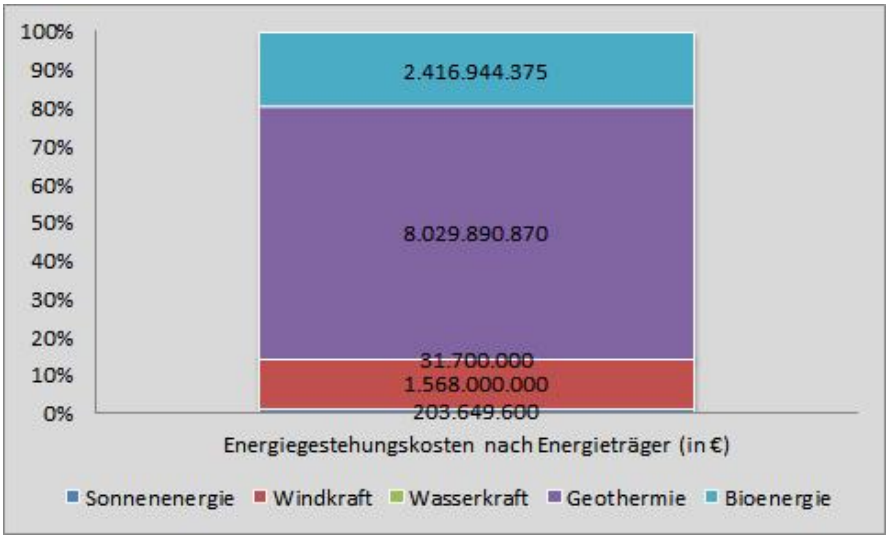


Abbildung 39: Szenario 2 – Energiegestehungskosten nach Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.3 Szenario 3: Rückgang des Energiebedarfes um 37%

Szenario 3 basiert auf der Annahme, dass der Energiebedarf bis 2050 um 37% sinken wird. Diese Entwicklung basiert auf den Entwicklungen in Szenario 2. Zusätzlich wird noch ein zunehmend umweltbewusstes Handeln der Bevölkerung vorausgesetzt. Dieses Verhalten kann sich in verschiedenen Bereichen widerspiegeln. Beispielsweise benutzen die Menschen vermehrt Öffentliche Verkehrsmittel, statt ihr eigenes Auto oder sie achten besser darauf, nicht unnötig Energie zu verschwenden.

In diesem Szenario muss daher nur noch ein Energiebedarf von 83.000 GWh gedeckt werden und es ergeben sich folgende Bedarfs- und Erzeugungsmengen:

2. Energienachfrage & Energieerzeugung (in GWh / Jahr)

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	35.935	41.500	18.260	83.000
Sonnenenergie	493	343	0	836
Windkraft	22.400	0	0	22.400
Wasserkraft	317	0	0	317
Geothermie	11.396	34.760	0	46.156
Bioenergie	1.377	6.418	5.565	13.361
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	12.695	
	35.983	41.521	18.260	83.069

Abbildung 40: Szenario 3 – Energienachfrage & Energieerzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ergebnisse sind ähnlich wie in Szenario 2. Der einzige Unterschied hier ist, dass durch Geothermie knapp 15.500 GWh weniger erzeugt werden müssen um die Energienachfrage zu befriedigen. Um die Erzeugungsmengen von Strom (11.396 GWh) und Wärme (34.760 GWh) zu decken, muss jeweils nur noch das Potential zu 35,5% beziehungsweise 2,37% erschlossen und genutzt werden. Grafisch lässt sich die Energieerzeugung nach Energieträgern folgendermaßen darstellen:

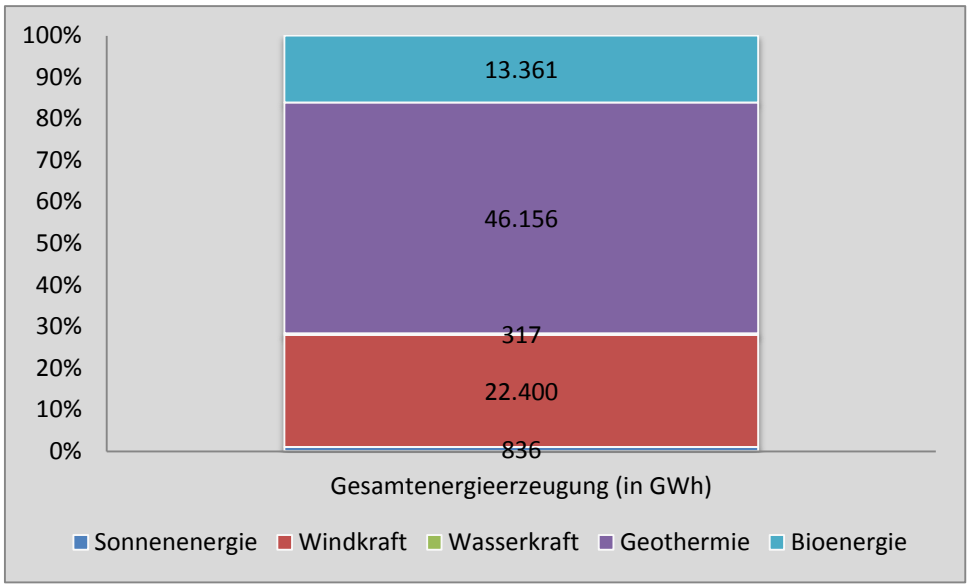


Abbildung 41: Szenario 3 – Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

Durch diese Verteilung der Energieerzeugung entstehen folgende Kosten:

3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	128.242.400	75.407.200	0	203.649.600
Windkraft	1.568.000.000	0	0	1.568.000.000
Wasserkraft	31.700.000	0	0	31.700.000
Geothermie	2.507.010.000	3.128.400.711	0	5.635.410.711
Bioenergie	302.983.585	1.668.760.790	445.200.000	2.416.944.375
Kosten total	4.537.935.985	4.872.568.701	445.200.000	9.855.704.686

Abbildung 42: Szenario 3 – Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Darstellung.

Auffällig bei der Kostenverteilung ist, dass erstmals die Gestehungskosten für Strom (~ 4,5 Mrd. Euro) unter denen für Wärme (~ 4,8 Mrd. Euro) liegen. Wie in Szenario 2 muss viel weniger Strom zu den relativ teuren Gestehungskosten der Geothermie erzeugt werden. Insgesamt sinken die Energiegestehungskosten auf unter 10 Milliarden Euro und sind somit nur noch 1,2 Milliarden Euro höher als 2010. Mit nur noch 9,86 Milliarden Euro sind sie um 6,53 Milliarden Euro (~ 40%) niedriger als noch in Szenario 1. Von den 4,5 Milliarden Euro Kosten für Strom würden bei durchschnittlichen Gestehungskosten von 0,12 € pro kWh, 1,5 Milliarden Euro für die Deckung des Kraftstoffbedarfs verwendet werden.

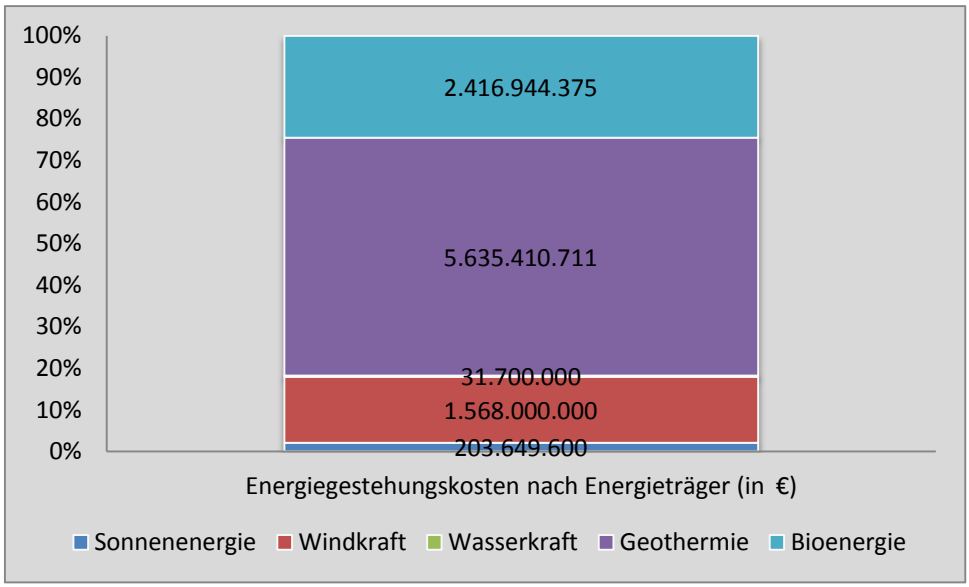


Abbildung 43: Szenario 3 - Energiegestehungskosten nach Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.4 Szenario 4: Prozentuale Ausnutzung des Potentials

In diesem Szenario wird untersucht, wie viel Prozent des Potentials der Energieträger im Durchschnitt notwendig sind um den Energiebedarf zu decken. Die Minimierung der Kosten spielt in diesem Szenario keine Rolle, auch die Ausgangswerte wurden bei der Erstellung dieses Szenario nicht berücksichtigt. Als Referenzszenario für dieses und die noch folgenden Szenarien dient Szenario 2 mit einem Energiebedarf von 98.500 GWh. Bei der Durchführung dieser Simulationsrunde ist folgendes Ergebnis herausgekommen:

2. Energienachfrage & Energieerzeugung (in GWh / Jahr)

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	43.685	49.250	21.670	98.500
Sonnenenergie	16.228	493	0	16.721
Windkraft	10.692	0	0	10.692
Wasserkraft	151	0	0	151
Geothermie	15.321	48.547	0	63.868
Bioenergie	1.296	249	5.565	7.110
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	16.105	
	43.688	49.289	21.670	98.542

Abbildung 44: Szenario 4 - Energienachfrage & Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Um den Strombedarf von mehr als 43.000 GWh zu decken, müssen im Durchschnitt 47,43% der Strompotentiale genutzt werden. Bei der Sonnenenergie müssen daher 4.057 ha der Dach- und Freiflächen mit Photovoltaikanlagen bedeckt werden. Bei der Windener-

gie werden 26.730 ha Fläche für Windparks benötigt, um dieses anteilige Potential zu decken. Die Wasserkraft würde 151 GWh beisteuern. Jedoch wird durch diesen Energieträger heute bereits 54% (~ 171 GWh) des Potentials in der Metropolregion genutzt. Das gleiche gilt auch für die Bioenergie, durch die in diesem Szenario 1.296 GWh erzeugt werden, in der Realität heute aber schon 1.636 GWh (~ 60% des Potentials) ausgenutzt werden.
Bei der Wärmeerzeugung ist eine durchschnittlich 3,31 prozentige Ausnutzung des Potentials notwendig um die Nachfrage zu befriedigen. Bei der Sonnenenergie würde dazu eine Fläche von 328,7 ha benötigt werden. Dieses Ergebnis wird durch das extrem hohe Potential der Geothermie verzerrt. Mit einem Potential von 1,47 Millionen GWh genügt schon ein relativ geringer prozentualer Anteil am Gesamtpotential um den Wärmebedarf decken zu können. An der gesamten Wärmeerzeugung hat die Geothermie hier einen Anteil von 98,5%. Insgesamt stellt sich der Energiemix in diesem Szenario folgendermaßen dar:

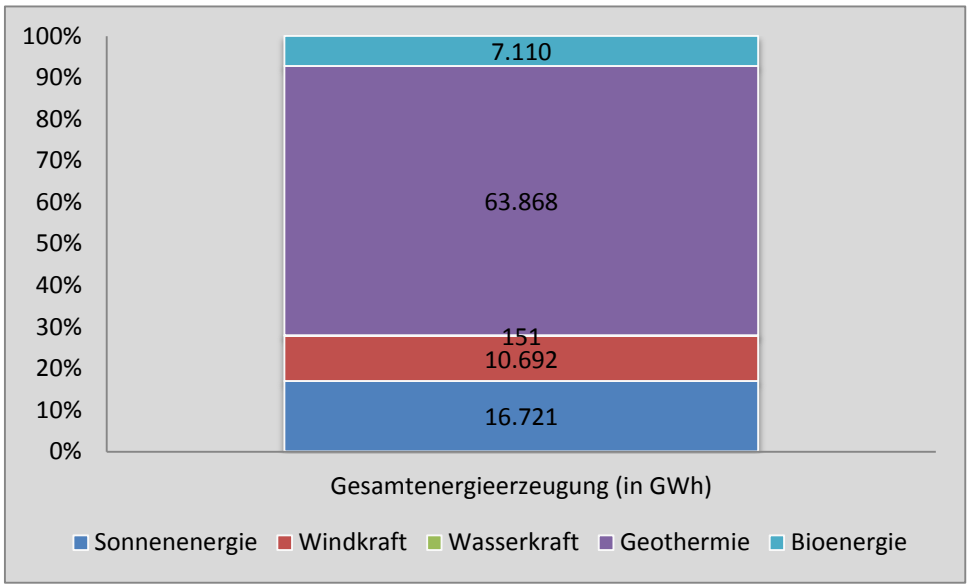


Abbildung 45: Szenario 4 – Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

Durch diese Verteilung der Energieerzeugung würden folgende Kosten entstehen:

3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	4.219.332.000	108.523.646	0	4.327.855.646
Windkraft	748.406.400	0	0	748.406.400
Wasserkraft	15.130.410	0	0	15.130.410
Geothermie	3.370.692.600	4.369.200.993	0	7.739.893.593
Bioenergie	285.091.290	64.674.090	445.200.000	794.965.380
Kosten total	8.638.652.700	4.542.398.729	445.200.000	13.626.251.429

Abbildung 46: Szenario 4 – Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Darstellung.

Gegenüber Szenario 2 sind die Stromkosten um 2,4 Milliarden Euro höher, weil wesentlich mehr Strom durch die relativ teuren Energieträger Sonnenenergie und Geothermie erzeugt wird. Die Wärmekosten fallen jedoch um eine Milliarde Euro niedriger aus als in Szenario 2, da weniger Wärme durch Bioenergie und dadurch mehr durch Geothermie bereitgestellt wird. Durch Bioenergie werden hier 249 GWh Wärme erzeugt, was aber deutlich unter dem heutigen Erzeugungswert der Bioenergie im Wärmesektor (6.350 GWh) liegt. Von den Stromgestehungskosten fallen bei durchschnittlichen Gestehungskosten von 0,19 € pro kWh, 3,08 Milliarden Euro zur Deckung des Kraftstoffbedarfs an. Insgesamt sind die Kosten um 1,2 Milliarden Euro höher als in Szenario 2 und somit ca. um fünf Milliarden höher als noch 2010.

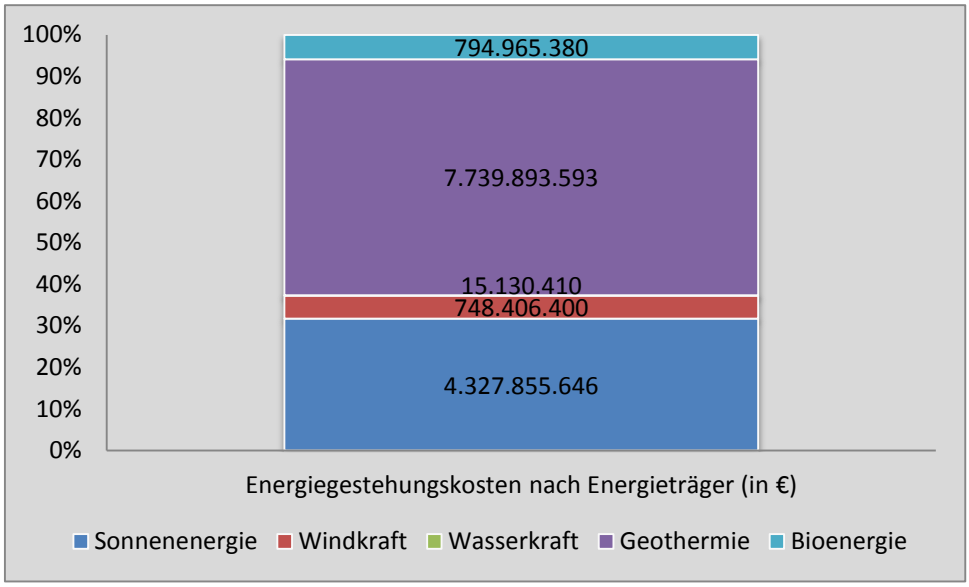


Abbildung 47: Szenario 4 - Energiegestehungskosten nach Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.5 Szenario 5: Effizientere Technik im Bereich der Sonnenenergie

In diesem Szenario wird untersucht, wie sich die Verteilung der Energieerzeugung ändert, wenn sich die Leistung und die Energiegestehungskosten im Bereich der Sonnenenergie verbessern. Für die Stromerzeugung wird nun ein Ertrag pro ha von 6 GWh (vorher 4 GWh) bei Gestehungskosten von 0,13 € pro kWh (vorher 0,26 € pro kWh) angenommen. Bei der Wärme ändern sich die Werte auf 2 GWh pro ha (vorher 1,5) und 0,08 € pro kWh (vorher 0,22 €). In diesem und den nachfolgenden Szenarien wird nun wieder eine Minimierung der Gesamtkosten angestrebt. Dadurch ergeben sich folgende Nachfrage- und Erzeugungswerte:

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	43.685	49.250	21.670	98.500
Sonnenenergie	19.619	14.902	0	34.522
Windkraft	22.400	0	0	22.400
Wasserkraft	317	0	0	317
Geothermie	0	29.333	0	29.333
Bioenergie	1.358	6.418	5.565	13.341
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	16.105	
	43.694	50.654	21.670	99.913

Abbildung 48: Szenario 5 - Energienachfrage & Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Dadurch, dass die Stromerzeugung durch Sonnenenergie nun günstiger ist als die von Geothermie und Bioenergie, wird deren Anteil nun durch Photovoltaikanlagen gedeckt. Um den Betrag von 19.619 GWh zu erzeugen wird eine Fläche von 3269 ha benötigt. Durch die höhere Leistung pro ha werden ca. 700 ha weniger benötigt als in Szenario 4 und es werden auf der Fläche sogar 3.000 GWh mehr erzeugt. Es werden jedoch nur 57,7% des Potentials benötigt um den Strombedarf kostengünstig zu decken.

Auch bei der Wärmeerzeugung ist die Sonnenenergie nun günstig, so dass hier das komplette Potential ausgeschöpft wird. Hierfür wird eine Fläche von 7452 ha benötigt.

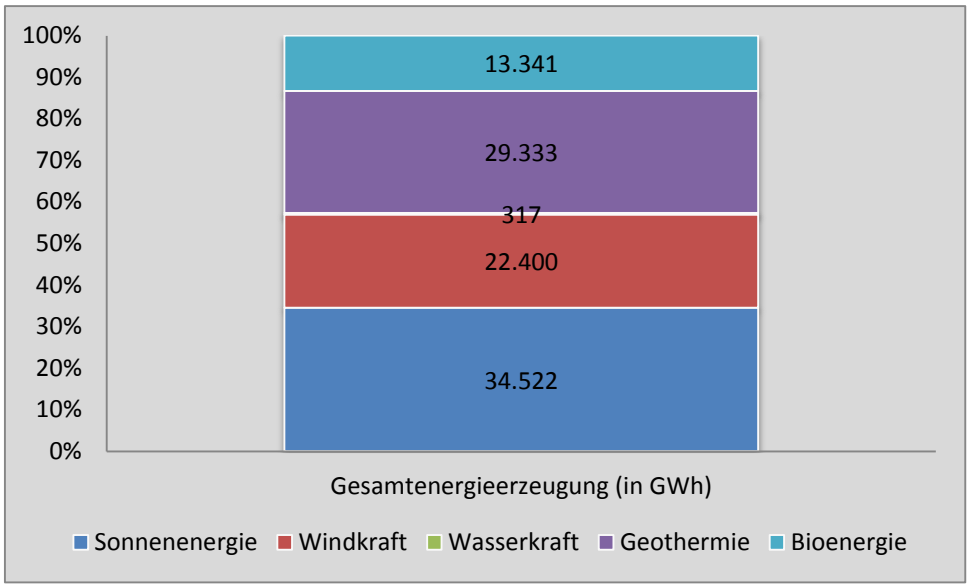


Abbildung 49: Szenario 5 – Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

In diesem Szenario fallen folgende Kosten an:

3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	2.550.525.900	1.192.175.200	0	3.742.701.100
Windkraft	1.568.000.000	0	0	1.568.000.000
Wasserkraft	31.700.000	0	0	31.700.000
Geothermie	0	2.640.000.600	0	2.640.000.600
Bioenergie	298.650.000	1.668.760.790	445.200.000	2.412.610.790
Kosten total	4.448.875.900	5.500.936.590	445.200.000	10.395.012.490

Abbildung 50: Szenario 5 – Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund der niedrigen Energiegestehungskosten der Sonnenenergie können die Gestehungskosten für Strom und Wärme gesenkt werden. Während es bei den Wärmekosten nur 72 Millionen Euro weniger sind als in Szenario 2, werden beim Strom 1,78 Milliarden Euro eingespart. Diese Differenz ist darin zu begründen, dass einerseits die Kosten für Wärme aus Sonnenenergie nur minimal billiger sind als die aus der Geothermie (0,08 € gegenüber 0,09 € pro kWh). Andererseits ist bei den Stromkosten die Sonnenenergie deutlich billiger als Geothermie (0,13 € gegenüber 0,22 € pro kWh). Hinzu kommt noch, dass das genutzte Strompotential des Solarsektors größer ist als das Wärmepotential. Von den Stromgestehungskosten fallen bei durchschnittlichen Gestehungskosten von 0,095 € pro kWh, 1,53 Milliarden Euro zur Deckung des Kraftstoffbedarfs an. Insgesamt fallen die Energiegestehungskosten um 1,86 Milliarden Euro niedriger aus als in Szenario 2 und 1,8

Milliarden höher als im Jahr 2010.

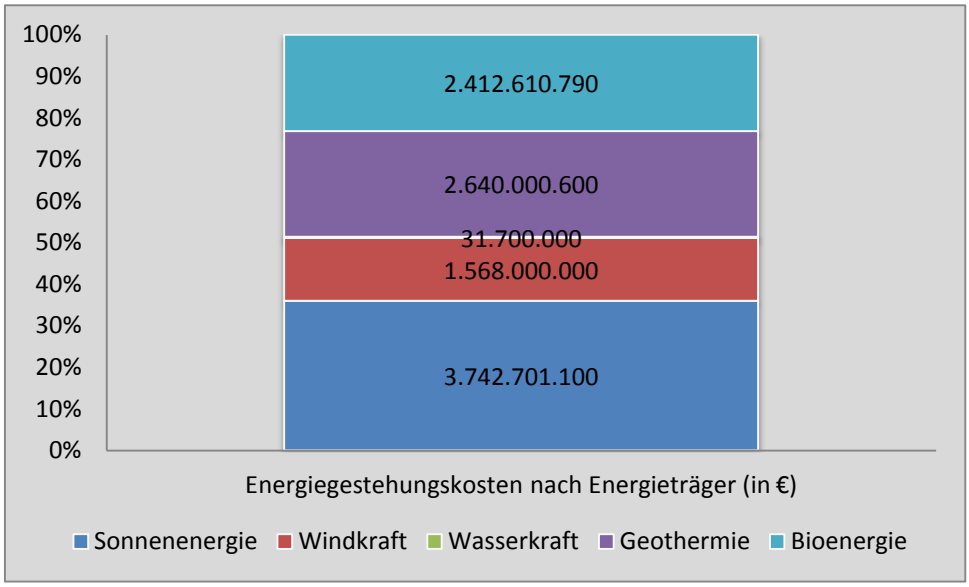


Abbildung 51: Szenario 5 - Energiegestehungskosten nach Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.6 Szenario 6: Die Bevölkerung lehnt einen weiteren Ausbau der Windkraft ab

Das 6. Szenario untersucht wie sich die Energieerzeugung entwickelt, wenn die Bevölkerung einen Ausbau zusätzlicher Windkraftanlagen in ihrer Umgebung ablehnt. Gründe dafür könnten beispielsweise neue wissenschaftliche Erkenntnisse sein, die die Schädlichkeit der Windkraftanlagen für die Gesundheit der Menschen offen legen oder es könnte sich als herrschende Meinung durchsetzten, dass Windkraftanlagen den Anblick der natürlichen Umgebung zerstören und die Menschen dies nicht wollen. In diesem Szenario wird daher angenommen, dass nur auf 18.000 ha der Fläche (entspricht fast 1% der Gesamtfläche der Metropolregion) Windkraftanlagen installiert werden. 2010 waren es bereits 13.000 ha. Dadurch ergeben sich die folgenden Energieerzeugungsmengen:

2. Energienachfrage & Energieerzeugung (in GWh / Jahr)

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	43.685	49.250	21.670	98.500
Sonnenenergie	2.852	276	0	3.128
Windkraft	7.200	0	0	7.200
Wasserkraft	317	0	0	317
Geothermie	32.100	42.680	0	74.780
Bioenergie	1.377	6.331	5.565	13.273
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	16.105	
	43.847	49.286	21.670	98.698

Abbildung 52: Szenario 6 – Energienachfrage & Energieerzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Dadurch, dass Windkraftanlagen nur noch auf einer Fläche von 18.000 ha installiert werden, können nur noch 7.200 GWh Strom durch sie erzeugt werden. Der Fehlbetrag von 15.200 GWh muss von den anderen erneuerbaren Energien kompensiert werden. Dies geschieht vor allem durch einen weiteren Ausbau der Stromnutzung aus Geothermie. Da jedoch das Strompotential der Geothermie nicht ausreicht um den gesamten Strombedarf zu decken, muss noch ein zusätzlicher Beitrag von der Sonnenenergie geleistet werden. Für den benötigten Bedarf von 2.852 GWh müssen 673 ha der Dach- und Freiflächen mit Photovoltaikanlagen bedeckt werden.

Der Energiemix stellt sich grafisch nun folgendermaßen dar:

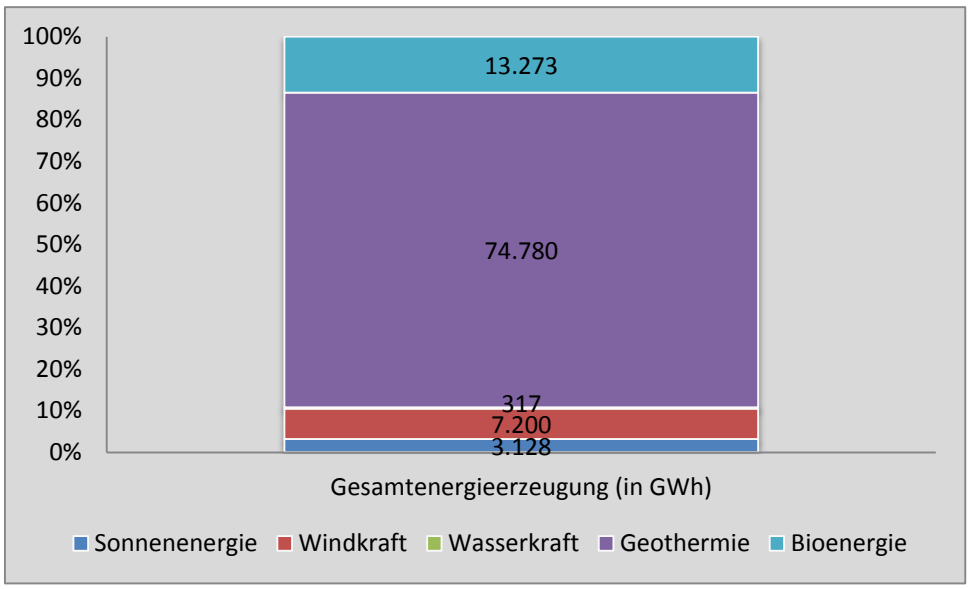


Abbildung 53: Szenario 6 – Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

Durch diesen Energiemix ergeben sich nun folgende Kosten:

3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	741.639.600	60.682.050	0	802.321.650
Windkraft	504.000.000	0	0	504.000.000
Wasserkraft	31.700.000	0	0	31.700.000
Geothermie	7.062.000.000	3.841.200.873	0	10.903.200.873
Bioenergie	302.983.585	1.645.949.654	445.200.000	2.394.133.239
Kosten total	8.642.323.185	5.547.832.577	445.200.000	14.635.355.762

Abbildung 54: Szenario 6 – Energiegestehungskosten
Quelle: Eigene Darstellung.

Windkraft ist bei der Stromerzeugung der günstigste Energieträger bei den Energiegestehungskosten. Daher ist es nicht verwunderlich, dass die gesamten Stromgestehungskosten sich erhöhen, da mehr Strom durch die teurere Geothermie und Sonnenenergie erzeugt werden muss. In diesem Fall erhöhen sich die Stromkosten um 2,41 Milliarden Euro. Um diesen Betrag erhöhen sich daher auch die gesamten Gestehungskosten. Von den Stromgestehungskosten fallen bei durchschnittlichen Gestehungskosten von 0,19 € pro kWh, 3,07 Milliarden Euro zur Deckung des Kraftstoffbedarfs an. Insgesamt liegen die Kosten mit 14,6 Milliarden Euro um 6 Milliarden Euro höher als noch 2010.

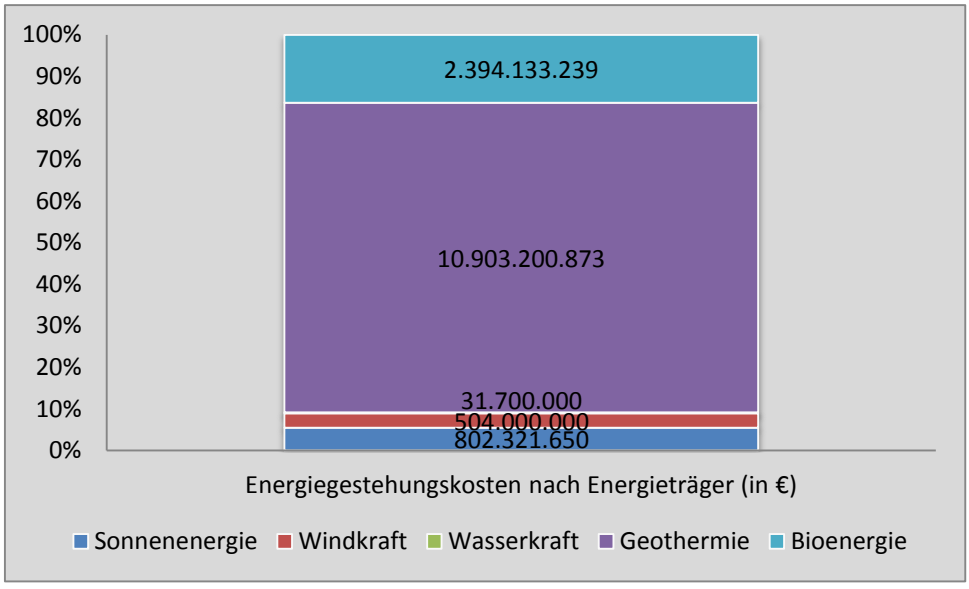


Abbildung 55: Szenario 6 – Energiegestehungskosten nach Energieträger
Quelle: Eigene Darstellung.

5.3.7 Szenario 7: Energieerzeugung ohne Geothermie

Geothermie ist der Energieträger der insgesamt das größte Potential hat. Im Strombereich hat sie mit 32.100 GWh das zweithöchste Potential. Das entspricht 35% des Gesamtpotentials. Bei dem Potential der Wärmeerzeugung steuert die Geothermie 98% (~ 1.466.667 GWh) des Gesamtpotentials bei. Die Frage die sich nun stellt ist, ob die Energieversorgung auch ohne Geothermie sichergestellt werden kann. Ohne Geothermie würden sich folgende Erzeugungsmengen der anderen Energieträger ergeben:

2. Energienachfrage & Energieerzeugung (in GWh / Jahr)

Nachfrage	Strom	Wärme	Kraftstoff	Bedarf total
Erzeugung	43.685	49.250	21.670	98.500
Sonnenenergie	18.267	14.897	0	33.164
Windkraft	22.400	0	0	22.400
Wasserkraft	317	0	0	317
Geothermie	0	0	0	0
Bioenergie	2.715	7.515	5.565	15.795
Deckung durch zusätzliche Stromerzeugung	0	0	16.105	
	43.699	22.412	21.670	71.676

Abbildung 56: Szenario 7 – Energienachfrage & Energieerzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Auch ohne Geothermie ist es möglich die Strom- und somit auch die Kraftstoffversorgung zu decken. Dies gelingt indem 100% der Potentiale von Windkraft, Wasserkraft und Bioenergie ausgenutzt werden. Die Sonnenenergie erzeugt zusätzlich 18.267 GWh, das entspricht ca. 54% ihres Potentials. Für diese Erzeugungsmenge müssen 4.567 ha Fläche mit Photovoltaikanlagen belegt werden. Bei der Wärmeerzeugung reicht das Potential der anderen Energieträger aber nicht aus um die Nachfrage zu befriedigen. Obwohl 100% des Potentials der Sonnen- und Bioenergie ausgenutzt werden, erzeugen sie zusammen nur 22.412 GWh. Das entspricht nur 45,5% der erforderlichen Menge.

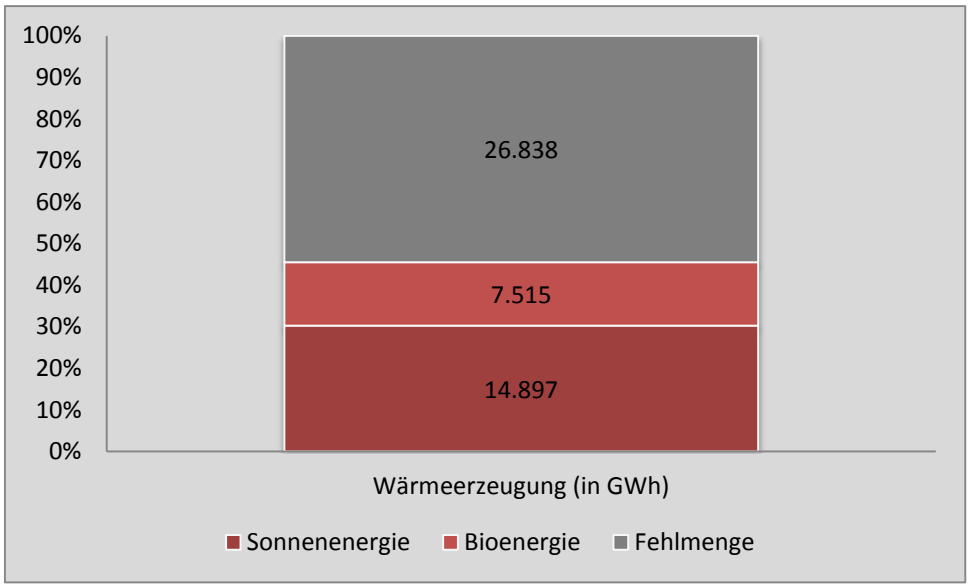


Abbildung 57: Szenario 7 – Wärmeerzeugung
Quelle: Eigene Darstellung.

Die anderen Energieträger sind nur in der Lage ca. 75% der gesamten Energienachfrage zu decken.

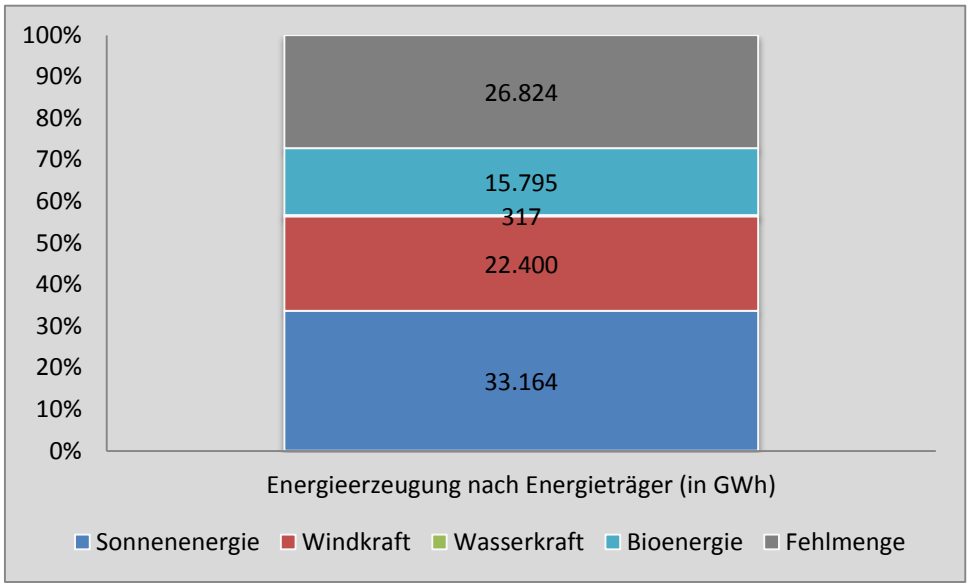


Abbildung 58: Szenario 7 – Energiemix
Quelle: Eigene Darstellung.

Wenn Geothermie wegfallen würde, müssten andere erneuerbare Energieträger gefunden werden, die in der Lage sind den restlichen Wärme- und somit auch den Gesamtbedarf zu decken. Möglicherweise könnte das kalkulierte Wärmepotential der KWK von 22.000 GWh/Jahr genutzt werden um das Problem zu lösen.

6 Abschlussbetrachtung

6.1 Kritische Würdigung und Interpretation der Ergebnisse

Nachdem uns das Modell die gewünschten Ergebnisse geliefert hat, ist es nun an der Zeit das Modell und die Ergebnisse auf die Realität zu übertragen. Zunächst ist zu erwähnen, dass der Energiebedarf für das Jahr 2050 so schwer zu prognostizieren ist, dass selbst in der Literatur verschiedenste Szenarien zu finden sind. Mit den Szenarien 1 bis 3 sollte daher der Einfluss verschiedener Bedarfsprognosen auf die erneuerbaren Energien gezeigt werden, obwohl die tatsächliche Entwicklung nicht eindeutig abzuschätzen ist. Es ist zudem kritisch zu sehen, dass in den Szenarien bestimmte Energiequellen einfach durch andere substituiert worden sind. In der Realität wird es schwierig sein ab sofort auf Photovoltaikanlagen zu verzichten und dafür das komplette Geothermiepotential zu fördern. Außerdem werden Photovoltaikanlagen stark von der Bundesregierung gefördert. Ein Verzicht auf diese Energiequelle scheint daher nicht gewollt zu sein. Bestimmte Szenarien sollten daher nur eine theoretisch mögliche Lösung aufzeigen. Es kommt bei den Ergebnissen jedoch auch zu Verzerrungen, da die Energiegestehungskosten als fix angenommen worden sind. In der Realität ist in den nächsten Jahren mit großen Kostensenkungen zu rechnen. Daher werden die gesamten Energiegestehungskosten im Jahr 2050 möglicherweise weit niedriger ausfallen. Aber auch die Berechnung auf Durchschnittswerten könnte zu Ergebnisabweichungen geführt haben. Und obwohl dezentrale Speichertechnologien für einen Energieausgleich im kleinen Rahmen sorgen können, ist der Bau großer Energiespeicher unerlässlich. Der Aufbau dieser Infrastruktur stellt alle Akteure vor große Herausforderungen und es sollte geklärt werden, wer für welche Aufgaben die Verantwortung und Kosten zu tragen hat. Schließlich sollten in den nächsten 38 Jahren alle Gebäude saniert und sämtliche Verkehrsmittel ausgetauscht werden. Ob Privatpersonen und Kommunen dafür die nötigen, finanziellen Mittel besitzen ist fraglich. Aber nicht nur die Finanzierung könnte ein Problem darstellen, denn auch die Einstellung der Bürger der Metropolregion sollte in den nächsten Jahren stärker zum Wohl der Umwelt ausgerichtet werden. Außerdem besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit, dass Entwicklungen stattfinden könnten wie sie in Szenario 6 und 7 dargestellt worden sind. Dieses würde alle bestehenden Planungen durcheinander werfen. Es stellt sich außerdem die Frage ob das Streben nach Energieautarkie in der Metropolregion überhaupt sinnvoll ist. Denn möglicherweise könnte Energie kostengünstiger aus Offshore Windparks aus der Nordsee beschafft werden.

6.2 Zusammenfassung und Fazit

Ziel dieser Arbeit war es Szenarien zu entwickeln, mit denen in der Metropolregion bis zum Jahr 2050 Energieautarkie erreicht werden kann. Im Verlauf der Arbeit wurde dazu zunächst im Grundlagenteil auf Energiebegriffe eingegangen und ein Überblick über verschiedene Energiespeicher gegeben. Dabei hat sich herausgestellt, dass Energiespeicher zur Erreichung der Energieautarkie zwingend notwendig sind. Durch sie kann die schwankende Energienachfrage und das schwankende Energieangebot ausgeglichen werden. Energiespeicher unterliegen jedoch immer Umwandlungsverlusten. Außerdem konnte bis heute keine Musterlösung zur Energiespeicherung gefunden werden. Im Anschluss wurden die erneuerbaren Energien kurz vorgestellt. Dabei wurde aufgezeigt welche Energien für die Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung geeignet sind und wie dieser Umwandlungsprozess überblickartig funktioniert.

In Kapitel 3 erfolgte dann die Vorstellung der Metropolregion, die in dieser Arbeit als Untersuchungsgegenstand diente. In dieser Region beträgt der Energiebedarf zurzeit 132.000 GWh. Dieser Bedarf verteilt sich zu 50% auf den Wärmeverbrauch, zu 22% auf den Stromverbrauch und zu 28% auf den Kraftstoffverbrauch. Dieser Bedarf wird heutzutage hauptsächlich durch fossile und atomare Kraftwerke gedeckt. Die erneuerbaren Energien haben einen Anteil von knapp 11% an der heutigen Energieproduktion. Den größten Anteil daran hat die Bioenergie, gefolgt von Windenergie und Sonnenenergie. Zu beachten gilt es, dass die Kosten je kWh der erneuerbaren Energien noch weit über denen der fossilen und atomaren Energieträger liegen.

Im 4. Kapitel wurden Prognosen, Entwicklungen und Potentiale aufgezeigt, die zur Erreichung der Energieautarkie berücksichtigt werden sollten. Dabei wird trotz eines steigenden weltweiten Energiebedarfes, für Deutschland und die Metropolregion eine Senkung der Energienachfrage prognostiziert. Dieses wird durch den Bevölkerungsrückgang, Energieeinsparungen, Verhaltensänderungen und Effizienzsteigerungen möglich. So kann der Energiebedarf im besten Fall um 37% auf 83.000 GWh und im schlechtesten Fall um 5% auf 125.000 GWh reduziert werden. Die Prognosen sind jedoch unsicher, da die Erhöhung der Effizienz und das zukünftige umweltbewusste Handeln der Bevölkerung sehr schwer abzuschätzen ist. Dennoch ist eine Senkung des Energiebedarfes der beste Weg um kurz- und mittelfristig einen schnellen und erfolgreichen Umstieg auf eine regenerative Energieversorgung zu erreichen. Somit könnten letztendlich auch unnötige Investitionen vermieden werden. Ein erster Schritt für Effizienzsteigerungen bieten die erneuerbaren Energiequellen, durch die eine bessere Abwärmenutzung erfolgen kann als bei fossilen oder ato-

maren Kraftwerken. Möglich machen dies KWK-Systeme, thermische Speicher und Wärmepumpen. Weitere Energieeinsparungen lassen sich im Gebäudebereich erzielen. Denn ein Großteil der Gebäude weist einen hohen Sanierungsbedarf auf. Dazu gehört bspw. die Gebäudedämmung oder die Installation moderner Heizungen. Aber auch bei Neubauten sollte versucht werden das Passivhaus, das Plusenergiehaus und das Solaraktivhaus zum Standard zu machen. Um den Wärmebedarf in Zukunft decken zu können, sollte auf Solarthermie und auf Geothermie zurückgegriffen werden. Aber auch aus überschüssigem Strom produziertes Methan, Wärmepumpen und KWK tragen einen großen Teil zur Wärmeversorgung bei. KWK erfreuen sich bei der Versorgung kleinerer Einheiten immer größerer Beliebtheit. Sie können überall dort eingesetzt werden wo Strom und Wärme gelichzeitig benötigt werden. Energieverluste werden durch die dezentrale Installation gering gehalten. Eine Steigerung der Energieeffizienz lässt sich auch durch neue Antriebskonzepte auf dem Gebiet der Elektromobilität erreichen. Möglich machen dies Elektromotoren die gegebenenfalls durch einen Verbrennungsmotor unterstützt werden, der mit Biokraftstoffen betankt wird. Zu berücksichtigen gilt es, dass nicht nur Autos, sondern sämtliche Verkehrsmittel wie Busse, Flugzeuge oder die Bahn auf Antriebskonzepte umgestellt werden sollten, die durch erneuerbare Energien betrieben werden können. Aufgrund von ökonomischen, strukturellen und sozialpsychologischen Anreizen wurden die Potentiale der Effizienzsteigerung bisher jedoch nur in sehr geringem Maße realisiert.

Sollte in der Realität bis zum Jahr 2050 keine Energieautarkie erreicht werden, so sollte versucht werden einen Energiebilanzausgleich zu erreichen. Denkbar wäre dann ein Bezug der Energie aus Regionen in denen die Bedingungen für die Erzeugung erneuerbarer Energie sehr günstig sind. Mögliche Bezugsquellen hierfür sind das Desertec Projekt in der Sahara Wüste oder die Wind-offshore Anlagen in der Nordsee. Wichtig ist auch der Ausbau dezentraler und zentraler Strom- und Gasverteilungsnetze. So lassen sich Systemgrenzen überwinden. Dazu trägt auch das Gas Methan bei. Strom kann in Methan umgewandelt werden, aber auch umgekehrt lässt sich Methan in Strom oder Wärme transformieren. Als Speicherform von Methan kann unter anderem das vorhandene Erdgasverteilungsnetz verwendet werden. Aber auch dezentrale Speicher vor Ort können Schwankungen im großen Netz aktiv ausgleichen und für dessen Stabilität und Sicherheit sorgen. Bei kleinen dezentralen stromeinspeisenden Anlagen ist jedoch eine technische Kommunikation von elektrischen Verbrauchern und dezentralen Erzeugern erforderlich. Möglich machen dieses intelligente Stromnetze, die eine ganzheitliche Organisation zur Steuerung der Lastverteilung, Speicherung und Erzeugung elektrischer Energie übernehmen. Die Energienachfrage soll

somit an das Energieangebot gekoppelt werden. Die Anpassung erfolgt dabei hauptsächlich über variable Strompreise. Variable Strompreise und kleinere dezentrale Speicher reichen jedoch nicht aus um die großen Schwankungen des Wind- und Sonnenaufkommens an die schwankende Nachfrage anzupassen. Notwendig ist daher der Aufbau von Energiespeichern. In der Metropoloregion bieten sich dafür besonders Druckluft- und Methanspeicher in unterirdischen Salzvorkommen oder Pumpspeicherkraftwerke im Harz an.

Um zu überprüfen ob das Ziel der Energieautarkie theoretisch zu erreichen ist, wurde zunächst im Verlauf der Arbeit das Potential der einzelnen Energiequellen ermittelt. Auffällig war dabei das hohe Wärmepotential der Geothermie, welches durch die Lage der Metropolregion im Norddeutschen Becken zu begründen ist. Solarthermie und Bioenergie spielen bei den Wärmepotentialen nur eine untergeordnete Rolle. Sonnenenergie und Geothermie bieten dagegen annähernd das gleiche Potential für Strom, gefolgt von Windenergie, Bioenergie und Wasserenergie. Das Kraftstoffpotential wird alleine durch Bioenergie bereitgestellt. Aber auch bei den Wirkungsgraden der verschiedenen Anlagen gibt es große Unterschiede. Bei der Wärmeerzeugung weisen Solarthermie und Bioenergie Wirkungsgrade bis 90% auf. Der thermische Wirkungsgrad der Geothermie beträgt dagegen nur ca. 15%. Bei der Stromerzeugung erreicht die Wasserenergie die höchsten Wirkungsgrade, gefolgt von Windenergie, Bioenergie, Photovoltaik und Geothermie. Bei der Kraftstoffherstellung aus Bioenergie variieren die Wirkungsgrade zwischen 40 und 70%. Bei den Stromgestehungskosten stellte sich Windenergie als günstigste Variante heraus (0,07 €/kWh). Dagegen wurden die günstigsten Wärmegestehungskosten von der Geothermie erreicht (0,09 €/kWh). Bei den Kraftstoffgestehungskosten steht nur die Bioenergie als einzige Alternative zur Verfügung (0,08 €/kWh).

In Kapitel 5 folgte schließlich die Entwicklung eines Modells, um darzustellen wie Energieautarkie im Jahr 2050 erreicht werden kann. Dafür wurden zunächst Annahmen getroffen um unsichere Faktoren auszuschließen und die Simulation nicht unnötig komplex zu machen. Anschließende erfolgte die Darstellung und Erklärung des Modells. Dazu wurden die zuvor ermittelten Daten in eine Excel-Tabelle übernommen und anschaulich dargestellt. Dabei wurde auch ein Überblick über bereits installierte Anlagen gegeben. Der Energiebedarf wurde zum Einen auf die drei Energieanwendungsarten Strom, Wärme und Kraftstoff und zum Anderen auf die Verbrauchssektoren aufgeteilt. Nachdem die Grundlagen und Formeln des Modells ausführlich dargestellt worden sind konnte mit der Simulationsdurchführung begonnen werden. Im 1. Szenario wurde ein Rückgang des Energiebedarfes um 5% angenommen. Unter Kostengesichtspunkten wird dabei auf einen weiteren

Ausbau der Sonnenenergie verzichtet. Das Windkraftpotential wird dagegen vollständig für die Stromproduktion genutzt. Den Großteil an der Energieerzeugung trägt jedoch die Geothermie. Zusätzlich wird das gesamte Potential der Bioenergie und der Wasserkraft verwendet. Die Energiegestehungskosten belaufen sich damit insgesamt auf 16,4 Milliarden Euro. Auffällig daran ist, dass die Windkraft nur Kosten von 1,57 Milliarden aufweist obwohl das gesamte Potential genutzt wird. Im 2. Szenario wird die Annahme getroffen, dass sich der Energiebedarf um 25% reduziert. Durch den geringeren Bedarf erfolgt kein weiterer Ausbau der Sonnenenergie und der Bioenergie zur Stromerzeugung. Bei der Windenergie und der Wasserenergie werden dagegen wieder 100% des Potentials benötigt. Der fehlende Bedarf wird durch Geothermie gedeckt. Die Energiegestehungskosten belaufen sich in diesem Szenario auf 12,3 Milliarden Euro. Kosteneinsparungen werden hauptsächlich durch eine geringere Nutzung der teuren Geothermie verursacht. Im 3. Szenario wird der optimalste Fall der Energieeinsparung von 37% angenommen. Im Gegensatz zu Szenario 2 wird hier der Geothermiebedarf weiter reduziert. Somit ergeben sich insgesamt Energiegestehungskosten von 8,9 Milliarden Euro. Dabei liegen die Gestehungskosten für Strom erstmals unter denen für Wärme. Im 4. Szenario wurde gezeigt wie viel Prozent des vorhandenen Potentials genutzt werden muss um Energieautarkie zu erreichen. Um den Strombedarf zu decken werden 47,43% des Strompotentials benötigt. Bei dem Wärmebedarf ist eine 3,31 prozentige Ausnutzung des Potentials erforderlich, wobei der Wert stark durch das sehr hohe Geothermiepotential verzerrt wird. Bei dieser prozentualen Ausnutzung der Potentiale entstehen Energiegestehungskosten von 13,6 Milliarden Euro. Im 5. Szenario wurde angenommen, dass sich die Leistung und die Energiegestehungskosten im Bereich der Sonnenenergie verbessern. Um möglichst kostengünstig an das Ziel zu kommen, wird im Szenario der Ausbau der Sonnenenergie vorangetrieben, wogegen auf Geothermie und Bioenergie aufgrund der höheren Kosten eher verzichtet wird. Unter dieser Modellannahme können die Gestehungskosten für Wärme und Strom reduziert werden. Inklusive Kraftstoffgestehungskosten betragen die Gesamtkosten 10,4 Milliarden Euro. Im 6. Szenario wird angenommen, dass Bürger einen Ausbau zusätzlicher Windkraftanlagen in ihrer Umgebung ablehnen. Somit muss auf das günstige Windkraftpotential verzichtet werden. Ein Ausgleich erfolgt durch das gesamte Geothermiepotential und zum Teil durch die teure Sonnenenergie. Somit entstehen insgesamt Energiegestehungskosten von 14,6 Milliarden Euro. Im letzten Szenario sollte überprüft werden ob Energieautarkie auch ohne das große Geothermiepotential zu erreichen wäre. Es hat sich herausgestellt, dass der Strom- und Kraftstoffbedarf auch von den anderen Energiequellen befriedigt werden kann.

Nur bei dem Wärmebedarf reichen die vorhandenen Potentiale nicht aus, so dass ein Wärmebedarf von 26.824 GWh bestehen bleibt, der nicht gedeckt werden kann.

Abschließend ist zu sagen, dass Energieautarkie in der Metropolregion theoretisch zu erreichen ist. Besonders das günstige Geothermiepotential zur Wärmeerzeugung sollte in Zukunft genutzt werden um dieses Ziel zu erreichen. Jedoch muss auch eine Vielzahl von Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Der Aufbau von Energiespeichern, intelligenten Versorgungsnetzten sowie der Austausch sämtlicher Verkehrsmittel und die notwendigen Gebäudesanierungen, stellen alle Akteure vor große Herausforderungen. Es sollte daher sichergestellt werden, dass die erforderlichen finanziellen Mittel aller Parteien vorhanden sind und dass das gesellschaftliche Interesse an einer erneuerbaren Energieversorgung weiter geschärft wird. Obwohl in den Medien oft der Fokus auf die Stromversorgung gelegt wird, sollte beachtet werden, dass eine erneuerbare Energieversorgung für alle drei Anwendungsarten; Strom, Wärme und Kraftsoff anzustreben ist.

Literaturverzeichnis

AEE (Agentur für erneuerbare Energien) (2011)
Föderal Erneuerbar – Bundesländer mit neuer Energie, http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NI/kategorie/solar, Abrufdatum: 03.12.2011

B.90/Grüne (Bündnis 90/Die Grünen – Niedersachsen) (2007)
Grünes Energieszenario - Energieszenario für Niedersachsen bis 2020 und 2050, http://www.valerie-wilms.de/userspace/KAND/vwilms/PDF-Dateien/071209_Energieszenario_NI.pdf, Abrufdatum: 14.12.2011

Baxter, R. (2006)
Energy Storage: A Nontechnical Guide, Oklahoma 2006

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2009)
Wege in die moderne Energiewirtschaft - Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche - Teil 1: Stromversorgung 2020, http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2009/091015_BEE-Branchenprognose_Strom2020_kurz.pdf, Abrufdatum: 14.12.2011

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2009a)
Wege in die moderne Energiewirtschaft - Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche - Teil 2: Wärmeversorgung 2020, http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2009/091015_BEE-Branchenprognose_Waerme2020.pdf, Abrufdatum: 14.12.2011

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2009b)
Wege in die moderne Energiewirtschaft - Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche - Teil 3: Verkehr 2020, http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2009/091015_BEE-Branchenprognose_Verkehr2020.pdf, Abrufdatum: 14.12.2011

BHKW-Infozentrum GbR (2011)
Funktionsweise, http://www.kwkk.de/kwkk_funktionsweise.html, Abrufdatum: 05.01.2012

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2002)
Bundeswaldinventur[2] - Das Wichtigste in Kürze - Veränderungen im Gebiet der Wiederholungsinventur - Zuwachs,
http://www.bundeswaldinventur.de/enid/7e94217f944955bb276febbbe05afe45,0/5e.html, Abrufdatum: 03.01.2012

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2007)
Tiefe Geothermie in Deutschland, http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/BMU_tiefe_geothermie_sep07.pdf, Abrufdatum 02.12.2011

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2011)
Erneuerbare Energie in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung,
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf,
Abrufdatum: 19.12.2011

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2011a)
Erneuerbare Energien 2010, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat),
http://www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/portal_news/newsarchiv2011_2/ee_in_zahlen_2010_bf.pdf, Abrufdatum: 08.01.2012

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie)/ AE (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2008)
Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen, Berlin 2008

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2010)
Pressemitteilung, 20.12.2010 - Entwicklung des Energieverbrauchs in 2010,
http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=374818.html, Abrufdatum: 09.12. 2011

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie)/ BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010)
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010, Berlin 2010

Brandt, A./Rietzler, K./Harms, S. (2010)
Energieland Niedersachsen - Struktur, Entwicklung und Innovation in der niedersächsischen Energiewirtschaft - Eine Studie im Auftrag des Instituts der Norddeutschen Wirtschaft e.V.

Breyer, C. (2011)
Erneuerbare Energien, http://www.wissenschaft-technik-ethik.de/erneuerbare-energien.html, Abrufdatum: 15.12.2011

bright house the solar company (2011)
Photovoltaikanlage an Balkongeländer, http://www.brighthouse.ch/neuste-referenzen/photovoltaikanlage-an-balkongelander-in-sempach/, Abrufdatum: 05.01.2012

Brinkmann H. (2011)
Salzstöcke als Energiespeicher nutzen – Osnabrücker Zeitung, 23.09.2011, http://www.noz.de/deutschland-und-welt/politik/niedersachsen/57479153/salzstoecke-als-energiespeicher-nutzen, Abrufdatum: 16.12.2011

Bundesverband Windenergie e.V. (2011)
Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, Kurzfassung, Berlin 2011, http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe-potenzialstudie_final.pdf, Abrufdatum: 05.01.2012

BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz - Regionalverband Südlicher Oberrhein) (2010)
Energiereserven / Energievorräte / Energieressourcen / Ölpreis - Wie lange reichen Öl, Gas, Kohle und Uran?, http://vorort.bund.net/suedlicher-oberrhein/energievorraete-energiereserven.html, Abrufdatum: 02.12.2011

Crastan, V. (2010)
Weltweite Energiewirtschaft und Klimaschutz 2009, Heidelberg 2010

Crotogino, F. (2006)
Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie / Stand der Technik und neue Entwicklungen, 6. Flensburger Windenergie-Forum, 2006

Dahl, S. (2009)
Energieströme und erneuerbare Energien in Niedersachsen, Vortrag im Rahmen der Tagung des LSKN am 26. Februar 2009 zum Thema „Energieland Niedersachsen – (un)endliche Energie? Datenlage und Datenbedarf“, www.nls.niedersachsen.de/Monatsheft/Tagungsband_2009.pdf, Abrufdatum: 12.12.2011, S. 31-43

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)
Die Karte der erneuerbaren Energien, http://www.energymap.info/, Abrufdatum: 05.12.2011

DIEE (Deutschlands Informationsportal zu Erneuerbaren Energien) (2011)
Grafik-Dossier: Stromgestehungskosten erneuerbarer und fossiler Kraftwerke, http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/article/7/grafik-dossier-stromgestehungskosten-erneuerbarer-und-fossiler-kraftwerke.html, Abrufdatum 06.12.2012

Dornseifer (2010)
Neue Energie für das Saarland – Vortrag bei der Friedrich-Ebert-Stiftung Saarbrücken, http://www.vewsaar.de/fileadmin/dokumente/Energie/pdf/vortrag_dr_dornseifer.pdf, Abrufdatum: 09.12.2011

DSW (Deutsche Stiftung Weltbevölkerung) (2011)
Entwicklung und Projektionen - Wie viele Menschen werden in Zukunft auf der Erde leben?, http://www.weltbevoelkerung.de/uploads/tx_tspagefileshortcut/FS_Entw_Projekt_web.pdf, Abrufdatum: 09.12.2011

Energymap.info (2011)
http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html, Abrufdatum: 06.12.2011

Eon (2011)
Kraft-Wärme-Kopplung: Ideale Anlagentechnologie,
https://www.eon.de/de/eonde/gk/energieUndZukunft/KWK/index.htm, Abrufdatum 22.12.2011

FNE2050 (Fachausschuss „Nachhaltiges Energiesystem 2050“ des ForschungsVerbunds Erneuerbare Energien) (2010)
Energiekonzept 2050 - Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 % erneuerbaren Energien,
http://www.fvee.de/fileadmin/politik/10.06.vision_fuer_nachhaltiges_energiekonzept.pdf, Abrufdatum: 05.01.2012

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (2008)
Biogas Basisdaten Deutschland, http://www.bosy-online.de/Biogas/Basisdaten-Biogas-FNR.pdf, Abrufdatum: 03.01.2012

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.) (2008a)
Biokraftstoffe Basisdaten Deutschland,
http://www.biobeth.de/fileadmin/download/FNR/FNR-Basisdaten_Biokraftstoffe.pdf ,
Abrufdatum: 03.01.2012

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (2009)
Energiezukunft 2050 – Kurzbericht,
http://www.ffe.de/download/kurzberichte/Kurzbericht_Energiezukunft_2050.pdf, Abrufdatum 09.12.2011

Forschungsstelle für Umweltpolitik (2007)
Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer. Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin 2007

Fraunhofer IWES/BWE (2011)
Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V.: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kassel 2011, http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe-potenzialstudie_final.pdf, Abrufdatum 14.12.2011

Gailfuß, M. (2011)
BHKW-Infozentrum, http://www.bhkw-infozentrum.de/erlaeuter/kwkk_grundlagen.html, Abrufdatum: 16.12.2011

Hasche, B./Barth, R./Swider, D. J. (2006)
Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. AP 1.1 im Projekt NetMod, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart 2006, www.netmod.org/download/AP_1_1_NetMod.pdf, Abrufdatum: 04.12.2011

Initiative Zukunft Harz (2011)
Initiative Zukunft Harz – Energie und Ressourcen, http://www.natur-trifft-technik.de/index.php?id=1&sid=1, Abrufdatum: 16.12.2011

Jentsch, A (2006)
Leitungsgebundene Wärmeversorgung im ländlichen Raum: Eine Chance für erneuerbare Energien – Frauenhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik UMSICHT, www.agrarforschung.de/download/PPT_Jentsch.pdf, Abrufdatum: 09.12.2011

Kästner, T./Kießling, A. (2009)
Energie in 60 Minuten: Ein Reisführer durch die Stromwirtschaft, 1. Auflage, Wiesbaden 2009

Kaltschmitt, M. (2006)
Biomasse zur Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung – Eine ökonomische Analyse – in Kooperation mit Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft, Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Energetik und Umwelt GmbH, www.ie-leipzig.de, Abrufdatum: 21.12.2011

Kaltschmitt, M./Lenz, V./Thrän, D. (2008)
Bioenergie in Deutschland - Potenziale, Stand und Perspektiven; in: Solarzeitalter 2, 20. Jg., 2008, S. 53 – 61, http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%202-08%20Kaltschmitt,%20Bioenergie.pdf, Abrufdatum: 15.12.2011

Karl, J. (2006)
Dezentrale Energiesysteme – Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, 2. Auflage, München 2006

Kaschenz, H./Albert, R./Mordziol, C./Schubert, J./Wachsmann, U./Schwermer, S./Berg, H. (2007)
Stromsparen: Weniger Kosten, weniger Kraftwerke, weniger CO 2, Fakten und Argumente für das Handeln auf Verbraucherseite, Positionspapier Dessau: Umweltbundesamt, http://amper.ped.muni.cz/gw/elektrina/stromsparen.pdf, Abrufdatum: 05.01.2012

Konstantin, P. (2009)
Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage, Heidelberg 2009

Kost, C./Schlegl, T. (2010)
Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien – Frauenhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Dezember 2010,
http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien, Abrufdatum: 14.12.2011

Lorenz, E. (2011)
Solare Einstrahlung: Potentiale und Vorhersagbarkeit des Solarenergieangebotes in Niedersachsen, Universität Oldenburg, Institut für Physik Abteilung Energie- und Halbleiterforschung AG Energiemeteorologie, 28.3.2011, net2011, Vierte Niedersächsische Energietage Fachforum 6 Solar

LSKN (Landesbetrieb für Statistik und Kommunikationstechnologie Niedersachsen) (2011)
http://www1.nls.niedersachsen.de/statistik/, Abrufdatum: 06.12.2011

Neddermann, B./Raabe, J./Schorer, T. (2010)
Potenzialabschätzung der EEG-Einspeisung im Bundesland Niedersachsen, Studie der DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut im Auftrag der E.ON Netz GmbH, Wilhelmshaven 2010

Nitsch, J./Wenzel, B. (2009)
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf, Abrufdatum: 05.01.2012

NMEL (Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung) (2011)
Die Niedersächsische Landwirtschaft in Zahlen 2009 (Stand Juni 2011), http://www.ml.niedersachsen.de/download/59149, Abrufdatum: 15.12.2011

NMUK (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz) (2011)
Umweltbericht 2010 – Energieverbrauch, http://www.mu1.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=26426&article_id=89120&_psmand=10, Abrufdatum: 14.12.2011

NMUK (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz) (2011a)
Verlässlich, umweltfreundlich, klimaverträglich und bezahlbar - Energiepolitik für morgen, Entwurf eines Energiekonzeptes des Landes Niedersachsen, Hannover 2011, http://www.erneuerbare-energien-niedersachsen.de/downloads/20110920-entwurf-eines-energiekonzeptes.pdf, Abrufdatum: 11.12.2011

NMUK (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz) (2011b)
Erneuerbare Energien, http://www.umwelt.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=26429&article_id=89139&_psmand=10, Abrufdatum: 10.01.2012

o. V. (2011a)
Energieautarkie, http://www.klimaaktiv.at/article/archive/28651/, Abrufdatum: 01.12.2011

o. V. (2011b)
Harz soll Energiespeicher werden, https://www.hna.de/nachrichten/niedersachsen/harz-soll-energiespeicher-werden-1174915.html, Abrufdatum: 17.12.2011

Oertel, D. (2008)
Energiespeicher - Stand und Perspektiven, TAB - Arbeitsbericht, Nr. 123, Berlin 2008, http://www.tab-beim-bundestag.de/de/publikationen/berichte/ab123.html, Abrufdatum: 01.12.2011

Pehnt, M./Schneider, J. (2010)
Kraft-Wärme-Kopplung; in: Pehnt, M (Hrsg.), Energieeffizienz – Ein Lehr- und Handbuch, Heidelberg 2010, S. 117-146

Pflaum, H. (2011)
Wege zur Energieautarkie im Jahr 2035 in Bamberg, http://www.umsicht.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/ressourcenmanagement/projekte/energieautarkie-2035-bamberg.html, Abrufdatum: 17.12.2011

Quaschning, V./Hanitsch R. (2000)
Speicherbedarf einer Elektrizitätsversorgung bei einem hohen Anteil regenerativer Kraftwerke; in: e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 117. Jg., 2000, H. 12, S. 779-784

Quaschning, V. (2007)
Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation. 5., aktualisierte Auflage, München 2007

Radgen, P. (2007)
Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf, Abrufdatum: 02.12.2011

Regionalenergie Steiermark (ohne Datum)
Energieträger Holz – Brennstoffdaten, http://www.holzenergie.net/desktopdefault.aspx/tabid-289//356_read-833/, Abrufdatum: 03.01.2012

Reichel, M./Czambor, F. (2010)
Erneuerbare Energien im Überblick; in: Kramer, M. (Hrsg.), Integratives Umweltmanagement – Systemorientierte Zusammenhänge zwischen Politik, Recht, Management und Technik, 1. Auflage, Wiesbaden 2010, S. 529 – 552

Rogall, H. (2011)
Netzwerk für Nachhaltige Ökonomie,
http://www.nachhaltige-oekonomie.de/de/glossar.html?id=24, Abrufdatum: 06.12.2011

SÄBL (Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011)
https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/logon, Abrufdatum: 15.12.2011

Schild, H./Dumm, T. (2009)
Energie und Wärmelehre – Lerntext, Aufgaben mit kommentierten Lösungen und Kurztheorie, 1. Auflage, Zürich 2009

Schmidt-Kanefendt, H.-H. (ohne Datum)
Wind - Basisdaten für 100%-Szenarien, http://skn.privat.t-online.de/wattweg/media/files/Wi110301.pdf, Abrufdatum: 15.12.2011

Schmidt-Kanefendt, H.-H. (ohne Datum-a)
Sonne - Basisdaten für 100%-Szenarien, http://skn.privat.t-online.de/wattweg/media/files/So110213.pdf, Abrufdatum: 15.12.2011

Schmidt J./Mühlenhoff J. (2009)
Agentur für Erneuerbare Energien e.V. – Erneuerbare Energien 2020 – Potentialatlas Deutschland, Berlin 2009

Schwab, A. J. (2009)
Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 2., aktualisierte Auflage, Heidelberg 2009

Sievers, K. (2012)
Ein Energiepark für die Zukunft; in: Elbe-Jeetzel-Zeitung, 158. Jg., 2012, Nr. 3, S. 4

Spiegel-Online (2007)
Prognose - Bis 2050 droht Verdopplung des Energiebedarfs, http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/0,1518,516942,00.html, Abrufdatum: 09.12.2011

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2008)
Umweltgutachten 2008. Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels, http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2008_Umweltgutach-ten_BTD.pdf;jsessionid=04F09D5C52F232CDAC382EEF75CB77B4.1_cid137?__blob=publicationFile, Abrufdatum: 05.01.2012

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2011)
Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung – Sondergutachten, Berlin 2011

Sterner, M. (2009)
Bioenergy and renewable power methane in 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems, www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2, Abrufdatum: 18.12.2011

Umweltbundesamt (2011)
Energie der Zukunft, http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/energie/energietraeger/erneuerbareenergie, Abrufdatum: 01.12.2011

Von Roon, S./Steck, M. (2009)
Dezentrale Bereitstellung von Strom und Wärme mit Mikro-KWK-Anlagen - Effizienzvorteile, Techniken, Potenziale und das Konzept des virtuellen Kraftwerks; in: uwf – UmweltWirtschaftsForum, o. Jg., Vol. 17, Nr. 4, S. 313-319

Wagner, E. (2008)
Stromerzeugung aus regenerativer Wasserkraft – Potenzialanalyse; in: ew, Jg. 107, 2008, H. 1/2, S. 78-81

Wissel, S./Rath-Nagel, S./Blesl, M./Fahl, U./Voß, A. (2008)
Stromerzeugungskosten im Vergleich – Working Paper, Universität Stuttgart Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Prof. Dr. Ing. A. Voß, http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/Arbeitsbericht_04.pdf, Abruf-datum: 30.12.2011

Anhang

A. Umrechnungstabelle

1 kg Öleinheit/Öläquivalent (ÖE)	=	11,63 kWh (Kilo, 10^3)
1000 kWh	=	1 MWh (Mega, 10^6)
1000 MWh	=	1 GWh (Giga, 10^9)
1000 GWh	=	1 TWh (Terra, 10^{12})
1000 TWh	=	1 PWh (Peta, 10^{15})
3,6 PJ	=	1 TWh

B. Planet e. Windkraft-Poker in der Nordsee

http://www.zdf.de/ZDFmediathek/beitrag/video/1533410/Windkraft-Poker-an-der-Nordsee#/beitrag/video/1533410/Windkraft-Poker-an-der-Nordsee

Ein Film über den industriellen Bau von Offshore-Windkraftanlagen in der Nordsee und die daraus entstehenden Konflikte mit dem Umweltschutz, besonders mit dem Naturschutzgebiet Wattenmeer, und mit den küstennahen und bürgerfinanzierten Onshore-Windparks.

C. Definition Energiegestehungskosten

(Quelle:http://www.pit.physik.uni-tuebingen.de/studium/Energie_und_Umwelt/ss07/Windenergie_Wirtschaftlichkeit_ss07.pdf)

Die Gesamtkosten werden auf die erbrachten Kilowattstunden umgerechnet

$$Gesamtkosten = Anschaffungskosten + \sum_{i=1}^{n} Betriebskosten$$

Zu den Anschaffungskosten zählen unter anderem: Anlagenkauf, Planung, Installation, Fundament, Netzanschluss, Transport.

Zu den Betriebskosten zählen unter anderem: Pacht des Grundstücks, Wartung, Reparatur, Versicherung.

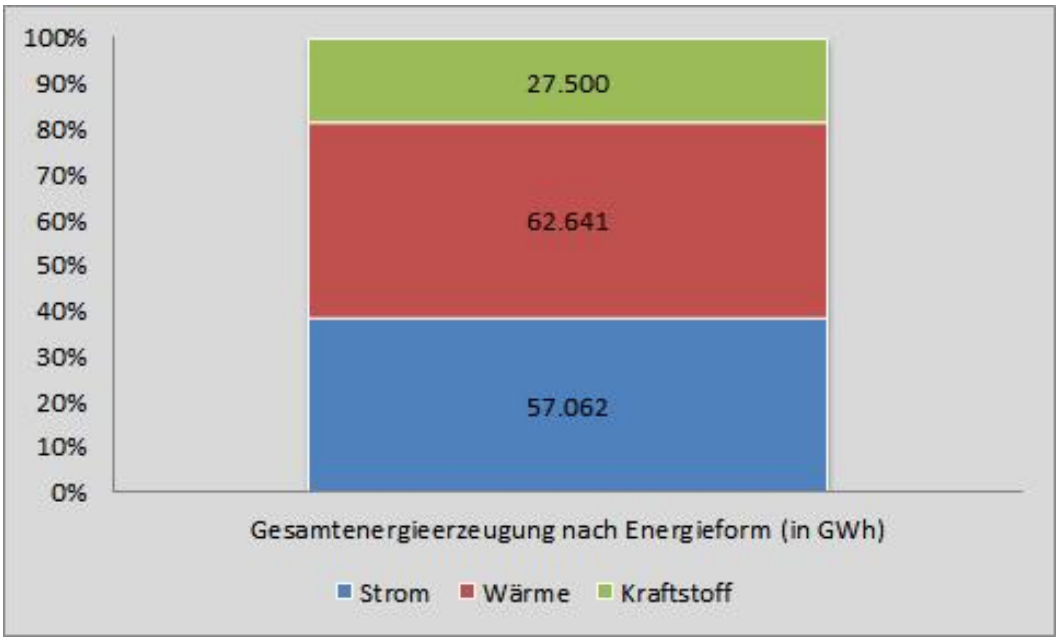
$$Jährliche\ Kosten = \frac{Gesamtkosten}{Lebensdauer\ der\ Anlage}$$

$$Energiegestehungskosten = \frac{Jährliche\ Kosten}{Jährlicher\ Energieertrag}$$

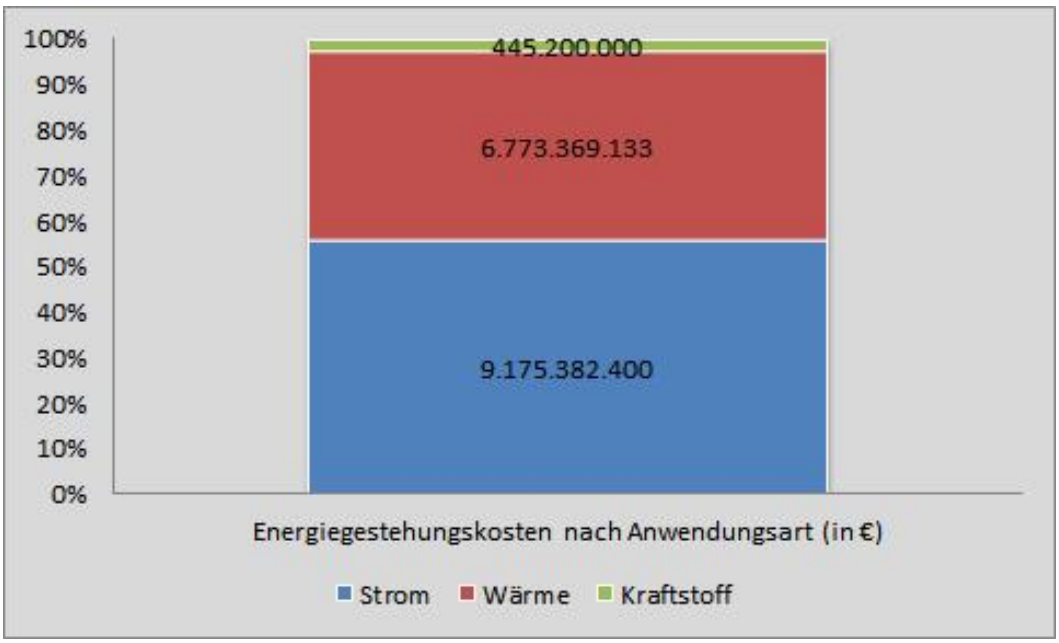
D. Ausgabegrafiken der Szenarien (Quellen: Eigene Darstellungen)

Szenario 1

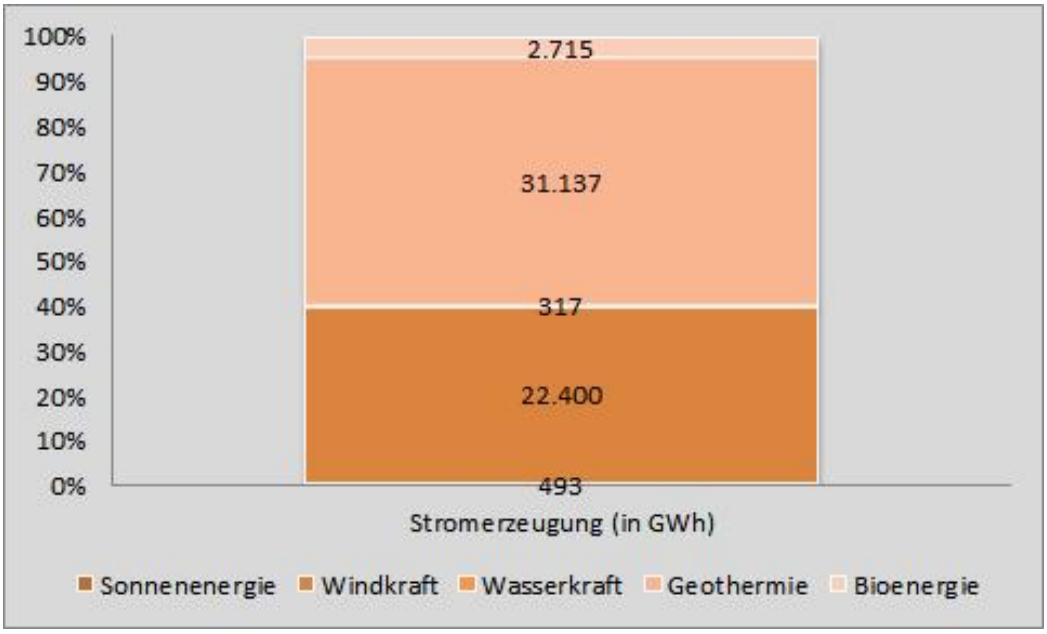
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



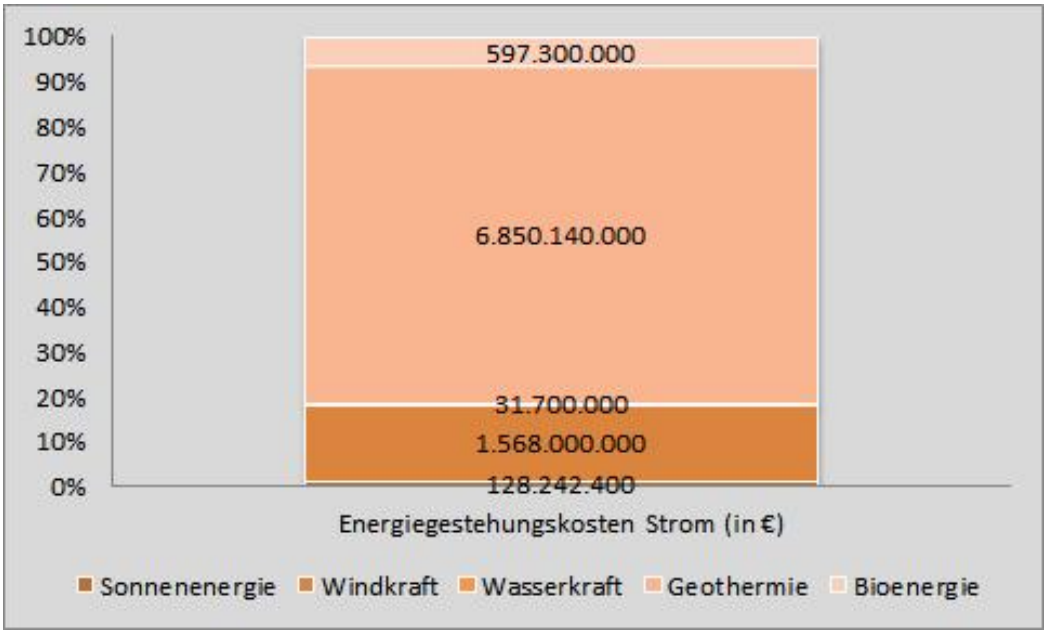
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



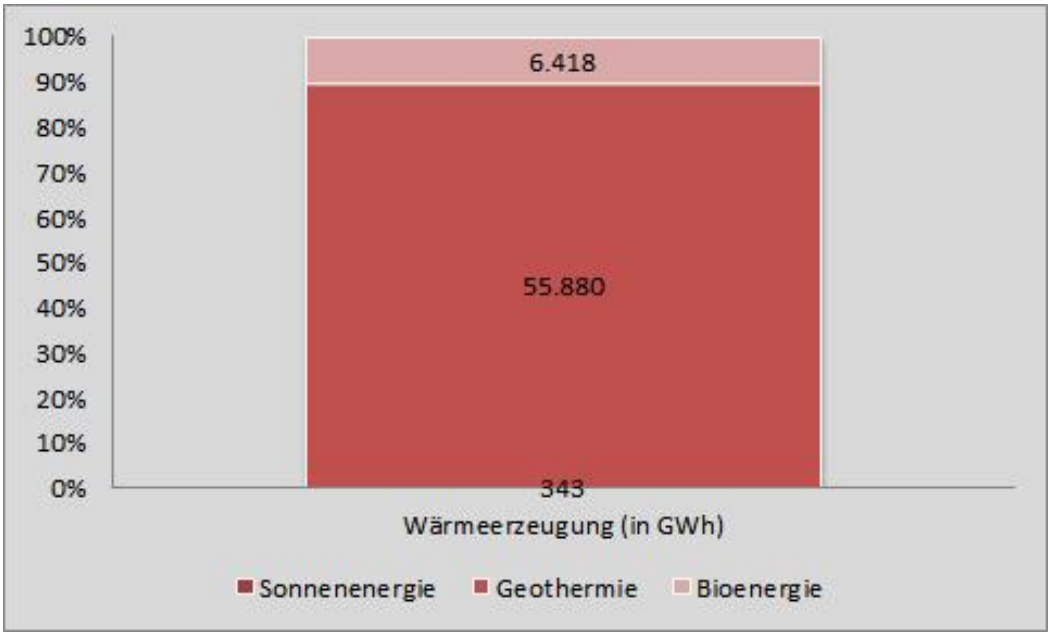
Stromerzeugung nach Energieträger



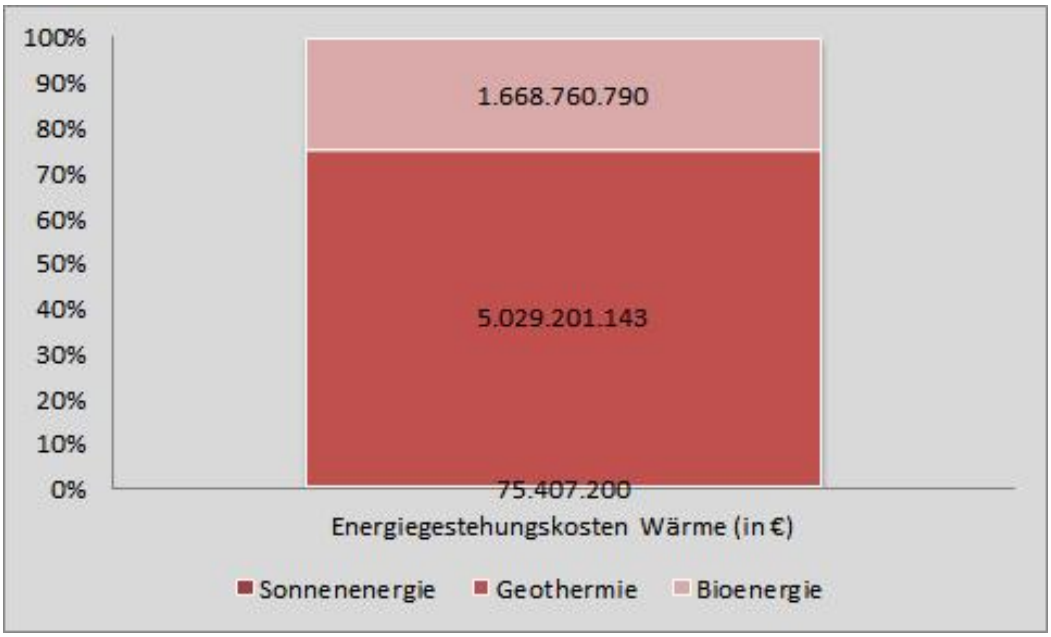
Energiegestehungskosten Strom



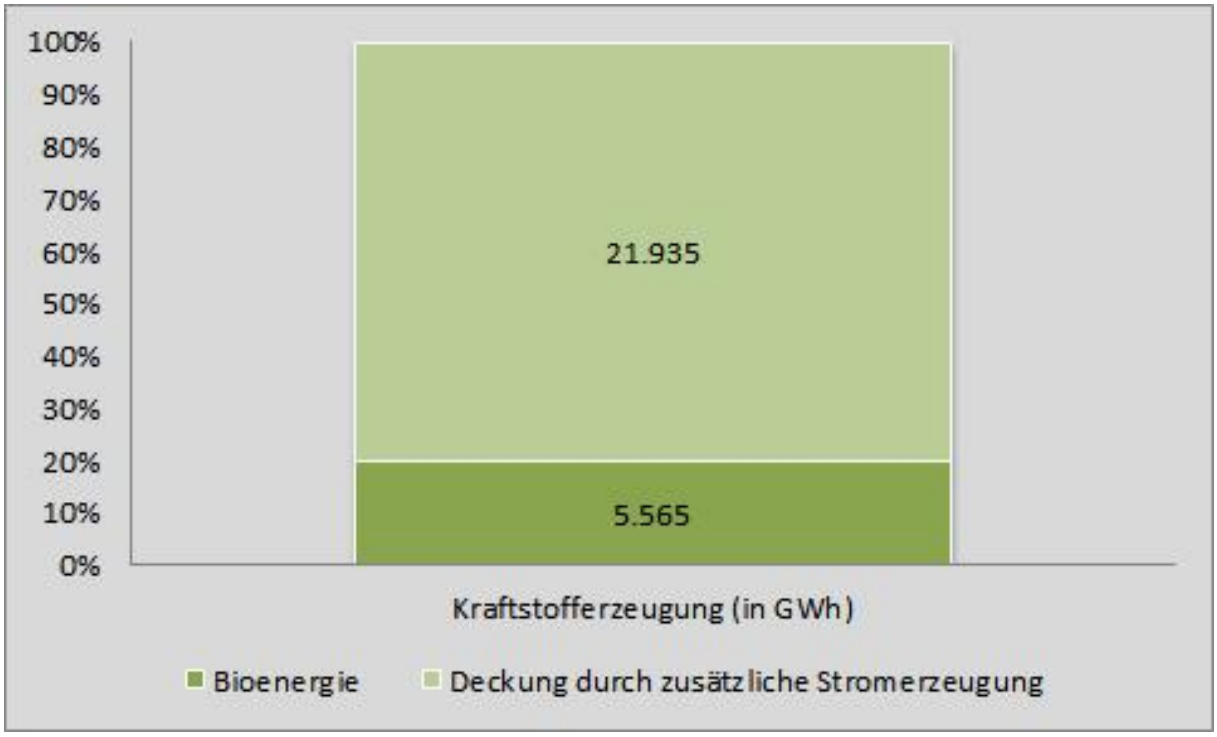
Wärmeerzeugung nach Energieträger



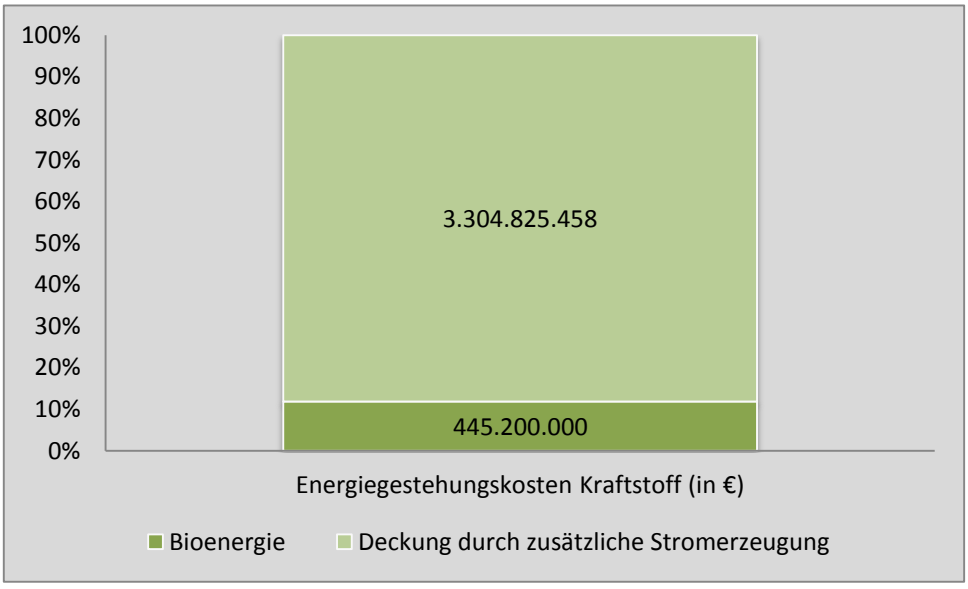
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger

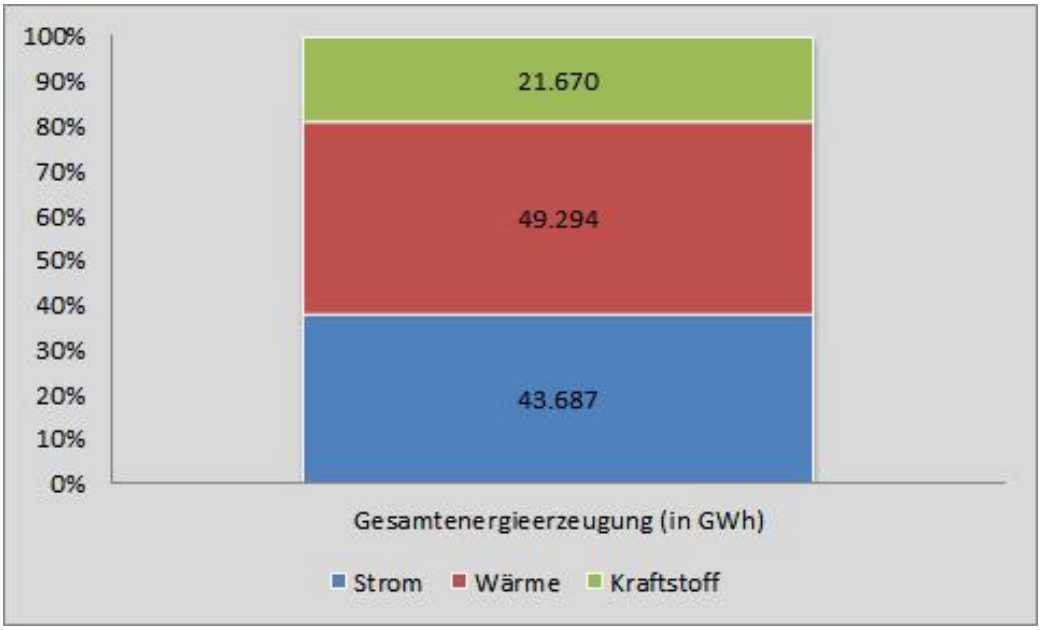


Energiegestehungskosten Kraftstoff

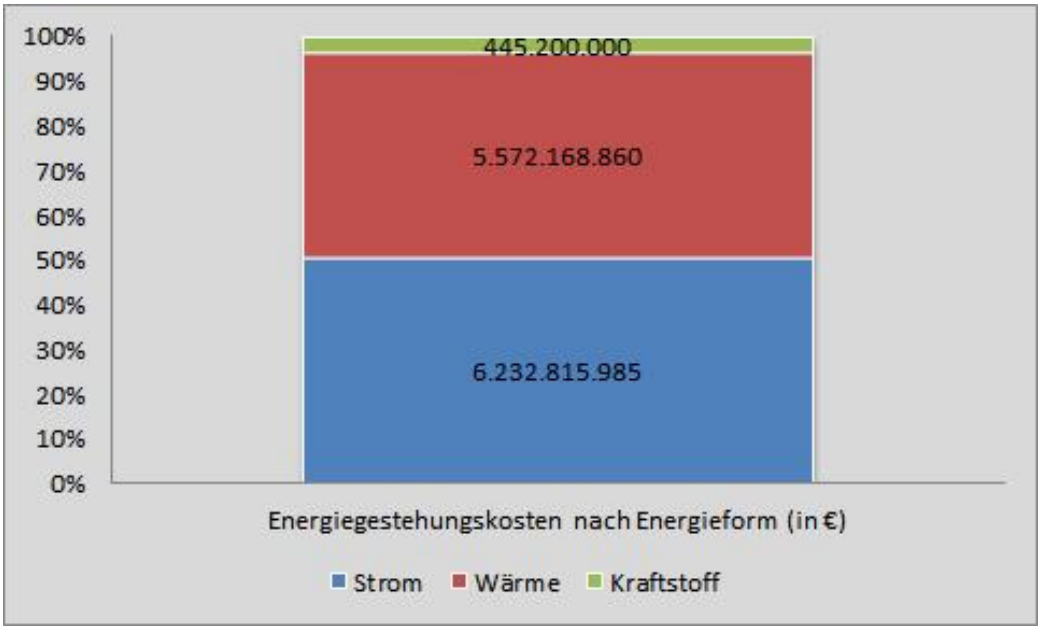


Szenario 2

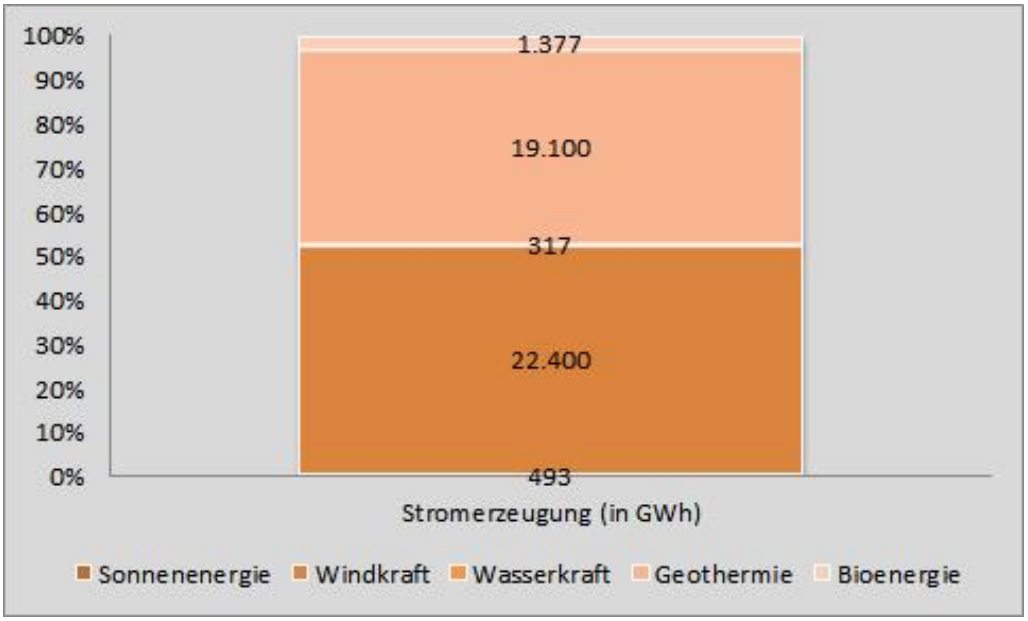
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



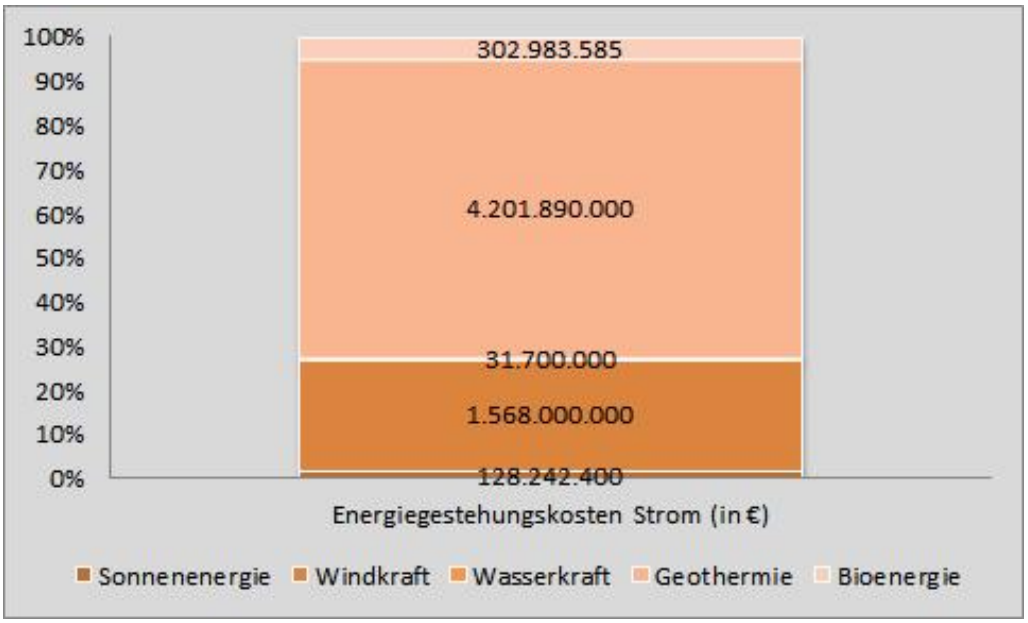
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



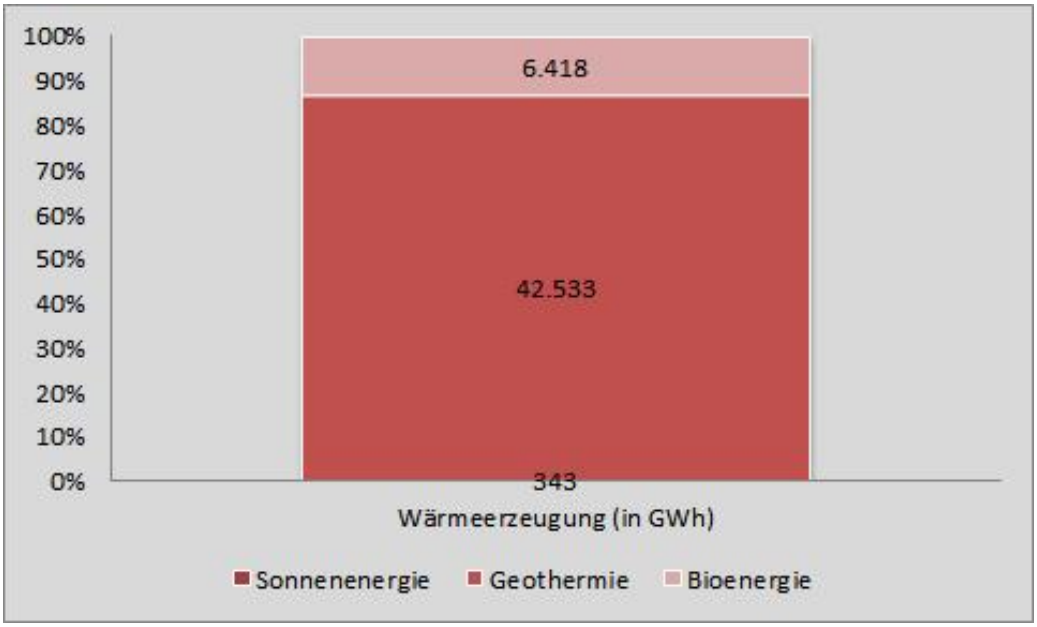
Stromerzeugung nach Energieträger



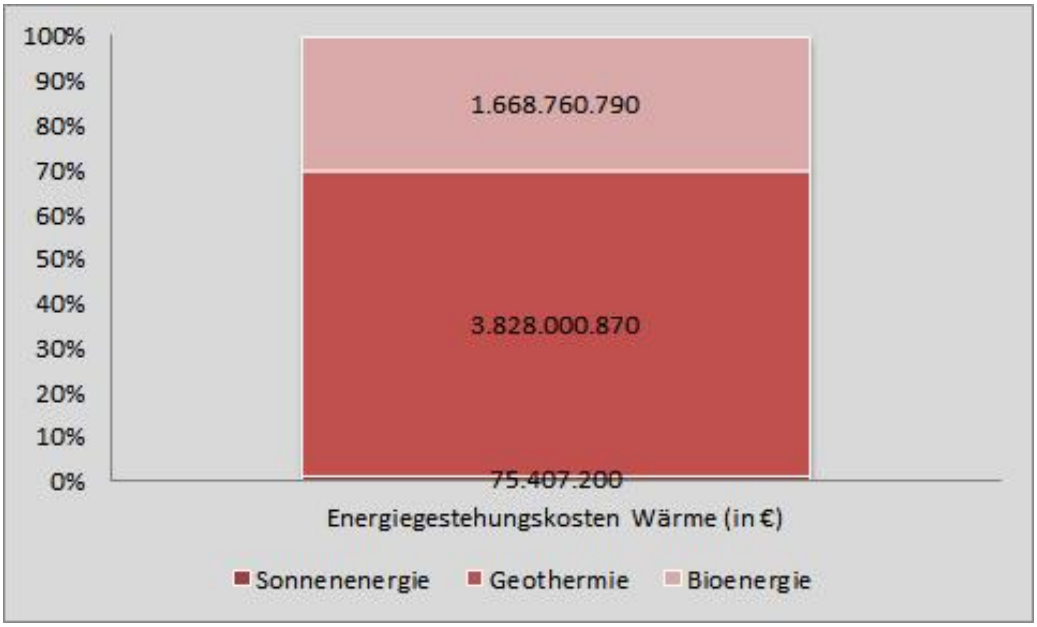
Energiegestehungskosten Strom



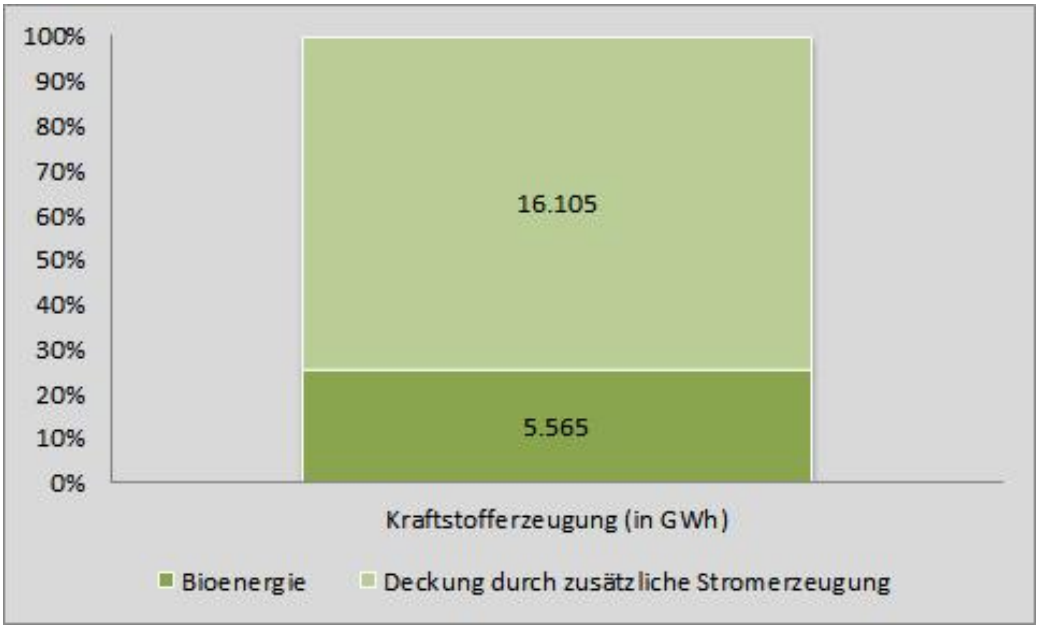
Wärmeerzeugung nach Energieträger



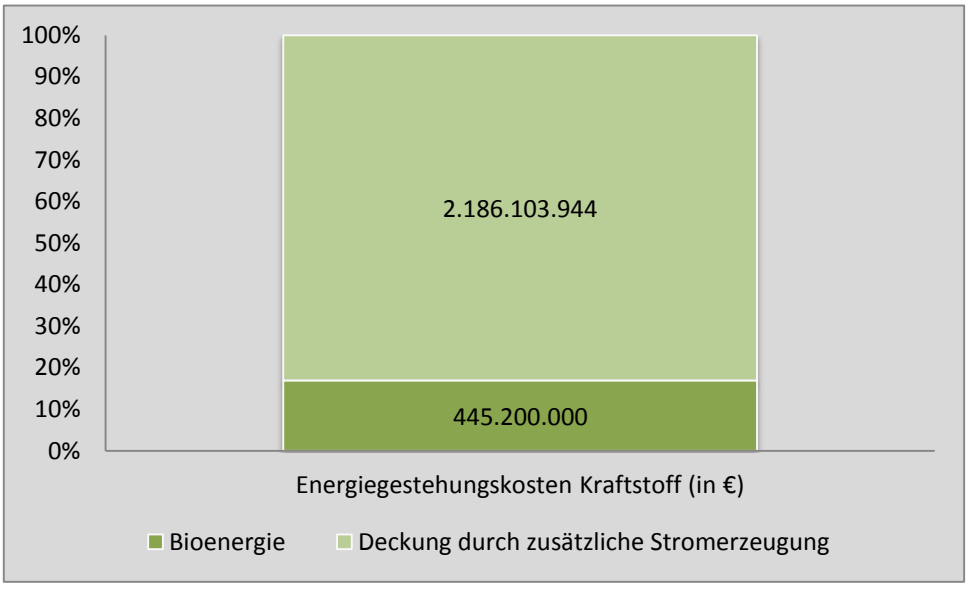
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger

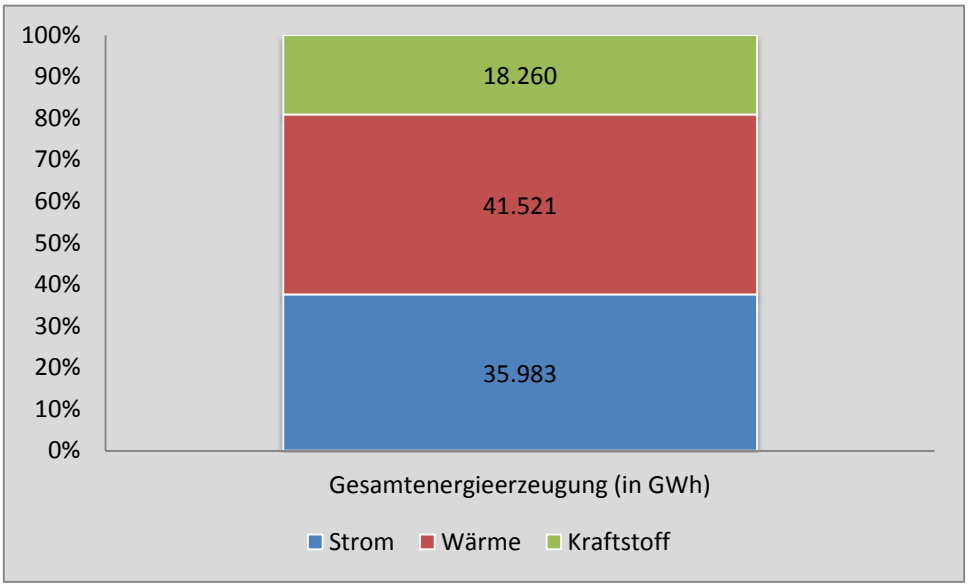


Energiegestehungskosten Kraftstoff

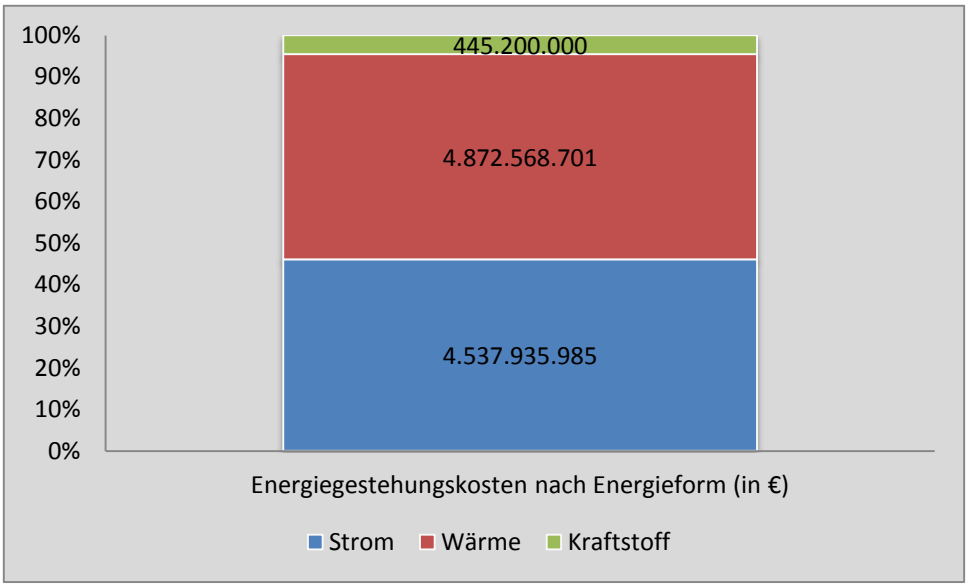


Szenario 3

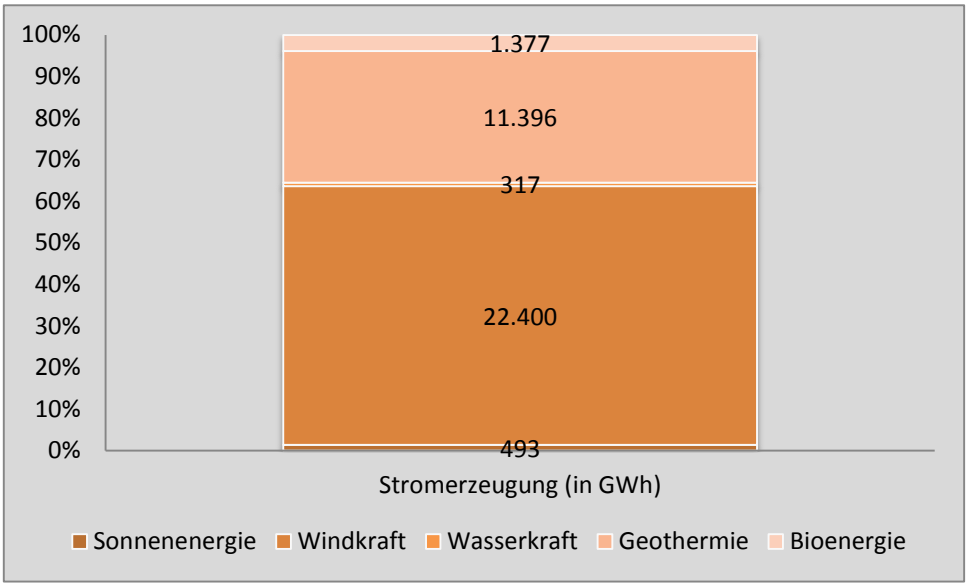
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



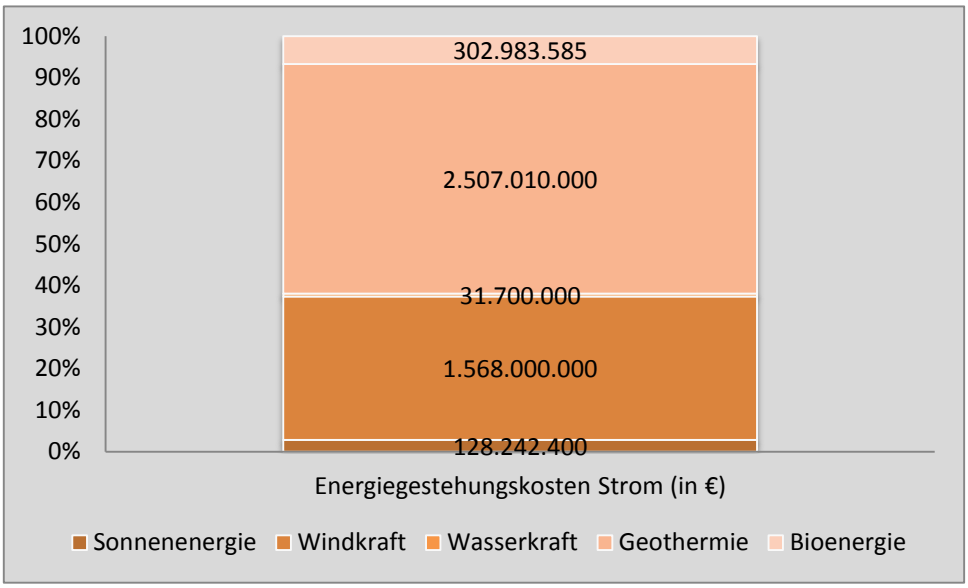
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



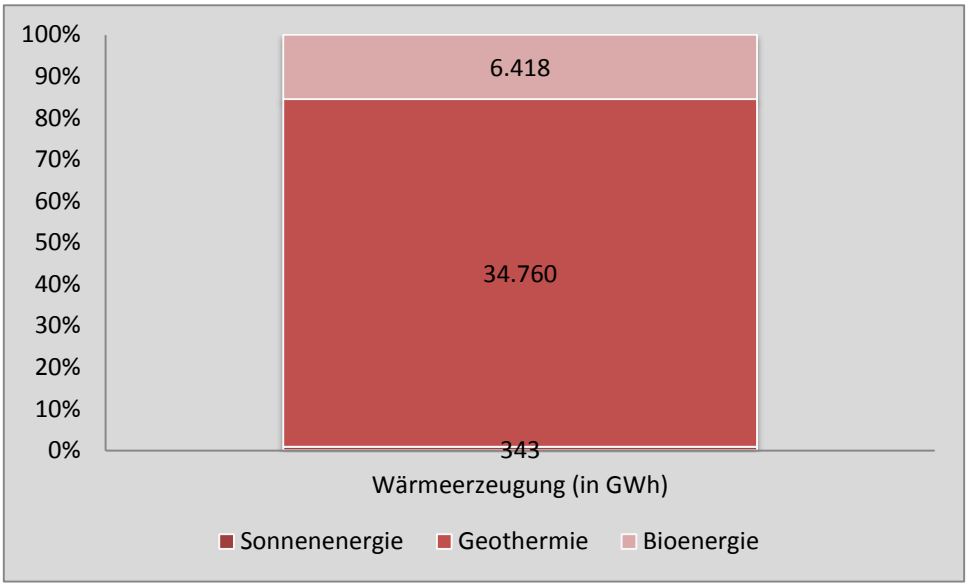
Stromerzeugung nach Energieträger



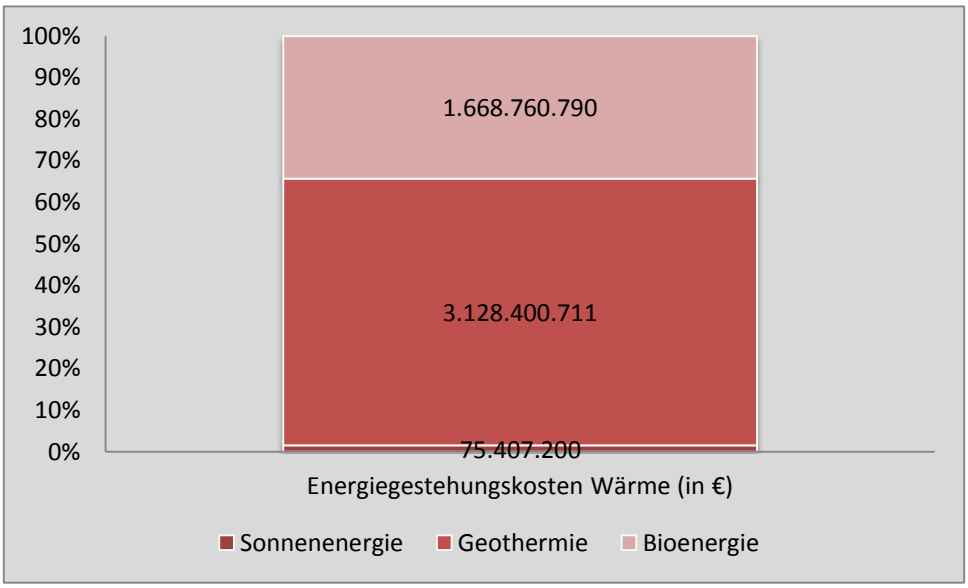
Energiegestehungskosten Strom



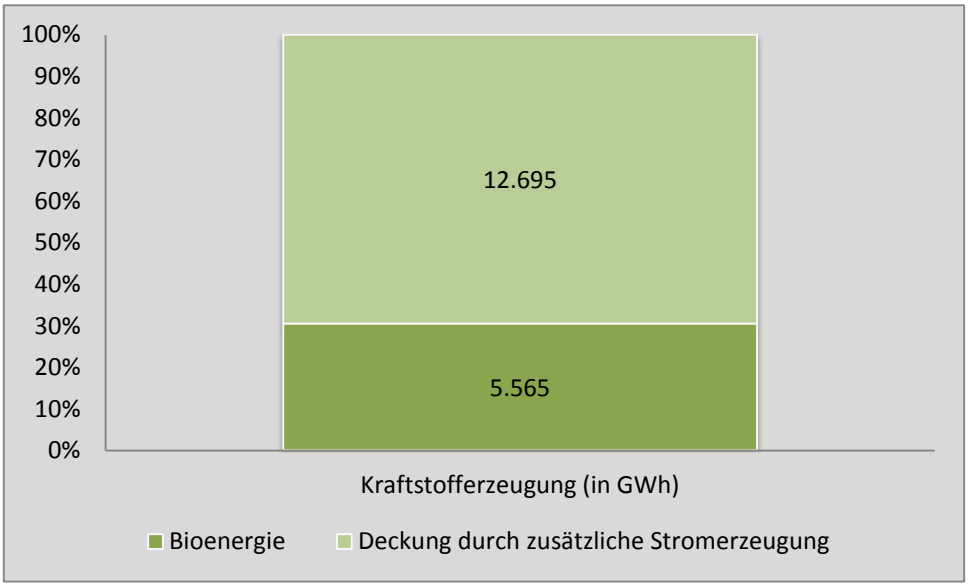
Wärmeerzeugung nach Energieträger



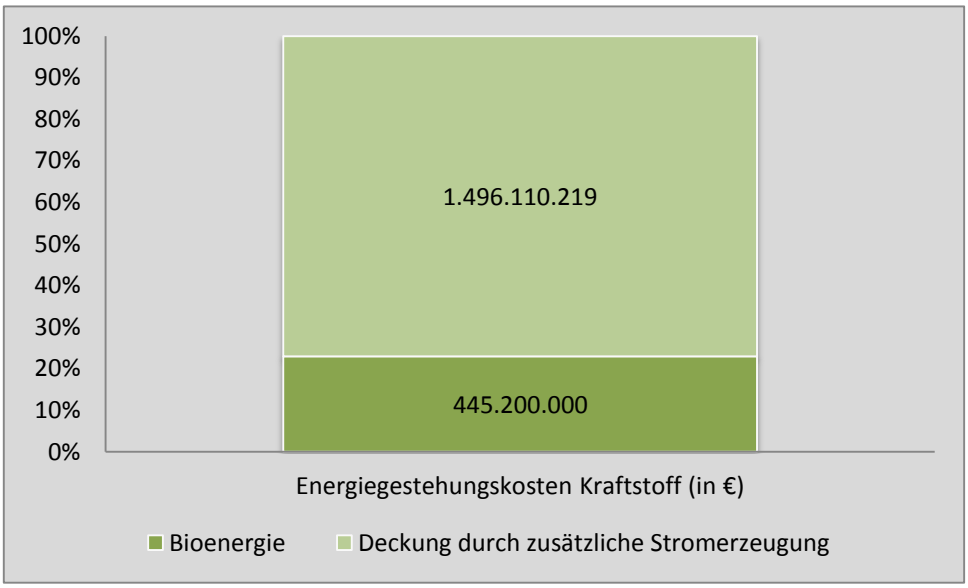
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger

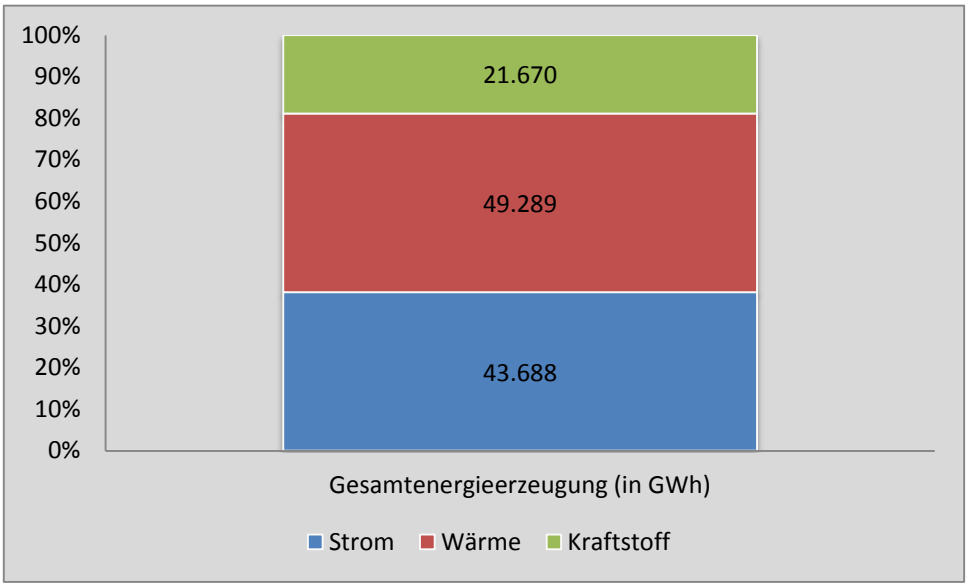


Energiegestehungskosten Kraftstoff

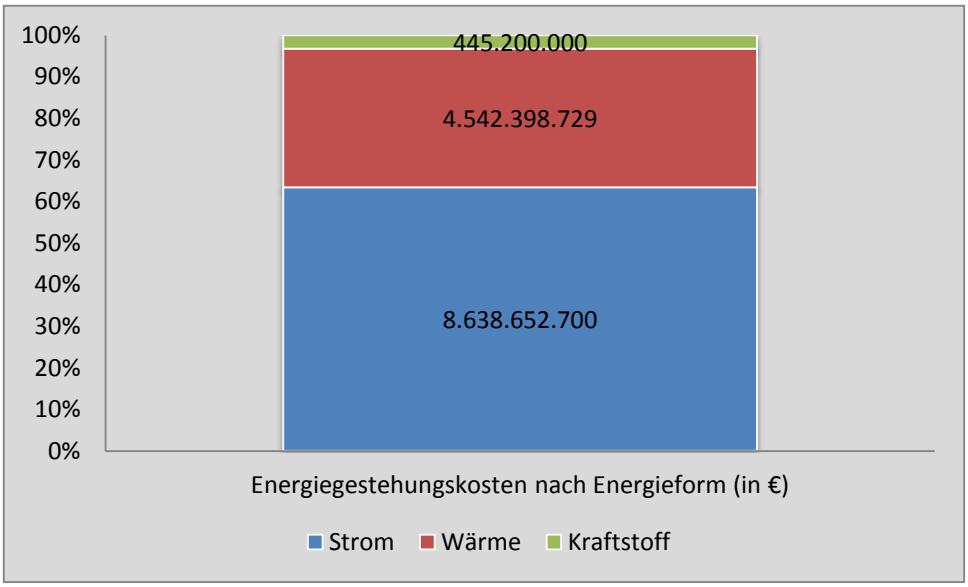


Szenario 4

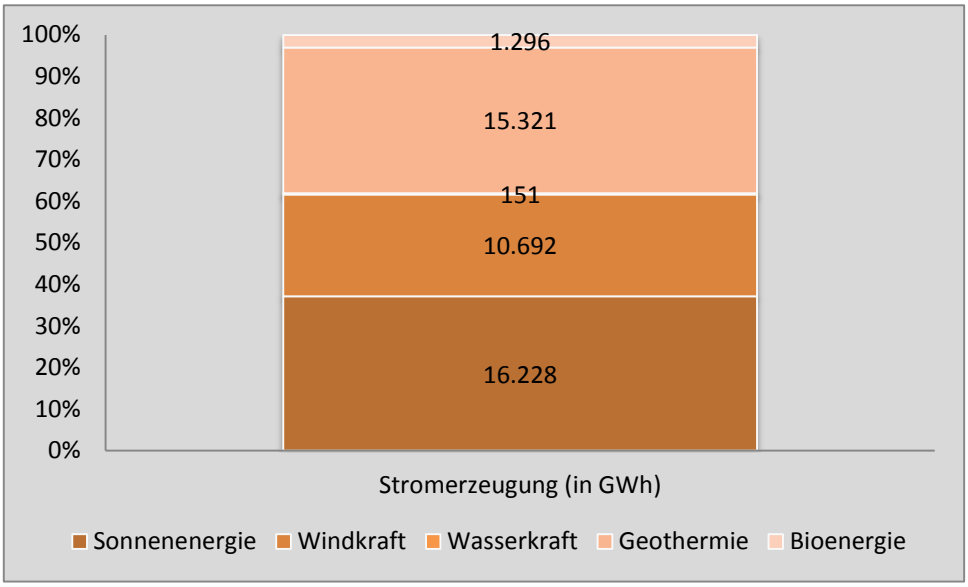
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



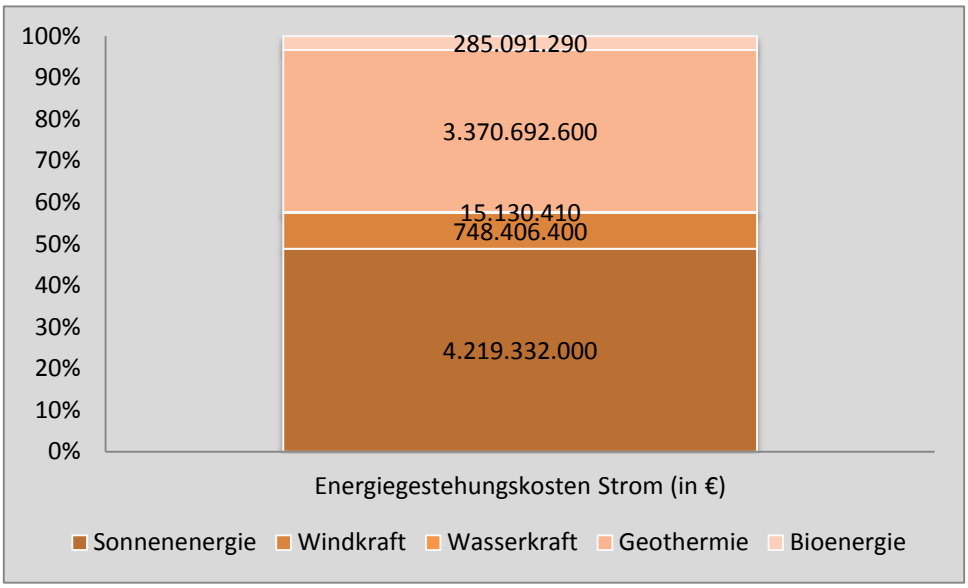
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



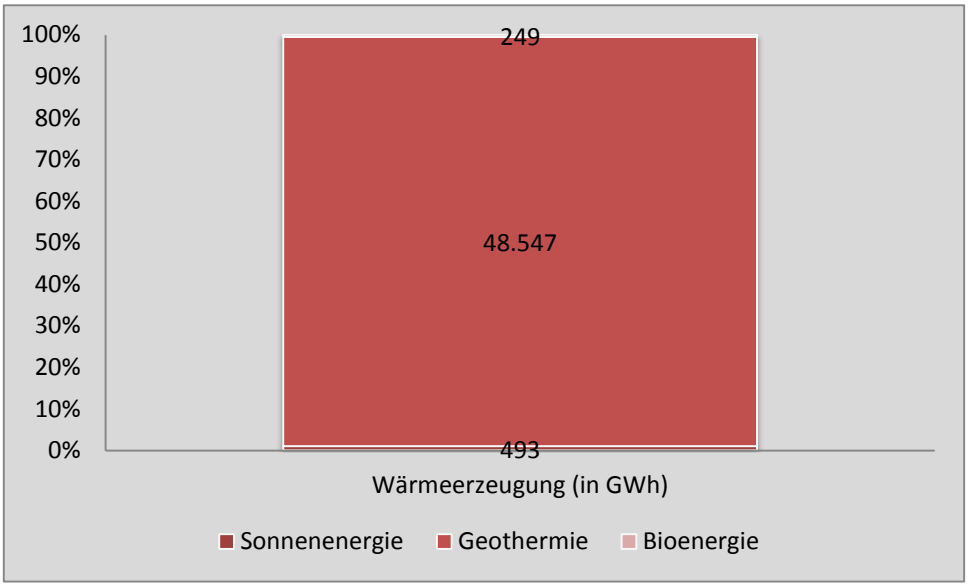
Stromerzeugung nach Energieträger



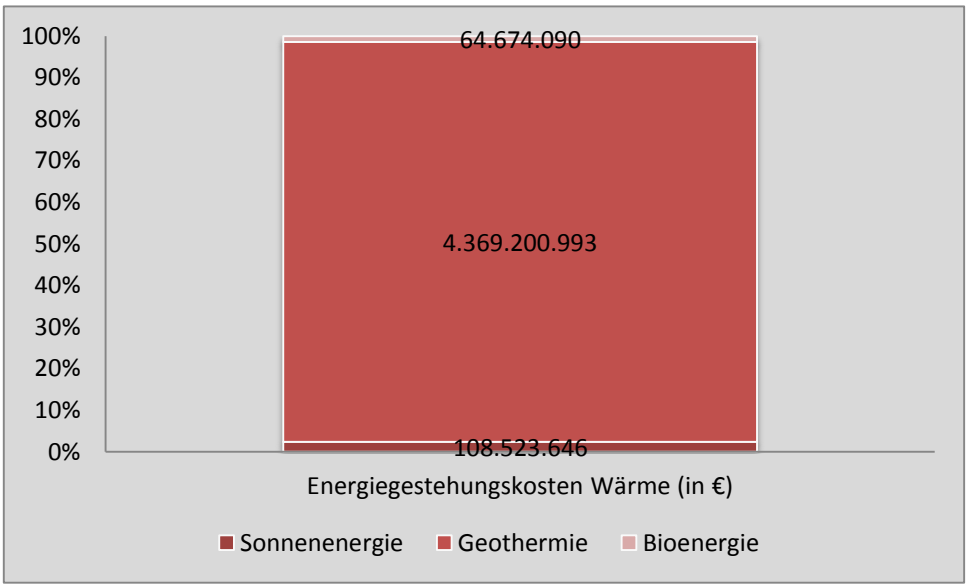
Energiegestehungskosten Strom



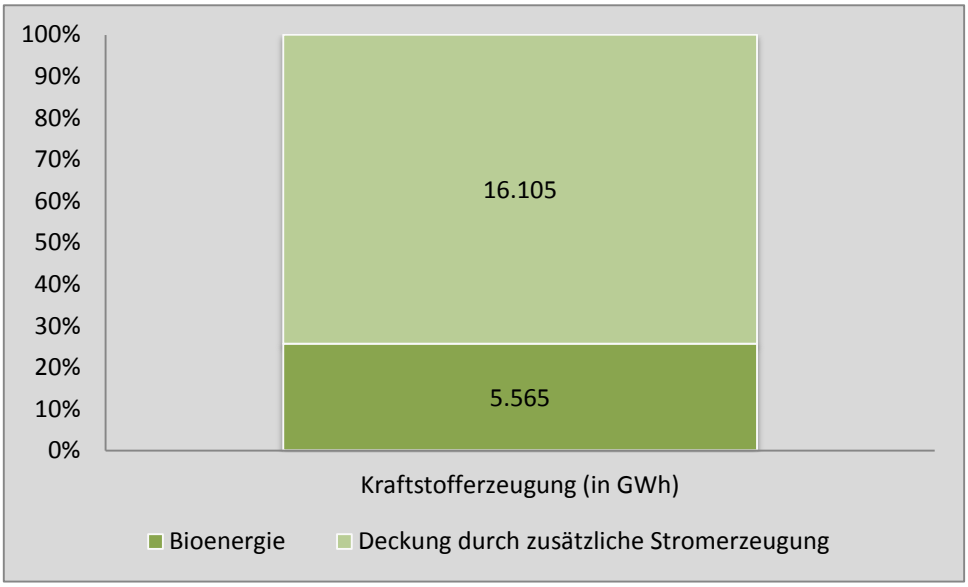
Wärmeerzeugung nach Energieträger



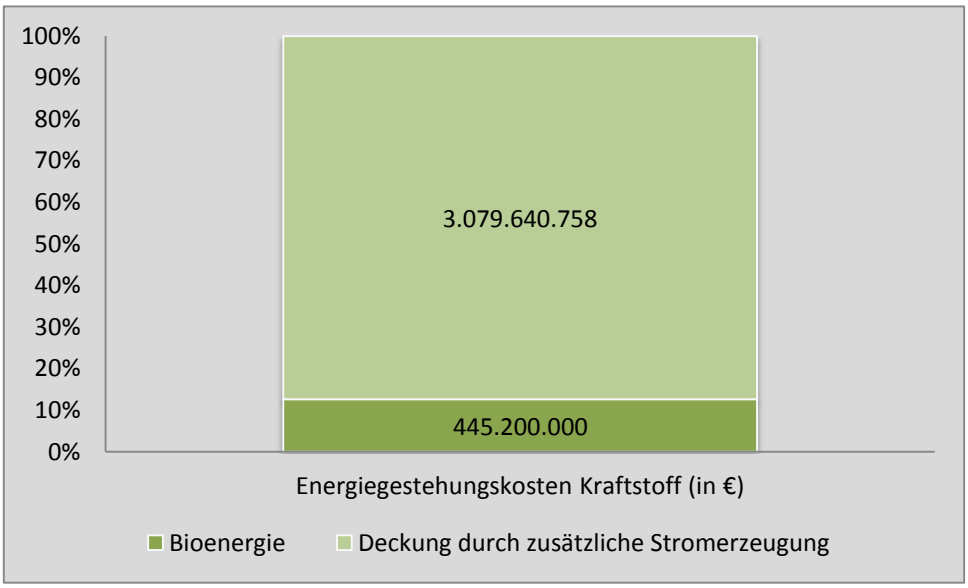
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger

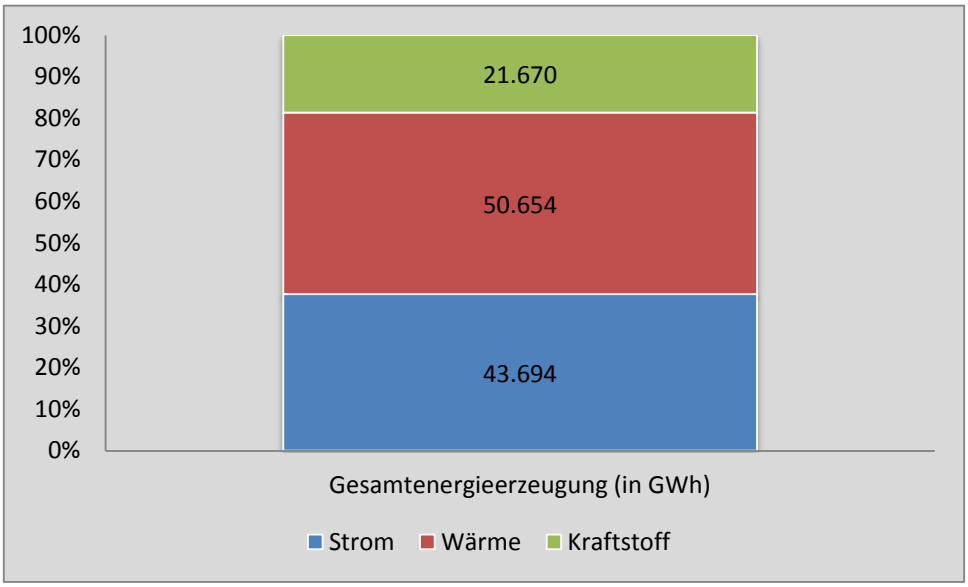


Energiegestehungskosten Kraftstoff

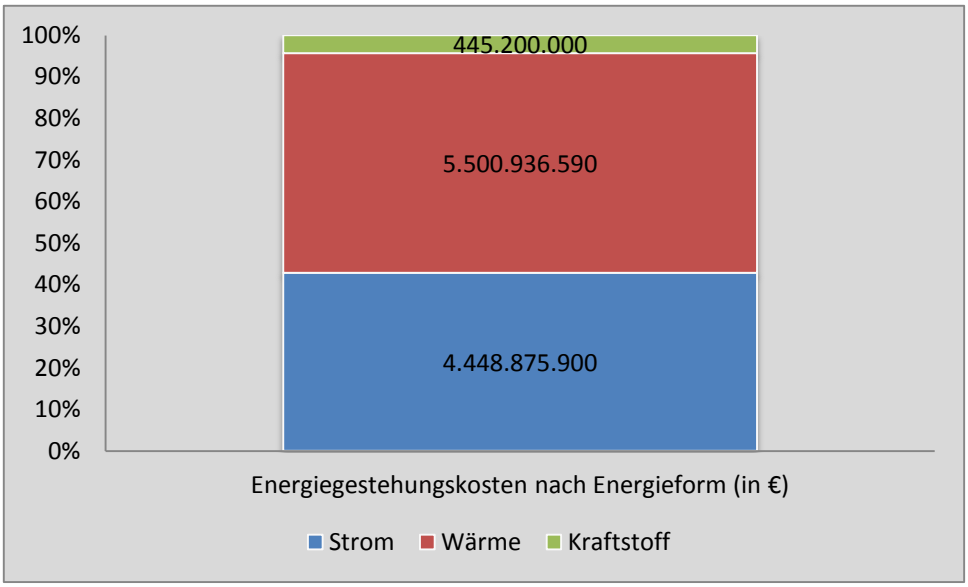


Szenario 5

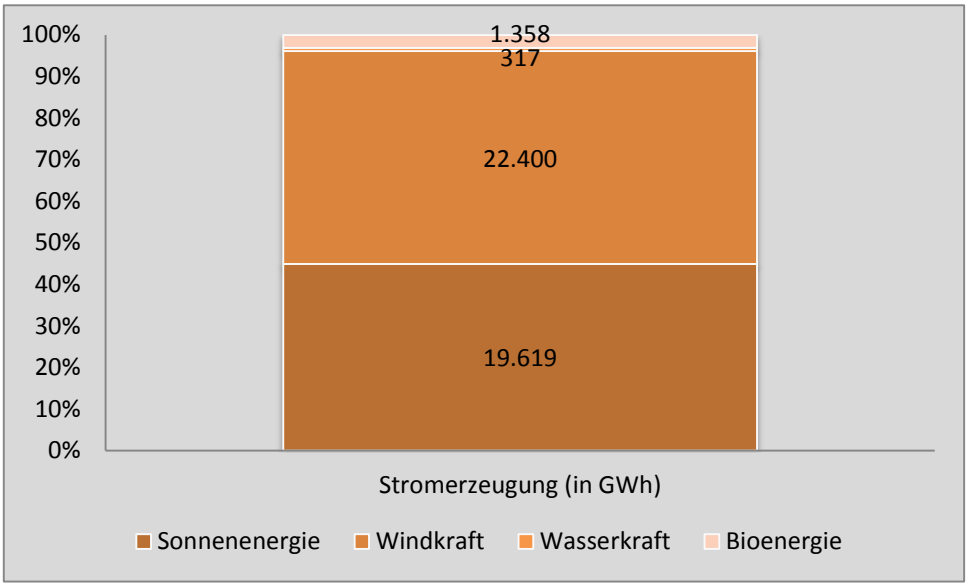
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



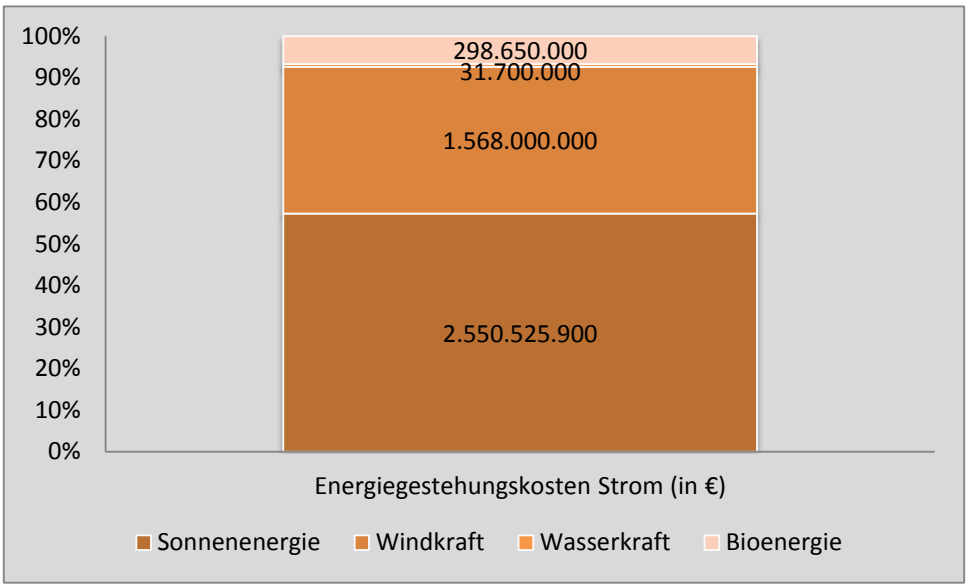
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



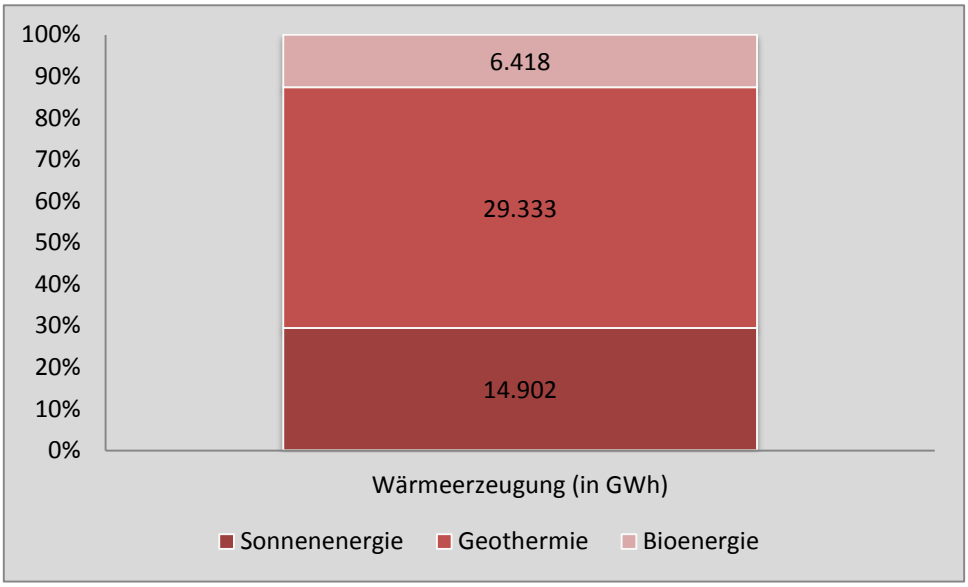
Stromerzeugung nach Energieträger



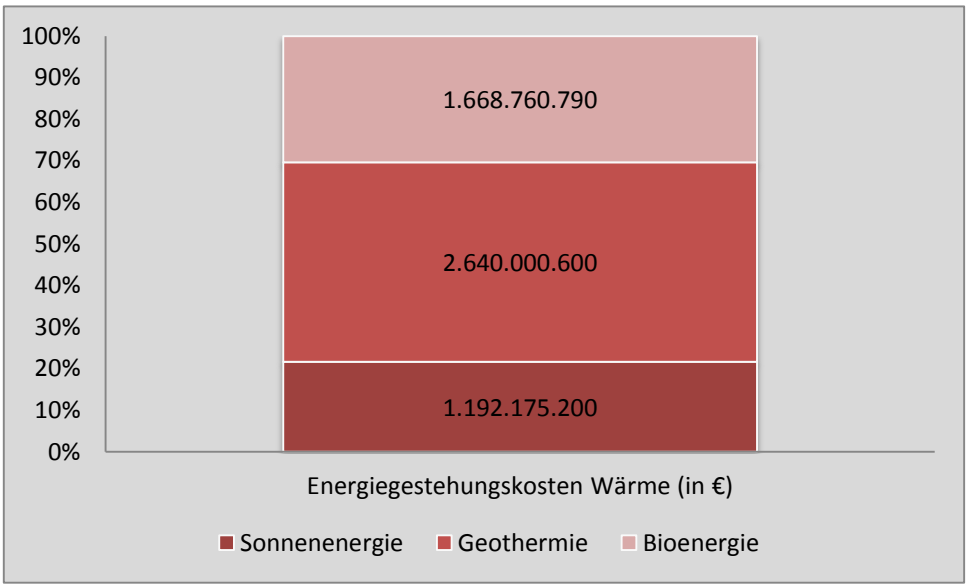
Energiegestehungskosten Strom



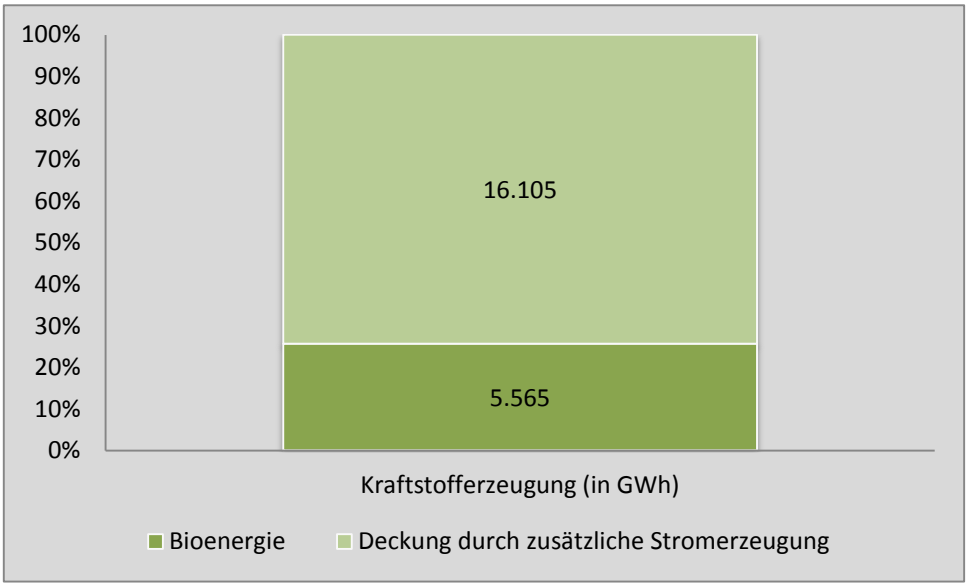
Wärmeerzeugung nach Energieträger



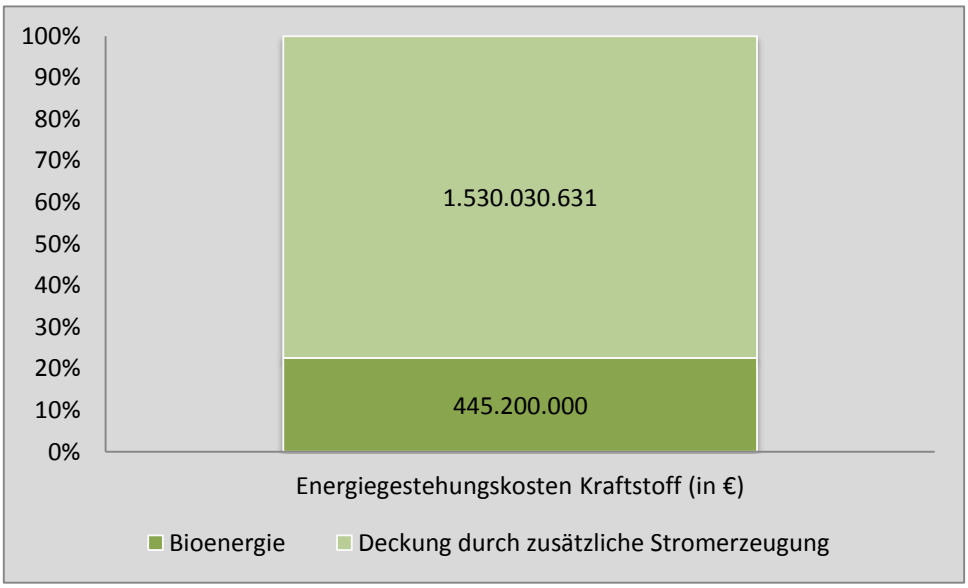
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger

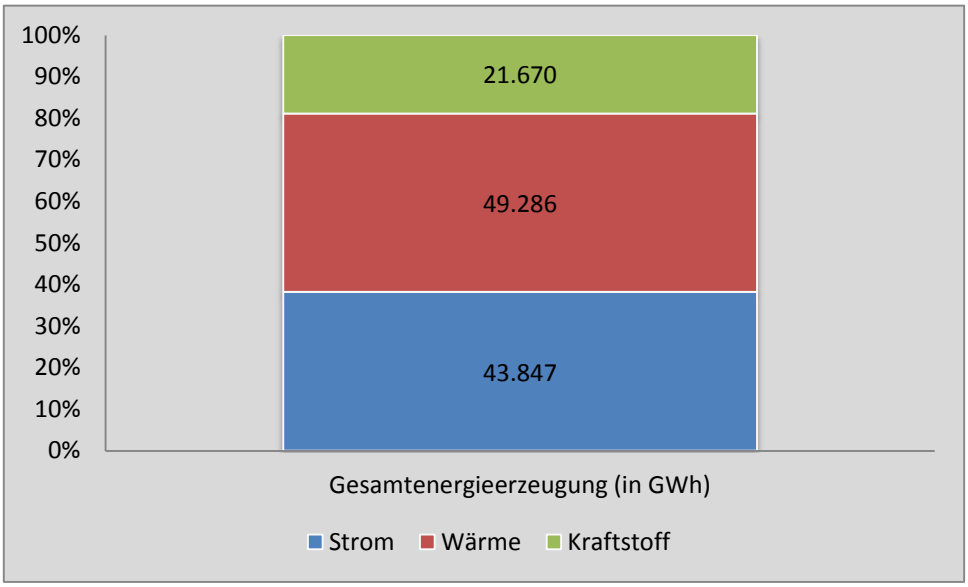


Energiegestehungskosten Kraftstoff

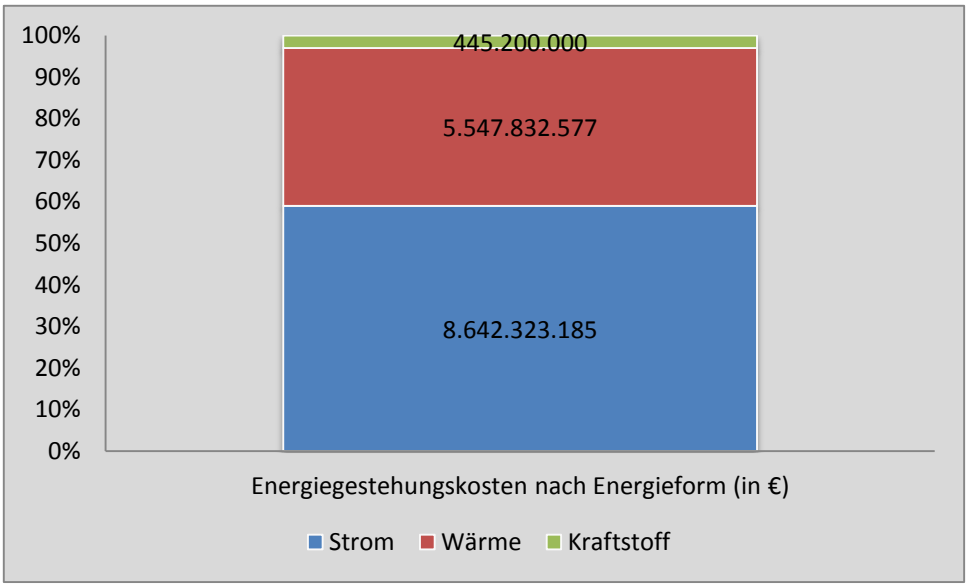


Szenario 6

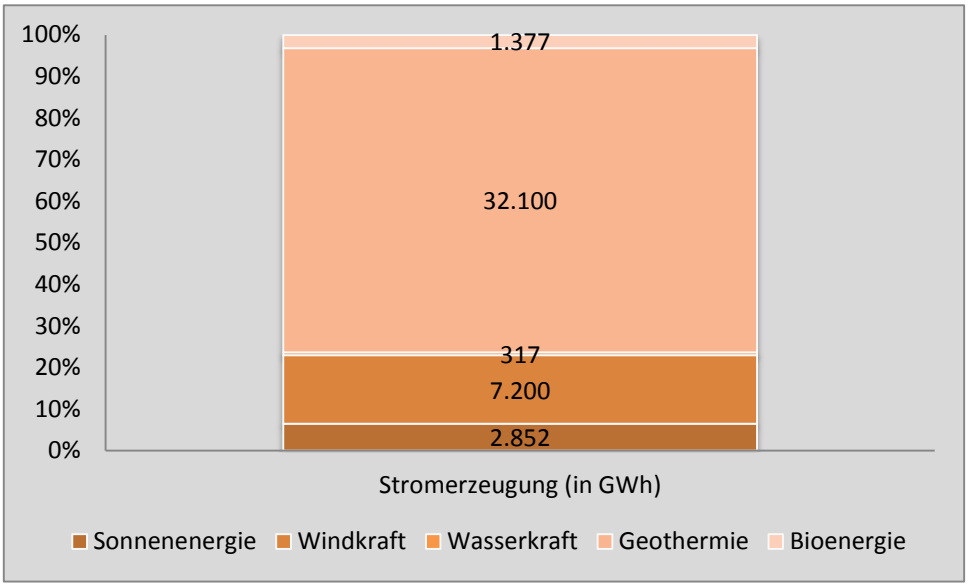
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



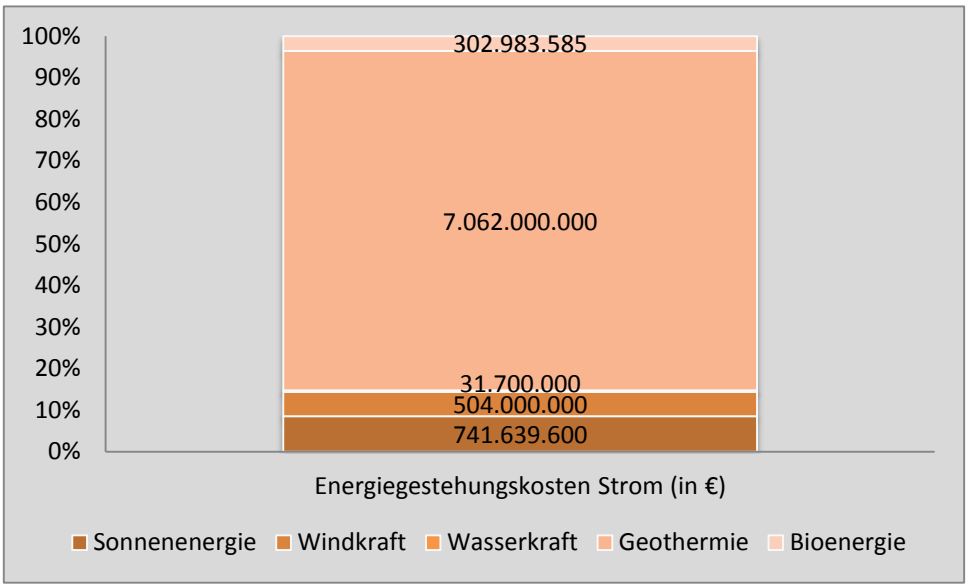
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



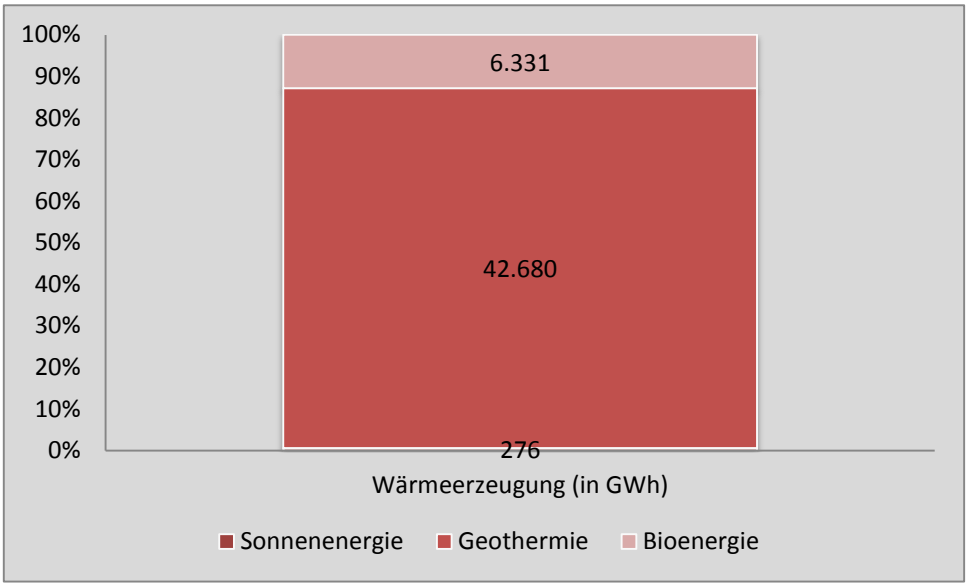
Stromerzeugung nach Energieträger



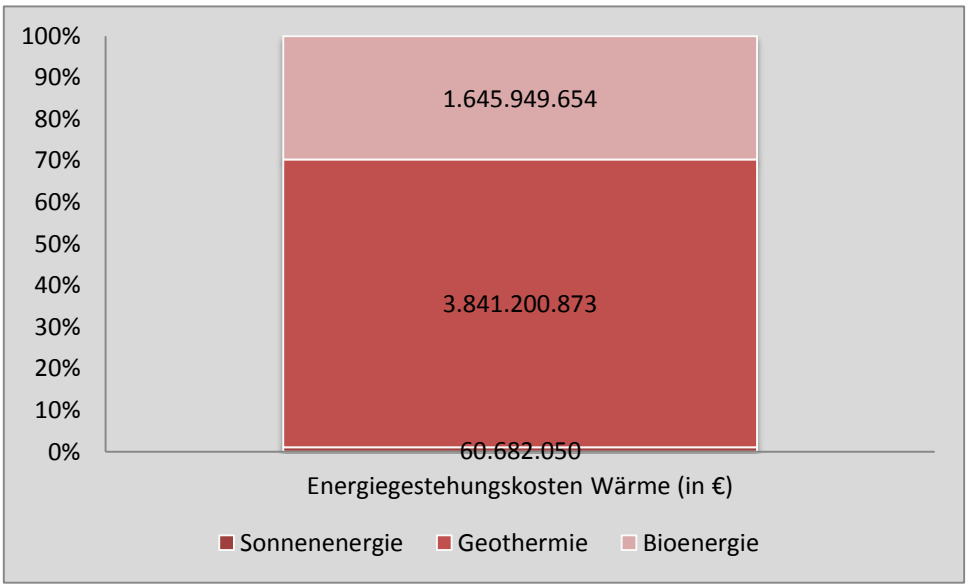
Energiegestehungskosten Strom



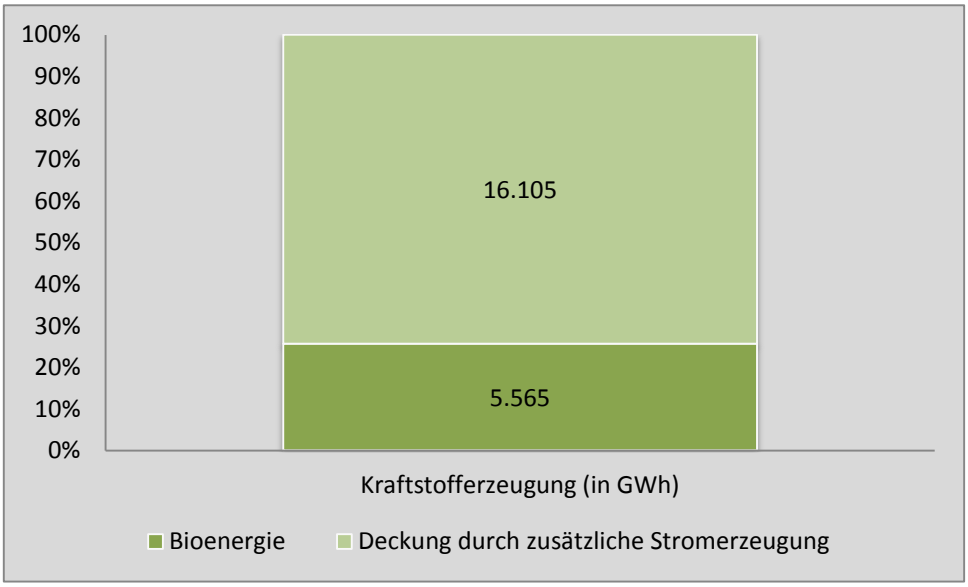
Wärmeerzeugung nach Energieträger



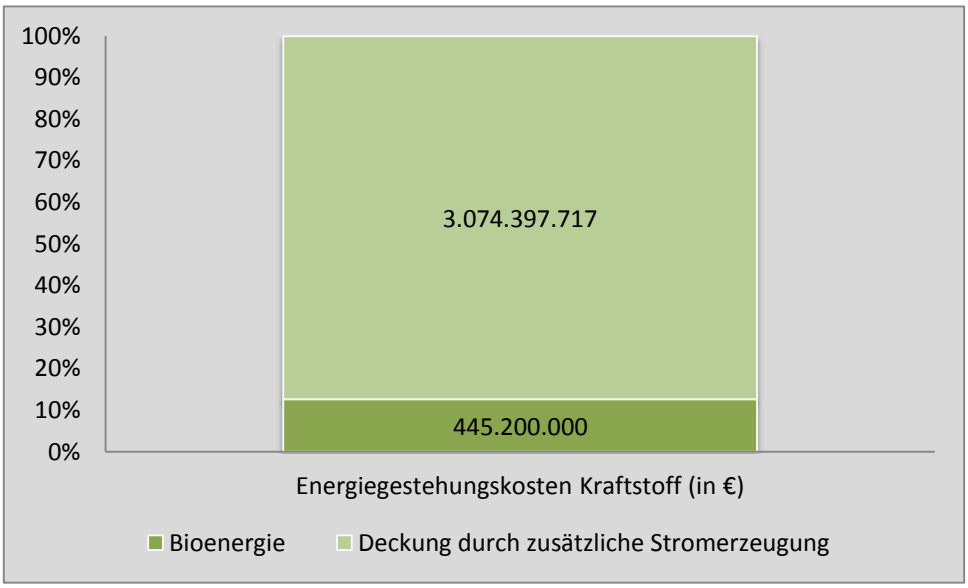
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger



Energiegestehungskosten Kraftstoff



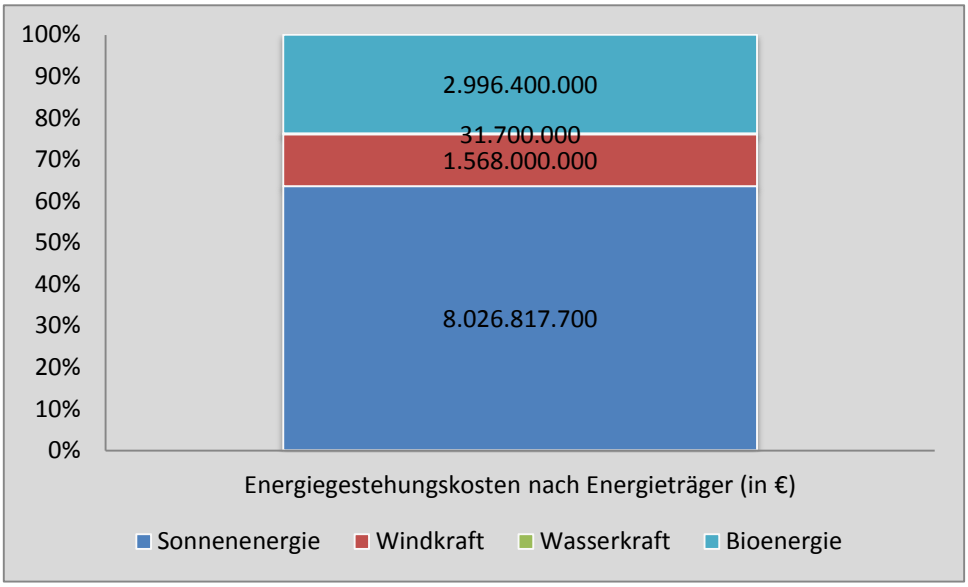
Szenario 7

Energiegestehungskosten - Übersicht

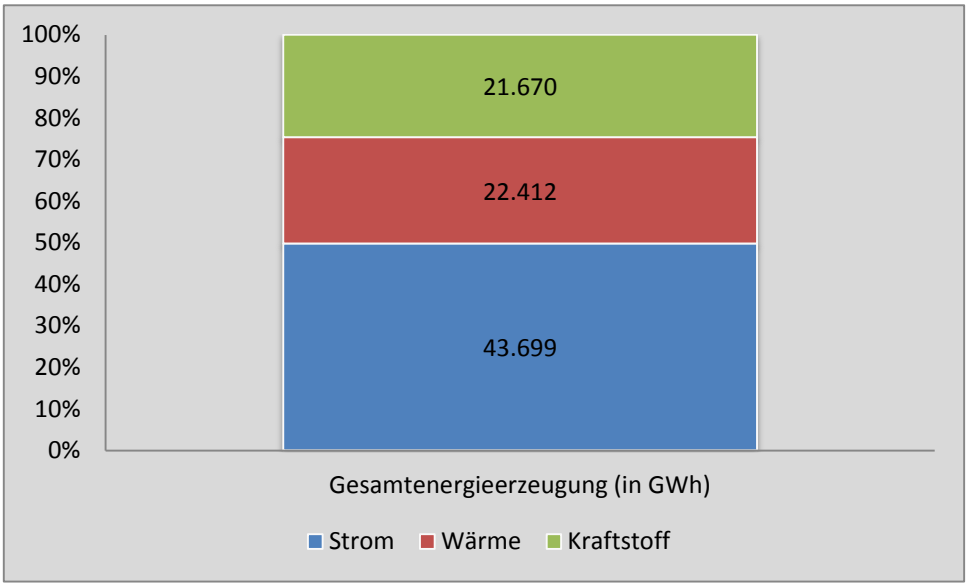
3. Energiegestehungskosten (in €)

Anwendungsart / Energieträger	Strom	Wärme	Kraftstoff	Kosten total
Sonnenenergie	4.749.544.800	3.277.272.900	0	8.026.817.700
Windkraft	1.568.000.000	0	0	1.568.000.000
Wasserkraft	31.700.000	0	0	31.700.000
Geothermie	0	0	0	0
Bioenergie	597.300.000	1.953.900.000	445.200.000	2.996.400.000
Kosten total	6.946.544.800	5.231.172.900	445.200.000	12.622.917.700

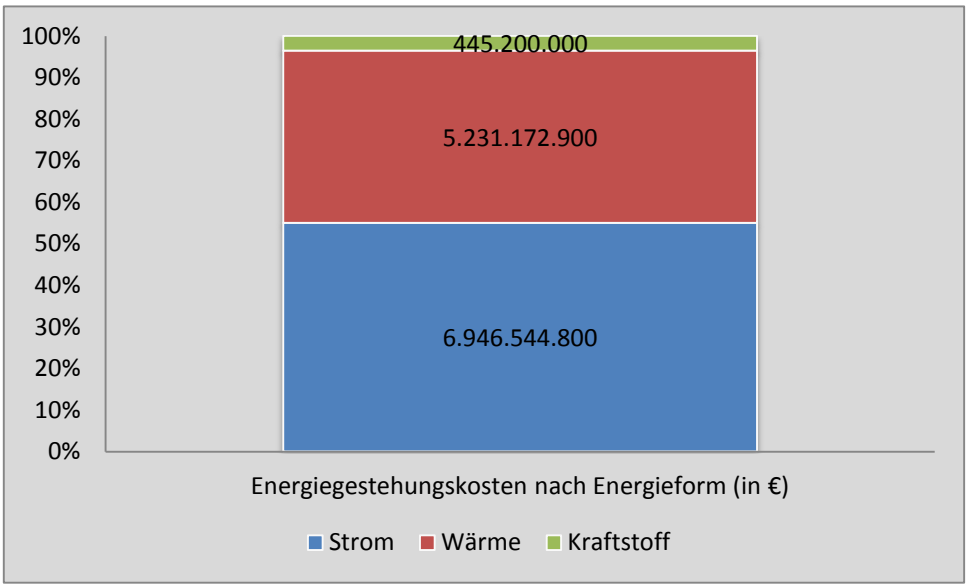
Energiegestehungskosten nach Energieträger



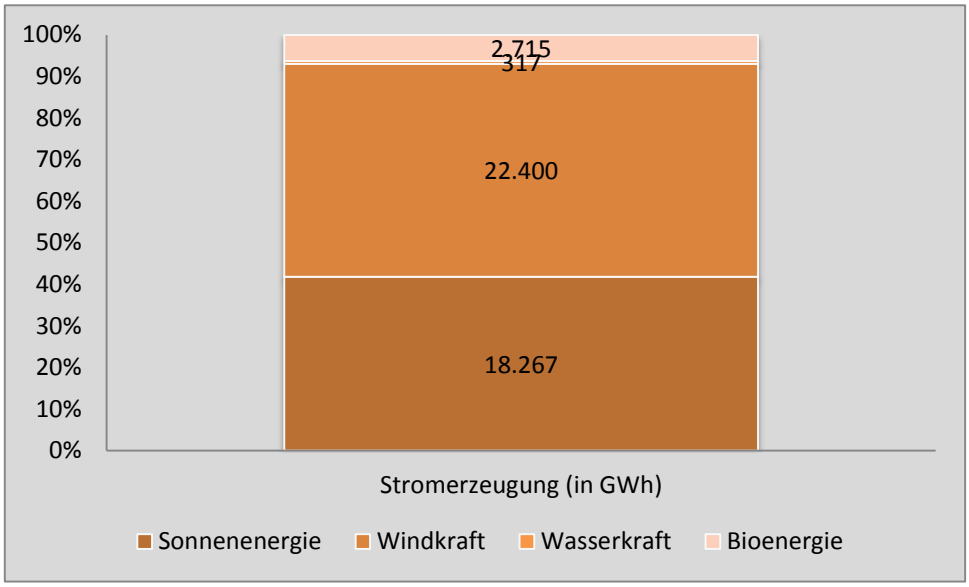
Gesamtenergieerzeugung nach Energieform



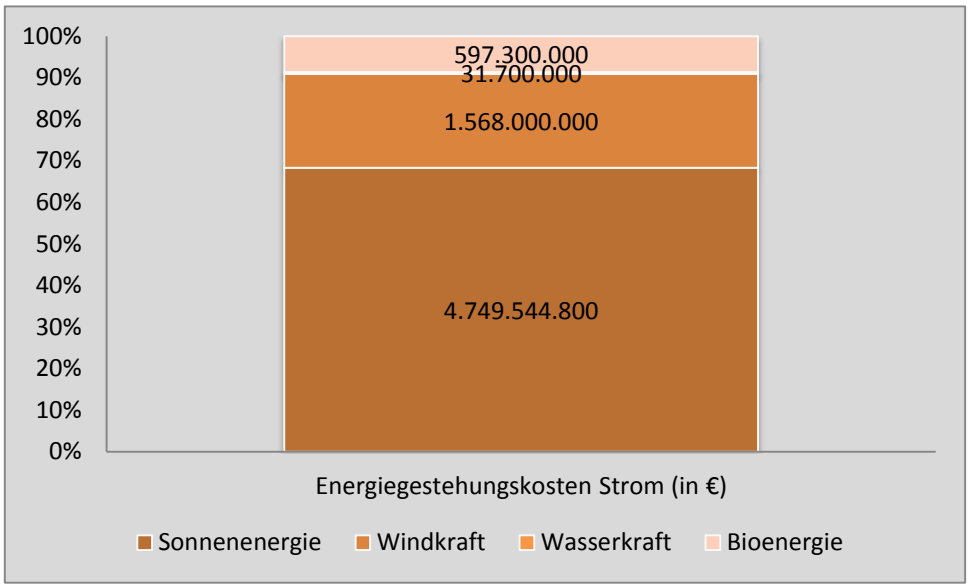
Energiegestehungskosten nach Anwendungsart



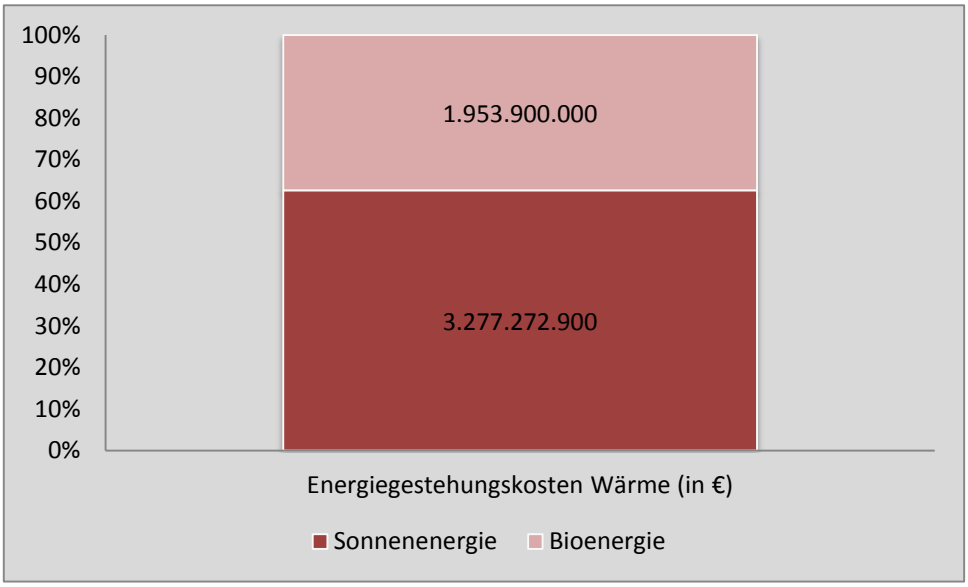
Stromerzeugung nach Energieträger



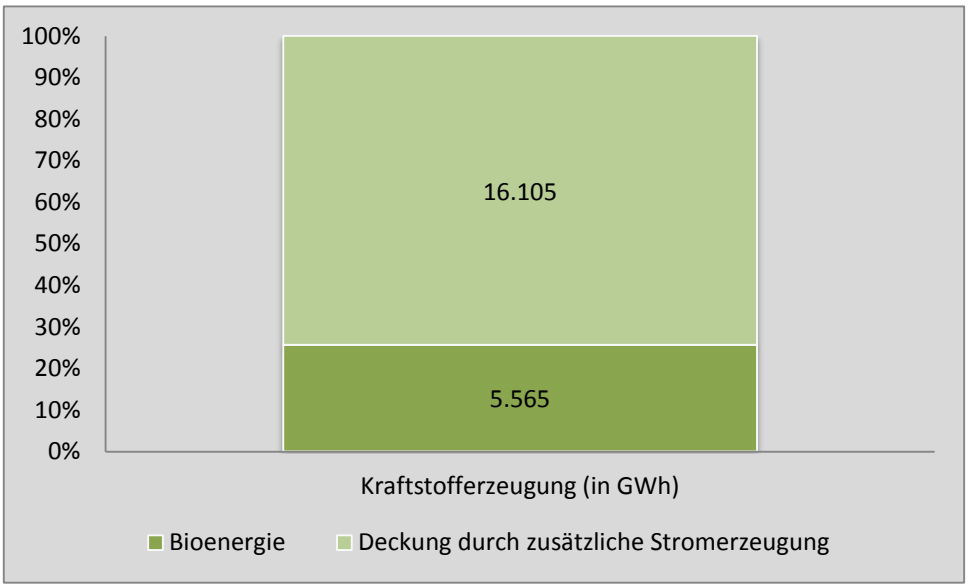
Energiegestehungskosten Strom



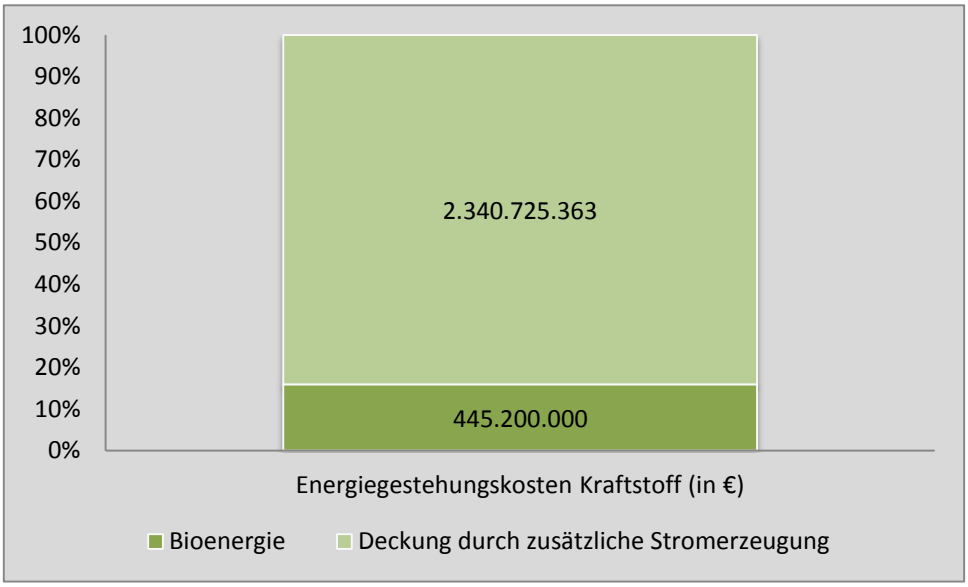
Energiegestehungskosten Wärme



Kraftstofferzeugung nach Energieträger



Energiegestehungskosten Kraftstoff



Institut für Wirtschaftsinformatik

Leibniz Universität Hannover

Königsworther Platz 1

30167 Hannover

Betreuer: Cornelius Köpp

Eine quantitative Bedarfsanalyse von Blockheizkraftwerken im Virtuellen Kraftwerk

Name	Marius Hilleke	Mathias Maske
Matrikelnummer	2560600	2613550
Adresse	Rautenstraße 24	Liebigstraße 33
	30171 Hannover	30163 Hannover
Telefon	0176 23 44 69 09	0176 81 17 82 98
E-Mail	MariusHilleke@gmail.com	Mathias@Maske-online.net

Wintersemester 2011/2012

Inhaltsverzeichnis

Seite

Abbildungsverzeichnis II

Tabellenverzeichnis III

Abkürzungsverzeichnis IV

Symbolverzeichnis V

1 Einleitung 1

2 Grundlagen der Energieerzeugung und –wirtschaft in Deutschland 3
- 2.1 Windenergie 3
- 2.2 Photovoltaik 5
- 2.3 Blockheizkraftwerke 8
- 2.4 Betreiber von Energienetzen 10
- 2.5 Regelenergie 12
- 2.6 Virtuelle Kraftwerke 15

3 Beschreibung der Datenbasis 18

4 Datenanalyse 20
- 4.1 Analyse des Energieerzeugungsportfolios der ÜNB 20
- 4.2 Residuen zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung 22

5 Der Ausgleich des Prognosefehlers in virtuellen Kraftwerken 30
- 5.1 Fehlerausgleich mittels Blockheizkraftwerken 30
- 5.2 Fehlerausgleich mittels Blockheizkraftwerken und Windreserve 34
- 5.3 Berechnung und Simulation in Excel 35
- 5.4 Auswertung der Berechnungen 40
- 5.5 Kritische Betrachtung der Ergebnisse 50

6 Fazit und Ausblick 53

Literaturverzeichnis 55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 10m Höhe 3
Abbildung 2: Schema einer Windenergieanlage 4
Abbildung 3: Installierte Windenergieleistung in Deutschland 5
Abbildung 4: Globalstrahlung in Europa im Jahr 2007 7
Abbildung 5: Anteile an der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2010 8
Abbildung 6: Einbindung eines BHKW in einen Heizkreislauf über einen Pufferspeicher 9
Abbildung 7: Regelzonen der vier deutschen ÜNB 11
Abbildung 8: Zeitverlauf und Verantwortlichkeit beim Bezug von Regelenergie. 13
Abbildung 9: Startverhalten eines BHKW 14
Abbildung 10: Quantile der Residuen nach ÜNB für Windenergie 24
Abbildung 11: Quantile der Residuen nach ÜNB für Solarenergie 26
Abbildung 12: Quantile der Residuen nach ÜNB für Wind- und Solarenergie 28
Abbildung 13: Eingabemaske Teil 1 36
Abbildung 14: Eingabemaske Teil 2 36
Abbildung 15: Eingabemaske Teil 3 37
Abbildung 16: Eingabemaske Teil 4 37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zubau von Solarstromanlagen in Deutschland in Megawatt 8
Tabelle 2: Exemplarischer Pool aus BHKW. Quelle: In Anlehnung an 19
Tabelle 3: Durchschnittlich realisierte Energieerzeugung je ÜNB nach Erzeugungstyp im Beobachtungszeitraum 20
Tabelle 4: Anteil je Erzeugungstyp am Portfolio je ÜNB im Beobachtungszeitraum. 21
Tabelle 4: Statistische Kennzahlen der Residuen nach ÜNB für Windenergie 23
Tabelle 5: Statistische Kennzahlen der Residuen nach ÜNB für Solarenergie. 27
Tabelle 6: Statistische Kennzahlen der Residuen nach ÜNB für Wind- und Solarenergie. 27
Tabelle 8: Beschreibung der Auswertungstabellenblätter 38
Tabelle 9: Ausgleich der bei 50hertz auftretenden Fehler durch BHKW 42
Tabelle 10: Ausgleich der bei amprion auftretenden Fehler durch BHKW 44
Tabelle 11: Ausgleich der bei TenneT auftretenden Fehler durch BHKW 46
Tabelle 12: Ausgleich der bei EnBW auftretenden Fehler durch BHKW 48

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
kV	Kilovolt
MR	Minutenreserve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
PRL	Primärregelleistung
PVA	Photovoltaikanlage
SRL	Sekundärregelleistung
UCTE	Union of the Co-ordination of the Transmission of Electricity, deutsch: Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKW	Virtuelles Kraftwerk
WEA	Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

B	Bedarfsfaktor an BHKW-Kapazität
B_i^{el}	Elektrische Leistung eines BHKW vom Typ $i \in I$
$\triangle B_{jk}^{*}$	Notwendige Steigerung an BHKW Kapazität zur Deckung der Fehler im Verhältnis zur aktuell installierten Kapazität $\forall j,k$
$\triangle \hat{P}_{jkt}^{B}$	Prognosekorrektur durch BHKW-Reserve $\forall j,k,t$
eWR_{ktr}	Fehlerkorrigierender Einsatz an Windreserve $\forall k,t,r$
${}^{*W}F_{ktr}^{PVW}$	Prognosefehler gesamt vor Ausgleich durch Windreserve $\forall k,t,r$
${}^{*mW}F_{ktr}^{PVW}$	Durch Einsatz von Windreserve korrigierter Fehler $\forall k,t,r$
F_{kt}^{PV}	Prognosefehler Solar $\forall k,t$
F_{kt}^{PVW}	Prognosefehler gesamt $\forall k,t$
FQ_{pk}	Unteres p-Quantil des Gesamtfehlers $\forall k$
$FQ_{1-p,k}$	Oberes (1-p)- Quantil des Gesamtfehlers $\forall k$
F_{kt}^{W}	Prognosefehler Wind $\forall k,t$
GP_{ljkr}^{abs}	Absolute Gesamtproduktion p.a. $\forall l,j,k,r$
GP_{ljkr}^{rel}	Relative Gesamtproduktion p.a. $\forall l,j,k,r$
I	Menge der Blockheizkraftwerkstypen $i \in I$
j	Fehlerausgleichsniveau $j \in (0;1)$
j_k	Fehlerausgleichsniveau $\forall k$
K	Menge der Übertragungsnetzbetreiber $k \in K$
L	Menge an Kraftwerkstypen $l \in L$
$L^{\max}$	Maximale Laufzeit eines BHKW in h p.a.
$\sum_{i \in I} P_{ktji}^{B}$	Tatsächliche Produktion BHKW $\forall j,k,t$
$\sum_{i \in I} P_{rktji}^{B}$	Tatsächliche Produktion BHKW nach Windreserveeinsatz $\forall r,k,t,j$
${}^{*W}P_{ktr}^{PVW}$	Um Windreserve reduzierte Produktion gesamt $\forall k,t,r$
${}^{*W}\hat{P}_{ktr}^{PVW}$	Um Windreserve korrigierte Prognose gesamt $\forall k,t,r$
${}^{*mW}P_{ktr}^{PVW}$	Um Windreserveeinsatz korrigierte Produktion gesamt $\forall k,t,r$
P_{kt}^{PV}	Tatsächliche Produktion Solar $\forall k,t$

$\hat{P}_{kt}^{PV}$	Erwartete Produktion Solar $\forall k,t$
P_{kt}^{PVW}	Tatsächliche Produktion gesamt $\forall k,t$
${}^{*}\hat{P}_{jkt}^{PVWB}$	Um BHKW-Reserve korrigierte Prognose
P_{jkt}^{PVWB*}	Um Fehler korrigierte Produktion Solar, Wind und BHKW $\forall j,k,t$
${}^{*}F_{jkt}^{PVWB}$	Um BHKW-Ausgleich korrigierter Prognosefehler $\forall j,k,t$
$\hat{P}_{kt}^{PVW}$	Erwartete Produktion gesamt $\forall k,t$
P_{kt}^{W}	Tatsächliche Produktion Wind $\forall k,t$
$\hat{P}_{kt}^{W}$	Erwartete Produktion Wind $\forall k,t$
QB_{i}^{a}	Geschätzte Anzahl der in Deutschland verfügbaren BHKW vom Typ $i \in I$
QB_{ik}^{a}	Geschätzte Anzahl der verfügbaren BHKW vom Typ $i \in I$ für ÜNB $k \in K$
QB_{ijkr}^{*}	Notwendige Anzahl an BHKW zur Deckung der Fehler nach Windreserveausgleich $\forall i,j,k,r$
QB_{ijk}^{*}	Notwendige Anzahl an BHKW zur Deckung der Fehler
QB_{jk}^{*}	Um Verfügbarkeit korrigierter Bedarf an BHKW Leistung $\forall j,k$
Q_{jk}	Vorzuhaltende Kapazität zum Ausgleich der j_k Fehler $\forall j,k$
r_{k}	Windreserve Parameter $\forall k$
T	Beobachtungszeitraum $t = \{1,...,T\}$
$\ddot{U}NB_{k}$	Versorgungsanteil des Übertragungsnetzbetreibers $\forall k$
v	Verfügbarkeit eines BHKW pro Jahr
WR_{ktr}	Windreserve $\forall k,t,r$
$\widehat{WR}_{ktr}$	Erwartete Windreserve $\forall k,t,r$

1 Einleitung

Der durch die Bundesregierung beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie führt zu einem weiteren Wachstum des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland. Eine Zielvorgabe des Europaparlaments schreibt einen Anstieg von derzeit etwa 11 % auf 18 % in 2020 vor, wobei Prognosen einen möglichen Wert von knapp 20 % beschreiben [EP09, S.2][BMU11, S.11].

Für die Erreichung dieser ehrgeizigen Ziele ist der Ausbau weiterer Kraftwerkskapazitäten notwendig, jedoch nicht hinreichend. Die Konstanz konventioneller, fossiler Kraftwerke wird durch wetterabhängige Windenergie- und Photovoltaikanlagen nicht erreicht. Es bedarf intelligenter Strategien, welche die Effekte der Volatilität dieser Anlagen glätten. Eine durch schwankende Produktionsmengen erfolgte Abweichung der Nennfrequenz von 50 Hertz in den paneuropäischen Stromnetzen kann zu einem Zusammenbruch der Energieversorgung und ernsthaften Schäden an angeschlossenen Kraftwerken führen.

Die European Energy Exchange (EEX), eine Börse an der Strom gehandelt wird, bietet eine transparente sowie zentrale Plattform zur Veröffentlichung marktrelevanter Erzeugungsdaten an. Hier werden durch die vier Betreiber deutscher Höchstspannungsnetze ex ante prognostizierte Energiemengen und ex post realisierte Energiemengen bekanntgegeben. Für den Fall vorliegender Differenzen aufgrund von Prognosefehlern kann durch den Zu- oder Verkauf sogenannter Regelenergie eine gleichmäßige Netzbelastung gewährleistet werden.

Die Zusammenfassung mehrerer Kraftwerke in einem dezentral distribuierten, aber zentral gesteuerten Verbund, ist als das Konzept vom Virtuellen Kraftwerk bekannt. Es lassen sich hierzu unterschiedlichste Typen zusammenfassen. Dieses erlaubt den Ausgleich einer temporär schwachen Stromerzeugung eines Kraftwerks durch das schnelle Hochfahren bis dato ungenutzter Kapazitäten eines oder mehrerer anderer Kraftwerke. Analog dazu wird im Bedarfsfall ermöglicht Überkapazitäten durch Herunterfahren von Kraftwerken abzubauen.

Als möglicher Kraftwerkstyp für den Schwankungsausgleich erneuerbarer Energien werden Blockheizkraftwerke als Baustein des Virtuellen Kraftwerks gehandelt. In die-

ser Arbeit wird analysiert, ob das Vorhalten bzw. der Einkauf teurer Regelenergie durch den intelligenten Einsatz von Blockheizkraftwerken in virtuellen Kraftwerken gesenkt oder gar vollständig ersetzt werden kann. Dabei ist das vornehmliche Ziel eine Quantifizierung des Bedarfs vorzuhaltender Kapazitäten, um Aussagen über die langfristige Realisierbarkeit des Konzeptes treffen zu können.

In Kapitel 2 werden zunächst technische und energiewirtschaftliche Grundlagen der Stromerzeugung erläutert. Es wird eine kurze Einführung in die Funktionsweise und Verbreitung der exemplarisch genutzten Technologien gegeben, um im Anschluss das Konzept der Regelenergie und die daraus resultierende Notwendigkeit der Verbreitung virtueller Kraftwerke zu reflektieren.

In Kapitel 3 folgt eine Beschreibung der im Weiteren verwendeten relevanten Prognose- und Erzeugungsdaten. In Kapitel 4 folgt eine Analyse der Daten, aufgeschlüsselt nach verschiedenen Gesichtspunkten.

Das Konzept zur Quantifizierung des Bedarfs an Blockheizkraftwerken wird in Kapitel 5 eingeführt. Dieses wird anschließend um eine weitere Option des Aufbaus von variablen Kapazitäten durch Windenergie ergänzt. Eine Berechnung und Simulation des Modells wurde in Excel durchgeführt. Hierzu wurde ein Tool entwickelt dessen Funktionsweise dargestellt wird. Schließend werden die Ergebnisse der Bedarfsanalyse dargestellt und dessen Übertragbarkeit in die Praxis diskutiert.

Kapitel 6 beinhaltet ein umfassendes Fazit der gewonnenen Erkenntnisse. Zudem wird ein Ausblick auf die Potenziale des Einsatzes des Konzeptes Virtuelles Kraftwerk gegeben.

2 Grundlagen der Energieerzeugung und –wirtschaft in Deutschland

2.1 Windenergie

Das Aufeinandertreffen von Luftmassen verschiedener Temperatur und verschiedenen Drucks in der Atmosphäre lässt Wind entstehen. Die Oberflächenbeschaffenheit des direkten Untergrunds bestimmt die Aufwärmung der darüber liegenden Luft durch solare Strahlung [Zah09, S. 302]. So erwärmen sich Luftmassen über Wasserflächen weniger stark als solche über dem Festland.

Für die Erzeugung von Energie kommen aus Gründen der Statik ausschließlich bodennahe Höhen in Frage. Zur Untersuchung mittlerer Windgeschwindigkeiten werden Messungen in zehn Metern über Bodenniveau vorgenommen. Die Messwerte unterliegen saisonalen, regionalen und täglichen Schwankungen [Zah09, S. 303]. Eine effiziente energetische Nutzung des Windes lässt sich erst ab Geschwindigkeiten von etwa 4 m/s realisieren [OO11, S.114].

Die in Abbildung 1 blau und rot dargestellten Regionen eignen sich zur Erzeugung von Strom aus Wind. Es ist ersichtlich, dass sich insbesondere an der Küste, aber

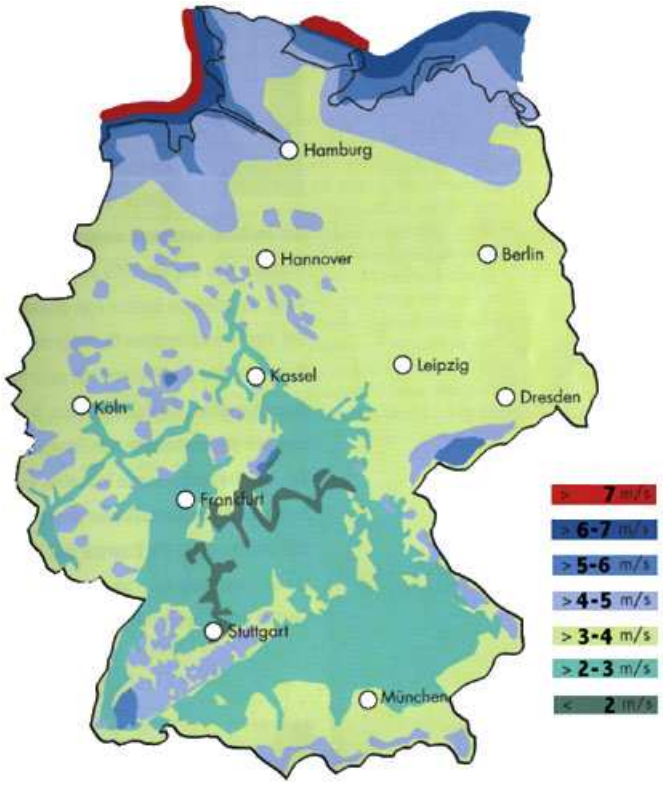


Abbildung 1: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 10m Höhe.

Quelle**:** http://www.paradiso-design.net/windenergie/

auch in den Mittelgebirgen interessante Standorte für Windenergieanlagen (WEA) befinden. An der deutschen Nord- und Ostseeküste liegen die mittleren Windgeschwindigkeiten in Höhen von 50 m bei 6 bis 7 m/s, auf der Zugspitze bei 7 m/s sowie in den Mittelgebirgen im Landesinneren immer noch bei 5 bis 6 m/s [OO11, S. 114]. Auch bei geringeren Windgeschwindigkeiten drehen sich ggf. die Rotoren mit, Strom wird dabei jedoch nicht zwangsläufig erzeugt.

Die in Europa übliche Bauform einer Windenergieanlage ist der dreiflüglige Auftriebsläufer, vgl. Abbildung 2. Zentrales Bauelement ist der an einer horizontalen Achse

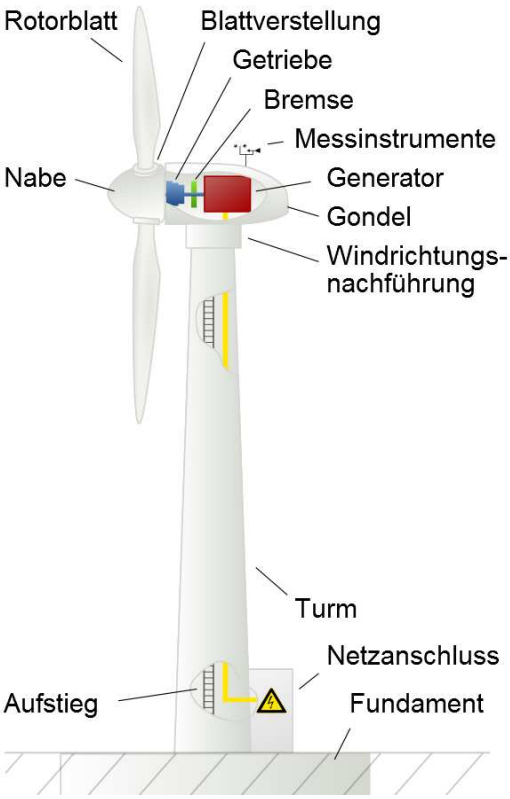


Abbildung 2: Schema einer Windenergieanlage.
Quelle: http://commons.wikimedia.org

angebrachte Rotor. Seine drei Blätter sind unter einem Winkel gegen den Wind gestellt, was ihnen Auftrieb verleiht und somit in Drehung versetzt [Zah09, S. 306]. Der Rotor ist mit einem Generator verbunden, welcher entweder direkt oder über eine Leistungselektronik Strom ins Netz einspeist [HF10, S. 48f.].

Der Wirkungsgrad von WEA mit achsialer Bauweise erreicht aufgrund von Wirbelverlusten und mechanischer Reibung in Getriebe und Generator einen Wert von etwa 45 %, welcher dem eines modernen Kohlekraftwerkes entspricht.

Als exemplarischer Anwendungsfall dient der „Baltic 2“ Off-Shore Windpark der *EnBW* [EnBW11]. Im Jahr 2013 wird dieser ca. 32 km nördlich der Insel Rügen den Betrieb aufnehmen. Die geplante Leistung der achtzig WEA liegt bei insgesamt 288 MW. Die Anlagen weisen jeweils eine Nabenhöhe von etwa 78 m und einen Rotordurchmesser von 120 m auf.

Abbildung 3 zeigt den Verlauf installierter Leistung aus Windenergie in Deutschland auf. Deutlich erkennbar ist einerseits, dass der Zubau neuer WEA seit 2007 approximativ linear stattfindet, nachdem andererseits ein Boom in den Jahren 1999 bis 2003 stattgefunden hat. Zu erklären ist dieser mit einer im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) festgelegten Subvention für Strom aus Windenergie, welche sich in den Folgejahren reduzierte.

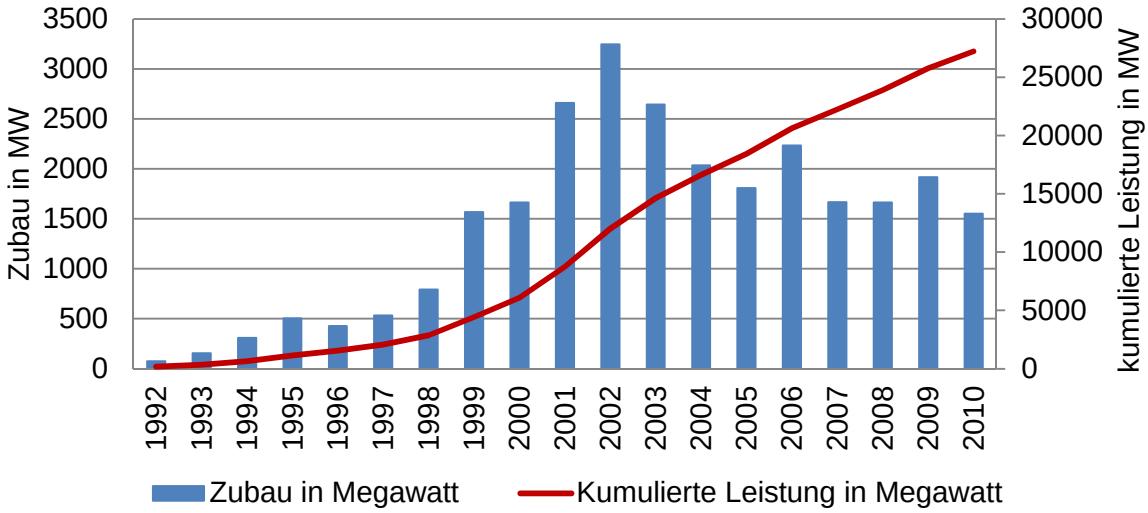


Abbildung 3: Installierte Windenergieleistung in Deutschland. Quelle: [BMU11, S. 21]

2.2 Photovoltaik

Die Sonne als Quelle unerschöpflicher Energie ist elementarer Baustein einer nachhaltigen Stromerzeugung, da bei ihrer Nutzung keine Emissionen in Form von Schadstoffen anfallen. Mithilfe von Solarzellen lässt sich ohne Zwischenprozesse aus Solarstrahlung Strom produzieren [Zah10, S. 265ff.].

Es existieren verschiedene Technologien mithilfe derer sich die Solarstrahlung nutzbar machen lässt. Solarzellen werden zumeist aus hochreinem Silizium hergestellt. Dabei wird sich der Effekt elektrischer Feldkräfte zwischen zwei gezielt durch Bor und Phosphor verunreinigten Schichten zunutze gemacht. Treffen Sonnenstrahlen

auf die Solarzelle werden an dieser Grenzschicht Elektronen von Protonen getrennt, sodass eine elektrische Spannung aufgebaut wird, die über Metallkontakte abgegriffen werden kann. Dieser Prozess läuft ohne jeglichen Verschleiß oder Materialverbrauch ab und lässt sich so beliebig häufig wiederholen [Zah10, S. 287].

Die in Deutschland typischerweise installierten Geräte sind der Klasse der Dünnschichtzellen zugehörig, bei deren Herstellung eine nur wenige Mikrometer dünne Schicht amorphen Siliziums auf ein Substrat aufgetragen wird. So ist es, anders als bei kristallinem Silizium, möglich beliebige Zellgrößen mit einem Wirkungsgrad von etwa 15 % zu produzieren [Zah10, S. 287f.].

Die abgegebene elektrische Leistung von Solarzellen hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Offensichtlich entscheidend ist die lokal eintreffende Globalstrahlung, die im Jahresmittel in Äquatornähe um ein Vielfaches höher als an den Polen ist. Beim Durchgang der Strahlen durch die Erdatmosphäre treten z. B. an Wolken oder aufgewirbeltem Staub Streu- und Absorptionseffekte auf. Bei klarem Himmel jedoch kann terrestrisch eine Leistung von 1000 kW/m² gemessen werden [Zah10, S. 268]. Abbildung 4 stellt die Globalstrahlung auf Europa für das Jahr 2007 in kW/m² dar. Rote Farben definieren Maxima, blaue Farben Minima. Es ist sehr gut zu erkennen, dass sich das südliche Europa für die Installation von Solarzellen besser eignet als Nordeuropa.

Die Menge eingefangener Sonnenstrahlen lässt sich bei nachgeführten Solarmodulen mit geringem Aufwand erhöhen. Dazu können sowohl der horizontale als auch der vertikale Anstellwinkel variiert werden. Leistungsbeschränkend wirken schattenwerfende Objekte wie Bäume oder Gebäude (-teile), aber auch hohe Anteile diffuser Strahlung, die nicht orthogonal auf die Solarzelle treffen. Zudem verringern hohe Umgebungs- und Systemtemperaturen den möglichen Stromertrag. Die Einspeiseleistung einer Solarzelle bewegt sich zwischen 0 % und 100 % der jeweiligen Maximalleistung, liegt im Durchschnitt jedoch bei nur 10 % [Pop10, S. 24ff.].

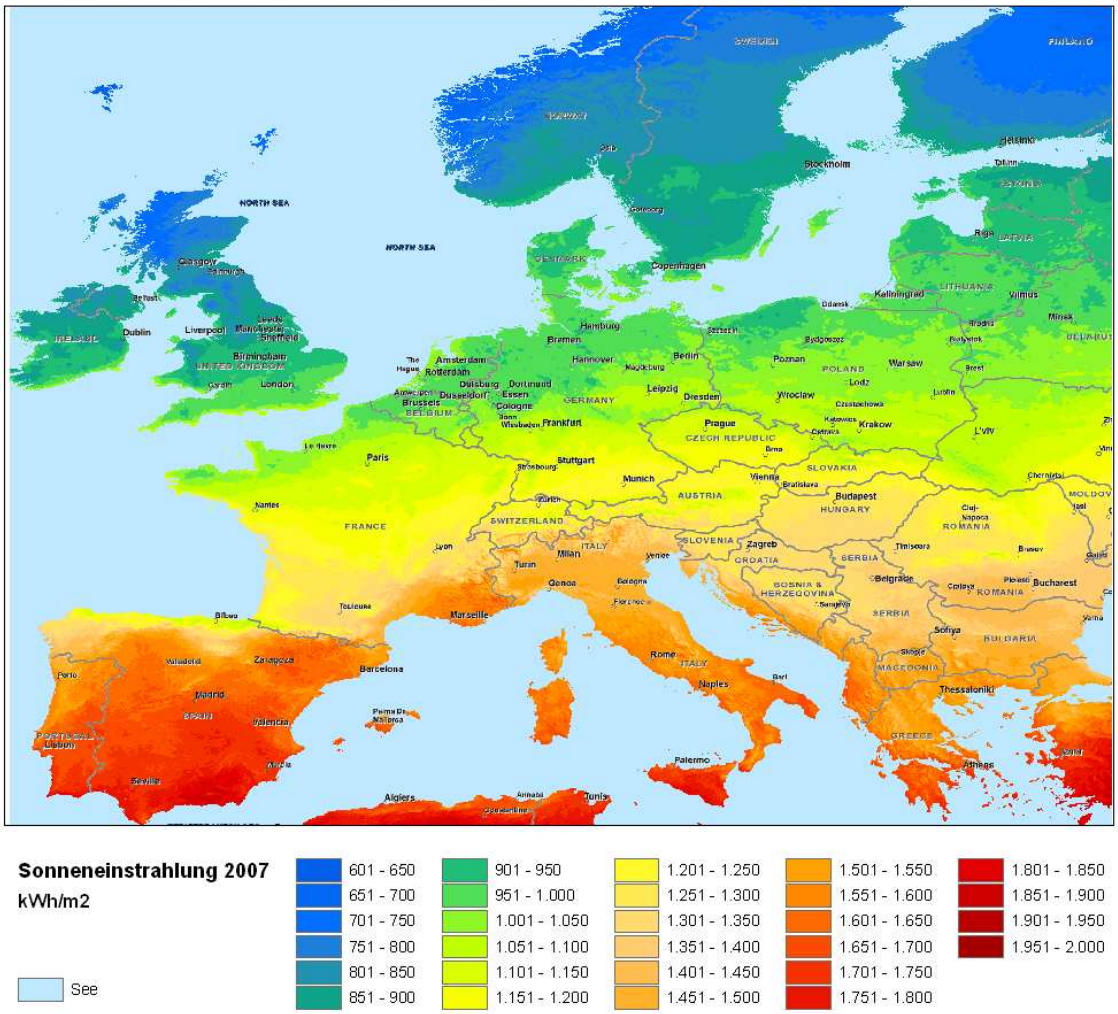


Abbildung 4: Globalstrahlung in Europa im Jahr 2007.
Quelle: www.focussolar.de

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen findet in hohem Maße auf Dachflächen statt. Vorteil dieser Entwicklung ist, dass keine zusätzlichen Flächen erschlossen werden müssen [Pop10, S. 27]. Die maximale Stromausbeute ist bei einer Ausrichtung der Dachfläche nach Süden gewährleistet. Aber selbst bei exakter Ost- oder West-Ausrichtung ist ein Ertrag von 85 % möglich. In Deutschland liegt der optimale Anstellwinkel der Module bei 30 Grad, einem üblichen Winkel von Wohnhausdächern. Doch selbst hier haben kleine Abweichungen auch nur eine geringfügige Verschlechterung des Wirkungsgrades zur Folge [HF10, S. 37].

Tabelle 1: Zubau von Solarstromanlagen in Deutschland in Megawatt
Quelle: www.photon.de

2004	*2005*	*2006*	*2007*	*2008*	*2009*	*2010*
618	909	811	1244	1933	3806	8800

Welche Bedeutung die Solarenergie in Deutschland innehat, ist in Tabelle 1 zu sehen. Über die Jahre 2004 bis 2010 erzielte die neu installierte Leistung einen Zuwachs von insgesamt 1324 %. Zwischen den Jahren 2000 und 2010 betrugen die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der installierten Leistung aus Photovoltaikanlagen 72,1 % [BMU11, S. 18]. Neben der Windenergie zeigt sich die Photovoltaik als treibende Kraft beim Wachstum erneuerbarer Energien, vgl. Abbildung 5. Diese beiden Kraftwerkstypen liefern zusammen fast 80 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

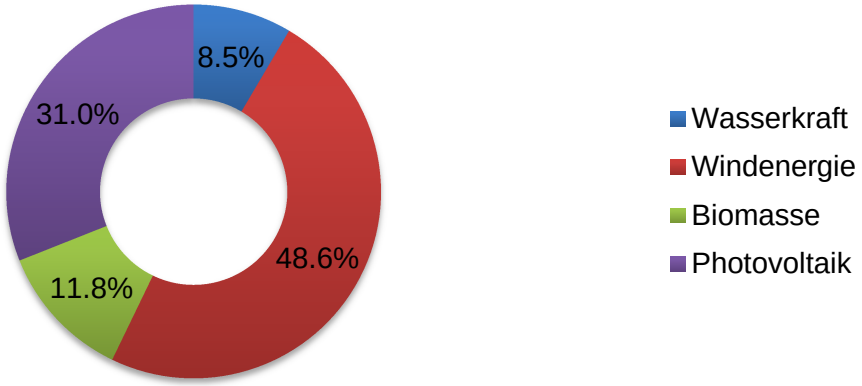


Abbildung 5: Anteile an der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2010. Quelle: [BMU11, S. 19]

2.3 Blockheizkraftwerke

Blockheizkraftwerke (BHKW) arbeiten nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dabei wird in einem thermodynamischen Prozess sowohl thermische als auch elektrische Energie erzeugt [Pie10, S. 16]. Wegen dieser Koppelproduktion weisen BHKW im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken einen hohen Gesamtsystemwirkungsgrad auf [HKM09, S. 129]. Da ihr optimaler Betrieb nicht gleichzeitig den Bedarf von Wärme und elektrischer Energie decken kann, ist bei ihrer Auslegung

eine Entscheidung für eine verbrauchsorientierte Führung einer der beiden Energieformen zu treffen. Die Mehrzahl der BHKW ist wärmegeführt. Ihre Installation dient zur Befriedigung von lokalem Wärmebedarf. Die Erzeugung von Strom ist dabei nicht von primärem Interesse, sondern fällt als Nebenprodukt zur Erzeugung thermischer Energie an. Die produzierte Leistung wird dabei ins Netz eingespeist und dient nicht zur Deckung des eigenen Bedarfes an elektrischer Energie [Zah09, S. 229].

Verwendung finden hier häufig abgewandelte Motoren aus dem Schiffs- oder Automobilbau. Neben den üblicherweise eingesetzten Ottomotoren kommen auch Brennstoffzellen oder Mikrogasturbinen in Frage, deren Einsatz hier nicht weiter thematisiert wird. Besonders Brennstoffzellen erfahren jedoch in der Forschung eine hohe Aufmerksamkeit. Im Konsumentenmarkt haben sich mit Erdgas betriebene Modelle mit zumeist 5 kW elektrischer Nettoleistung durchgesetzt [Pie10, S. 16f.], weshalb diese im Weiteren im Fokus stehen. An die Kurbelwelle des Motors ist ein Generator angeschlossen, welcher Strom erzeugt und ihn auf Niederspannungsebene in das Energieversorgungsnetz einspeist [HKM09, S.130]. Die entstehende Wärme wird über das Kühlwasser, einen Ölkühler oder einen Abgaswärmetauscher ausgekoppelt. Typische elektrische Leistungen von Mikro-BHKW liegen im Bereich zwischen 1 und 30 kW bei einem (relativ schwachen) elektrischen Wirkungsgrad zwischen 25 und 32 %, während sich die thermischen Wirkungsgrade zwischen 55 und 65 % bewegen [Dro09, S. 62]. Erst das Zusammenspiel beider Energieformen führt zu einer sehr attraktiven Ausnutzung der zugeführten Primärenergie, woraus ein Gesamtwirkungsgrad von über 90% realisiert werden kann [Mue11].

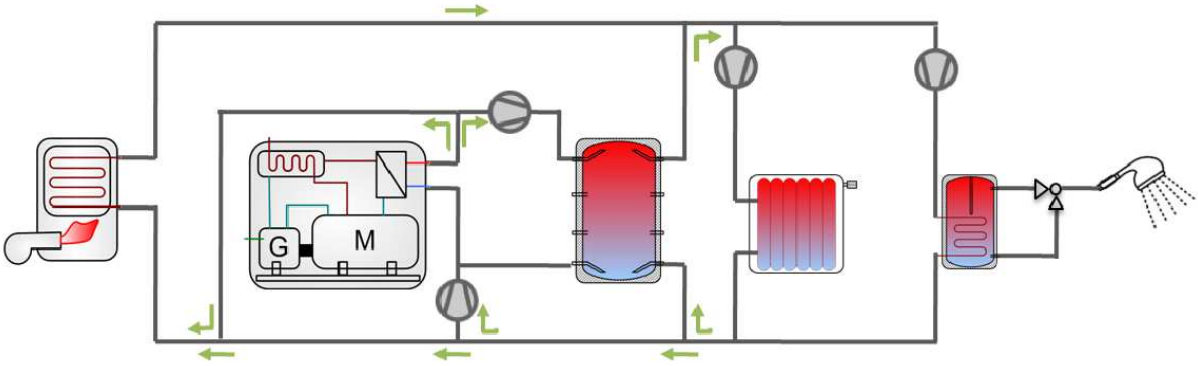


Abbildung 6: Einbindung eines BHKW in einen Heizkreislauf über einen Pufferspeicher. Quelle: [Pie10, S. 21]

Eine einfache Einbindung eines BHKW in die Warmwasserversorgung geschieht durch Anhebung der Rücklauftemperatur eines Heizkreislaufes, vgl. Abbildung 6. Die Wärmeleistung aus dem Kühlkreislauf des Motors wird durch eine Pumpe an den Heizkreis übertragen. Ein Pufferspeicher für Warmwasser entkoppelt die Betriebszeit des BHKW vom Wärmebedarf. Entsteht ein solcher wird das Warmwasser dem Puffer entnommen. Erst wenn die gewünschte Vorlauftemperatur nicht gehalten werden kann wird ein konventioneller Heizkessel zugeschaltet [Pie10, S. 17]. In Zeiten geringen Wärmebedarfs wird der Puffer dann durch das BHKW geladen, wobei der parallel produzierte Strom ins Stromnetz eingespeist wird. Hierbei wird deutlich, dass bei dieser Betriebsform die Betriebsdauer von BHKW durch den lokalen Wärmebedarf begrenzt ist.

2.4 Betreiber von Energienetzen

In Höchstspannungsnetzen werden Ströme mit Spannungen von 220 und 380 kV transportiert. Diese Netze dienen als überregionale Verbindung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsorten, auch zwischen nationalen Stromnetzen zum Import und Export von Strom. Sogenannte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für den Betrieb, den Ausbau und die Wartung der Transportnetze zuständig [Kam10, S. 8]. Neben der Übertragung und Verteilung gehören ebenfalls noch Aufgaben der Frequenz- und Spannungshaltung sowie des Versorgungswiederaufbaus nach Störungen zu ihrem Leistungsportfolio [Kon07, S. 341]. In Deutschland übernehmen dies die vier folgenden Unternehmen: TenneT B.V., 50hertz Transmission GmbH, amprion GmbH und EnBW Transportnetze AG (im Folgenden *TenneT, 50hertz, amprion* und *EnBW bezeichnet*). Sie haben sich in einem Netzregelverbund zusammengeschlossen, welcher das Ziel verfolgt den Verbrauch und die Erzeugung von Strom in verbundenen Netzen ins Gleichgewicht zu bringen [Kam10, S. 8]. Sämtliche Netzbetreiber der grenzübergreifenden Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (UCTE), zu der auch Deutschland gehört, kooperieren in einem einheitlichen Regelmechanismus, der sogenannten „Frequenz-Leistungs-Regelung“. Jeder ÜNB ist verantwortlich für ein Versorgungsgebiet, eine sogenannte Regelzone [Kon07, S. 338ff.], vgl. dazu Abbildung 7. Die Aufteilung nach Regionen ist nicht exklusiv, sie zeigt dennoch den jeweils vorherrschenden Betreiber.

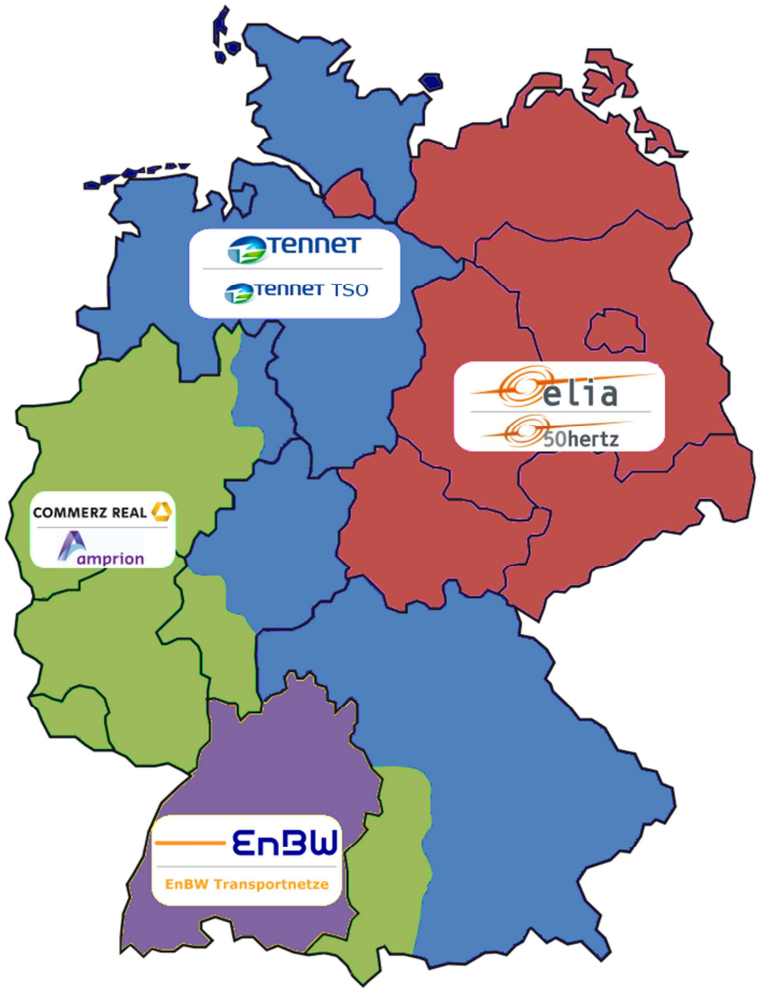


Abbildung 7: Regelzonen der vier deutschen ÜNB.
Quelle: http://commons.wikimedia.org/

Kraftwerksbetreiber oder Händler, die eigenverantwortlich Strom ein- oder verkaufen, treten als Elektrizitätslieferanten auf. Gegenüber den ÜNB sind sie in der Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), d. h. sie stellen ihnen Daten über geplante Entnahme und Einspeisung im Viertelstundentakt zur Verfügung. Ein Bilanzkreis umfasst alle Einspeise- und Entnahmestellen eines Lieferanten innerhalb eines Übertragungsnetzes. Der BKV trägt die Verantwortung für das Einhalten der Bilanzgleichung in seinem Bilanzkreis. Dennoch kommt es in der Praxis immer wieder zu Abweichungen, deren Behebung einer komplexen Regelung bedarf [Kon07, S. 39ff.].

Der geplante Ausstieg aus der Atomenergie hat zur Folge, dass die heute zur Verfügung stehende Leistung von ca. 21,5 GW [SB11, Tabelle 14.13] durch den Ausbau regenerativer und effizienter fossiler Kraftwerke ersetzt werden muss. Angenommen werden neu zu bauende Leistungen in Höhe von ca. 40 GW bis 2020 [Kam, S. 9],[Dro09, S. 128]. Der Anteil von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen an der Gesamt-

kapazität soll gemäß den Plänen der Bundesregierung von derzeit 10 % auf 25 % ansteigen. Dies führt zu einer Entzerrung der Konzentration von Erzeugungsorten und somit zu einer Dezentralisierung von Stromerzeugung. Auf der einen Seite erhöht sich so der Planungs- und Steueraufwand für den Betrieb der Netze, auf der anderen Seite bieten sich so neue Möglichkeiten für Dienstleistungen und eine Glättung makroskopischer Stromlastkurven [Kam10, S. 10f.]. Diese Steuerung nennt sich Regelenergie.

2.5 Regelenergie

Elektrische Energie lässt sich nur sehr unbefriedigend speichern. Pumpspeicherkraftwerke stellen sich aufgrund ihres schlechten Wirkungsgrades als ökonomisch wenig sinnvoll dar, während Speichertechnologien wie Akkumulatoren eine zu geringe Leistungsaufnahme haben. Anders als beispielsweise bei Erdgas muss in Elektrizitätsnetzen aus technischen Gründen die Energiebilanz zu jeder Zeit ausgeglichen sein, d. h. dass immer so viel Leistung eingespeist wie entnommen werden muss. An dieser Stelle greift die Steuerung eines Regelenergiesystems ein.

Die in Europa übliche Frequenz des Wechselstroms beträgt 50 Hz. Abweichungen größer 0,05 Hz von dieser Frequenz führen zu Stromausfällen und Beschädigungen an Kraftwerken und verbraucherseitigen Anlagen. Fällt die Bilanzgleichung negativ aus, wird demnach dem System mehr Strom entnommen als zugeführt, was eine Reduktion der Frequenz zur Folge hat. Bei positiver Abweichung steigt sie. Ein Frequenzabfall betrifft alle an das Stromnetz angeschlossenen Kraftwerke parallel. In jedem einzelnen Kraftwerk kann durch die Messung der Rotationsgeschwindigkeit des eigenen Generators eine Abweichung von den 50 Hz festgestellt werden. Unter- oder überschreitet die Frequenz eines einzelnen Kraftwerks dennoch einen Grenzwert, so muss es vom Netz genommen werden. Ein sich selbst verstärkendes Ungleichgewicht entsteht [Kam10, S 11].

Die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Einspeisung und Entnahme ist Aufgabe der ÜNB. Nach Auftreten eines Ungleichgewichts tritt die Frequenz-Leistungs-Regelung in drei aufeinander folgenden Stufen in Kraft: Primär-, Sekundärregelung sowie Minutenreserve (oder auch Tertiärregelung), vgl. Abbildung 8. Es besteht eine Vorhaltungspflicht solcher Reserven in dafür geeigneten Kraftwerken. In solchen Kraftwerken, die im Normalbetrieb mit nur etwa 95 bis 97 % ihrer potentiellen

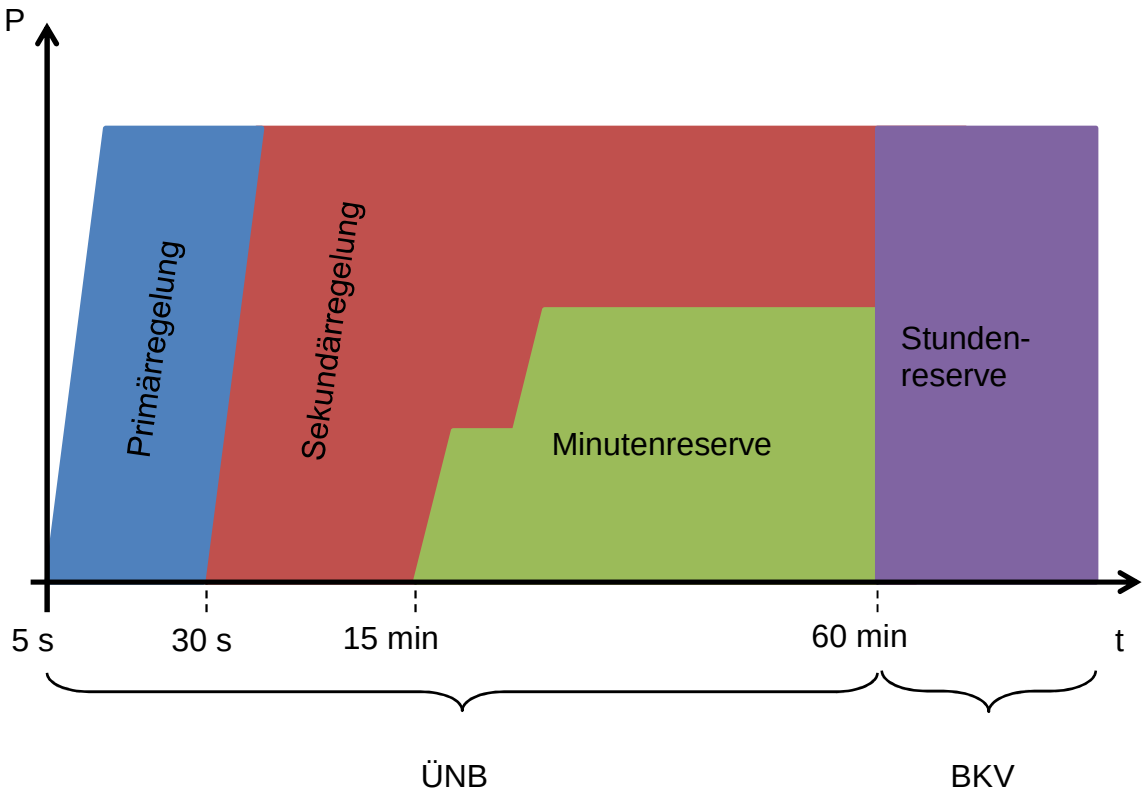


Abbildung 8: Zeitverlauf und Verantwortlichkeit beim Bezug von Regelenergie.

Leistung betrieben werden, wird die *Primärregelung* (PRL) vorgehalten. Im Störfall werden diese Reserven sofort und vollautomatisch im gesamten UCTE-Netz bis zur Volllast freigegeben. Die Primärreserve muss innerhalb von 15 bis 30 Sekunden aktiviert sein und für 15 Minuten aufrechterhalten werden können. Dennoch, um für evtl. weitere auftretende Ausfälle erneut leistungsbereit zu sein, wird die Primärreserve nach 30 Sekunden durch die *Sekundärregelung* (SRL) abgelöst. Deren Aufgabe ist es innerhalb von 15 Minuten wieder die Soll-Frequenz von 50 Hz herzustellen. Die Sekundärreserve wird durch die in Teillast betriebenen Kraftwerke der betroffenen Regelzone bereitgestellt. Ihre Leistung soll für 60 Minuten bereitstehen. Zur Entlastung der sekundären Reserven sollen diese nach spätestens 15 Minuten durch die (tertiäre) *Minutenreserve* (MR) abgelöst bzw. unterstützt werden. Deren Abruf geschieht manuell durch das Aktivieren von Speicher-, Pumpspeicher- und Gasturbinen- aber auch schnellstartenden thermischen Kraftwerken. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Menge eingesetzter BHKW im Verbund virtueller Kraftwerke zur Erfüllung dieser Aufgabe quantifiziert. Das größte Kraftwerk einer Regelzone determiniert die minimal vorzuhaltende Menge an Sekundär- und Minutenreserve. Nach Ablauf

einer Stunde nach Auftreten der Störung wird die Verantwortung zur Frequenzwiederherstellung bzw. –aufrecht-erhaltung an die BKV übertragen.

Im Fall einer zu niedrigen Netzfrequenz ist der Einsatz *positiver Regelenergie* vonnöten. Zur Kompensation eines solchen Leistungsdefizits kann in diesem Rahmen neben dem Hochfahren ungenutzter Reserven der Verbrauch großer Abnehmer gedrosselt werden. Von *negativer Regelleistung* ist die Rede, wenn, beispielsweise aufgrund unerwartet hoher Einspeisung aus Windkraftwerken, die in Regelleistung betriebenen Kraftwerke gedrosselt werden. Die Summe aus positiver und negativer Regelleistung wird *Regelband* genannt [Kon07, S. 344ff.].

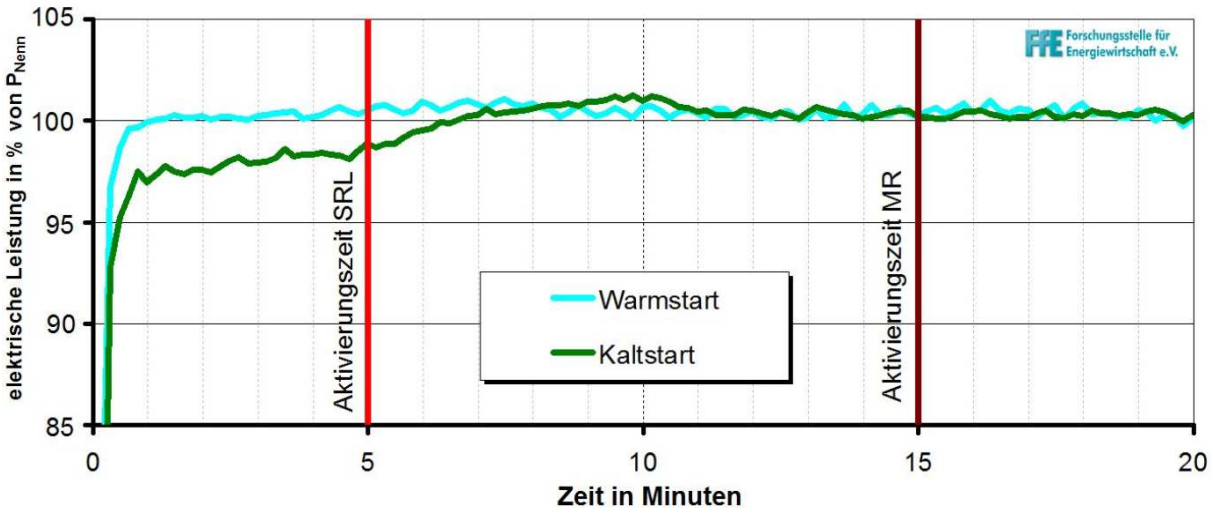


Abbildung 9: Startverhalten eines BHKW. Quelle: [Roo09, S. 11]

In Abbildung 9 wird das Startverhalten eines exemplarischen BHKW hinsichtlich der Erfüllbarkeit der Anforderungen an SRL und MR dargestellt, jeweils für einen Kalt- und einen Warmstart. Ein Kaltstart wird dann angenommen wenn die Anlage für länger als 1,5 h nicht betrieben wurde. Wird sie dann hochgefahren so bedarf es bis zum Erreichen ihrer Nennleistung ca. 7 Minuten. Bei einem Warmstart steht die volle Leistung nach nicht einmal 60 Sekunden zur Verfügung. Anders als beim Kaltstart werden so die Anforderungen an das Bereitstellen von SRL erfüllt. Die Erfordernisse zur Teilnahme an MR erfüllt die Anlage hingegen unabhängig vom Systemstatus [Roo09, S. 11].

Auf den Einsatz mutueller Kommunikation kann aufgrund der lokalen Erkennungsmöglichkeiten verzichtet werden. Es ist nicht sinnvoll, dass jedes einzelne Kraftwerk entsprechende Leistungsreserven vorhält, da deren höchste Effizienz unter Volllast

erreicht wird [Kam10, S. 12f.]. Zudem fehlt es den meisten Kraftwerkstypen an der gefragten Flexibilität. Um von 0 auf 100 % Leistung zu gelangen bedarf ein Atomkraftwerk fünfzig Stunden Anlaufzeit, ein Kohlekraftwerk vier Stunden und eine Gasturbine immer noch zwanzig Minuten. Das ist zu träge um Schwankungen im Minutenbereich ausgleichen zu können [Hoh10], Laständerungen müssten mehrere Stunden vorher bekannt sein. Die Leistung regenerativer Energiequellen, besonders bei Wind- und Solarenergie, ist wetterabhängig und somit volatil.

2.6 Virtuelle Kraftwerke

Das Konzept einer informationstechnischen Vernetzung und externen sowie zentralen Regelung der elektrischen Leistung dezentral distribuierter Kraftwerke ist bekannt als „virtuelles Kraftwerk“ (VKW) [Roo09, S. 9], [Dro09, S.80f.]. So kann ein VKW kleine Anlagen wie Wind-, Solar-, Biogasanlagen aber auch Blockheizkraftwerke, Kleinwasserkraftwerke, Brennstoffzellen und Speicherkraftwerke zu einem größeren Verbund mit entsprechend addierter Leistung zusammenfassen [Oer08, S. 105]. Als Betreiber von VKW treten meist mehrere Partner wie große Energieversorgungsunternehmen (EVU), Stadtwerke, Anlagenhersteller, Systementwickler und Forschungsinstitute gemeinsam auf. Der Ausbau dezentraler KWK-Anlagen ist Grundvoraussetzung für einen weiter wachsenden VKW-Markt. Mithilfe von VKW ließe sich eine durch das Abschalten veralteter Kraftwerke und dem Ausstieg aus der Kernenergie entstehende Versorgungslücke füllen. Sie kommen für eine Substitution konventioneller, fossiler Kraftwerkstechnik in Betracht [Dro09, S. 81]. EVU könnten aufgrund eines zeitnahen, kostenproportionalen und am Bedarf orientierten Ausbaus von VKW weitergehendes Interesse am Konzept finden [RWA06, S. 53f].

Die Stromproduktion vieler EE-Anlagen unterliegt meteorologischen Schwankungen. Die prognostizierte Energieproduktion kann aufgrund auftretender Wetterschwankungen nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden. Stellt man sich ein VKW exemplarisch als Verbund aus Wind-, Solar- und Blockheizkraftwerk vor, so kann ein Leistungsloch eines Typs zu jeder Zeit durch einen anderen Typ aufgefangen werden. Wenn bei Windstille die Sonne scheint liefert die Photovoltaikanlage Strom, bei wolkenverhangenem Himmel und starkem Wind produziert das Windrad Elektrizität. Wenn weder die Sonne scheint noch Wind weht, dient einzig das BHKW als Erzeuger. Tritt wiederum der Fall von Sonnenschein und Wind ein, so kann auf regulären Erdgasbetrieb des BHKW verzichtet werden, und dieses lediglich zum Ausgleich un-

planmäßiger Schwankungen kurzfristig hochgefahren werden. Doch auch das konventionelle BHKW unterliegt Restriktionen hinsichtlich der Betriebszeiten. Es wird in der Regel wärmegeführt betrieben. Sind die Pufferspeicher abgekühlt und besteht zudem eine Wärmeanfrage so muss die Anlage hochgefahren werden, unabhängig vom ökonomischen Nutzen für das Gesamtsystem. Ist der Wärmespeicher gefüllt so ist ein zusätzlicher Betrieb ökonomisch nicht sinnvoll, da die produzierte Wärme ungenutzt abgeführt werden muss. Ein VKW mit einem ausreichend diversifizierten und dimensionierten Pool von Anlagen kann dieses Problem abmildern oder gar beseitigen [Kam10, S. 26].

Die Verlässlichkeit hinsichtlich des Einhaltens geplanter Erzeugungsmengen steigt mit der Prognosegüte zugrundeliegender Wettervorhersagen. Derartige Prognosen erlauben die Integration von EE-Erzeugern in die allgemeine Stromversorgung. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung sind aufgrund der Planbarkeit ihrer Erträge grundsätzlich hierzu geeignet [RWA06, S. 52].

Eine VKW-typische, netzorientierte Fahrweise erlaubt neben dem erzeugungsnahen Versorgen mit elektrischer und thermischer Energie das Wahrnehmen weiterer Aufgaben. Nachfolgend wird eine Auswahl durch diese Aufgaben definierter Betriebskonzepte vorgestellt.

Das Peak-Shaving-Konzept erlaubt eine Reduzierung der durch konventionelle Kraftwerke zu deckenden Last. Im Falle hoher elektrischer Gesamtlasten sieht es eine Erhöhung der Leistung dezentraler KWK-Anlagen vor. Deren Wärmeerzeugung wird durch dezentrale Steuerung in gewissen Grenzen zeitlich verschoben; vorausgesetzt wird hierbei ein effizienter Wärmespeicher. Ist also die Nachfrage nach elektrischer Energie zu gewissen Tageszeiten hoch, kann so das Angebot ebenfalls erhöht werden. Diese Fahrweise erlaubt den Verkauf von Strom in Zeiten hoher Preise und stellt folgend eine gewinnoptimierende Strategie dar. Da nicht nur der Abruf sondern auch das Bereithalten von Regelenergie vergütet wird, stellt sich nach derzeitiger Subventionierungspolitik eine Investition in VKW als sehr interessant dar. In Zeiten geringer Nachfrage kann das Angebot, also die Stromerzeugung, entsprechend auf das nachgefragte Wärmeniveau gedrosselt werden [RS09, S. 319].

Das Konzept der Lastflussoptimierung zielt ebenfalls auf eine Reduktion von Spitzenlasten ab. Anders als beim Peak-Shaving findet hierbei aber eine Orientierung an der

elektrischen Gesamtlast statt, wobei der Lastfluss in einem bestimmten Netzbereich die bestimmende Größe darstellt. In einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft konnte ein Rückgang sowohl der Netzbelastung um die Hälfte als auch des Zukaufs elektrischer Energie um ein Drittel nachgewiesen werden. Zudem konnte die Stabilität des Netzes hinsichtlich Spannungshaltung verbessert werden [RS09, S. 319].

Große Erwartungen sind an das Konzept der Führung von VKW als Regelleistungskraftwerken gestellt. Begründet sind diese mit dem schnellen Anlaufverhalten vieler BHKW, dem modularen Aufbau von VKW und der somit beinah beliebig erstellbaren Leistungscharakteristika sowie dem möglichen guten Teillastverhalten [RWA06, S. 54]. Der Einsatz von KWK-Anlagen in VKW kann zu einer besseren Spannungshaltung, einer Reduktion von Lastspitzen lokal begrenzter Netze sowie zu einer Erhöhung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung beitragen [RS09, S. 319].

Dennoch ist das Konzept noch von einer flächendeckenden Marktreife hinsichtlich der Bereitstellung von Regelenergie entfernt. Als problematisch stellt sich die Vernetzung der Anlagen mit einer funktionierenden Informations- und Kommunikationstechnik dar. Eine Echtzeitanwendung und –steuerung kann nach derzeitigem Stand nicht gewährleistet werden. Das Fehlen von Erzeugerprofilen thermischer Leistung macht ein Managementsystem für die Steuerung der einzelnen Anlagen notwendig [Dro09, S. 82]. Schätzungen für die maximal installierte elektrische Leistung von Mikro-KWK-Anlagen gehen von 10 bis 18 % aus. Diese Zahlen zeigen, dass das Konzept zwar einen relevanten Beitrag zur Stromversorgung liefern kann, jedoch lediglich unterstützend für das elektrische Gesamtsystem wirkt [Dro09, S. 128f.].

Das Konzept virtueller Kraftwerke erfährt seit Jahren rege Forschungstätigkeiten. Die Eignung von VKW als wertvoller Beitrag zu stabilen Energienetzen ist unumstritten, eine flächendeckende Umsetzung steht dennoch aus. Weiterer Entwicklung bedürfen unter anderem Steuerungskonzepte mit denen relevante VKW-Größen mehrerer Tausend Anlagen koordiniert betrieben werden können [Dro09, S. 129].

3 Beschreibung der Datenbasis

Die der Analyse zugrundeliegende Datenbasis beruht auf den Veröffentlichungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber auf der EEX-Transparenzplattform (www.transparency.eex.com) der European Energy Exchange AG. Dabei stehen seit Oktober 2010 sämtliche Daten zur prognostizierten und realisierten Solar- und Windenergieerzeugung auf der Plattform zur freien Verfügung. Die Prognose erfolgt dabei als Vortagesprognose in viertelstündlichen Mengenangaben zur Energieerzeugung. Bei Vorliegen der tatsächlichen Erzeugungsmengen werden diese in der gleichen Skalierung angegeben. Die Veröffentlichung dieser Daten ergibt sich dabei aus den gesetzlichen Veröffentlichungspflichten gemäß § 48 EEG.

Im Folgenden werden die prognostizierten und realisierten Daten der vier ÜNB für Solar- und Windenergie zur Auswertung herangezogen. Da eine möglichst aktuelle Datenbasis als erstrebenswert angenommen wurde, wird als Beobachtungszeitraum mit einem Umfang von 365 Tagen die Zeit vom 01.12.2010 bis 30.11.2011 gewählt. Der betrachtete Winter galt als ungewöhnlich kalt und lang, in weiten Teilen Deutschlands lag noch bis in den März Schnee. Dies hat einerseits Folgen für einen erhöhten Wärmebedarf und andererseits eine verringerte Produktion aus PVA. Durch Schnee entstehende Verschattung sowie eine minimal notwendige Betriebstemperatur der PVA drosseln die Produktion.

Pro Tag und ÜNB stehen 192 einzelne Datenpunkte zur Verfügung: 24 Stunden pro Tag multipliziert mit vier Werten pro Stunde, jeweils für Prognose und tatsächliche Produktion. In Summe ergeben sich so 140.160 Datenpunkte. Deren Aufbereitung erfolgt im Weiteren entsprechend der Anforderungen an die jeweils relevanten Auswertungen in Microsoft Excel.

Sämtliche Auswertungen sind mit Einschränkungen zu betrachten. Der gewählte Beobachtungszeitraum von 365 Tagen ist relativ kurz, um Aussagen über saisonale Schwankungen und mittelfristige Änderungen in den Prognosemodellen der jeweiligen ÜNB treffen zu können. Eine Betrachtung über einen Zeitraum von zehn oder mehr Jahren wäre notwendig um valide Ergebnisse zu erhalten. Dafür ist allerdings die Datenbank der EEX noch zu jung. Die Zahlen für einen entsprechend großen Zeitraum liegen nicht vor.

Tabelle 2 stellt einen exemplarisch zusammengestellten Pool an verfügbaren Blockheizkraftwerken dar. Dabei wurde als Grundlage eine aktuelle Markstudie gewählt um die am Markt etablierten Hersteller zu ermitteln. Im Anschluss wurden Standardmodelle je Hersteller ausgewählt über welche die installierte Kapazität je Anlagenhersteller abgebildet wurde. Anhand dieser Kapazitäten wurden die für die zu entwickelnden Konzepte zur Quantifizierung des Bedarfs an Blockheizkraftwerken notwendigen bereits realisierten Installationsmengen geschätzt.

Tabelle 2: Exemplarischer Pool aus BHKW. Quelle: In Anlehnung an [Mue11]

Hersteller	*Modell*	*elektrische Leistung [in kW]*
Senertec	Dachs G 5.5	5,5
Vaillant	mikro-BHKW eco_power 1.0	1
EC Power	XRGI 15G-TO	15,2
2G	G-Box 50	50
Schnell	ES0406	40
Giese	HB 4-8	6,1
MWM	TCG 2016 V08C	400
KW Energie	12G-4 AP	12
Seva Energie	TCG 2016 C	400
ESS Viessmann	EM-20/39	20

4 Datenanalyse

4.1 Analyse des Energieerzeugungsportfolios der ÜNB

Zur Charakterisierung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber werden zunächst die durchschnittlich realisierten Erzeugungsmengen je Erzeugungstyp ermittelt, vgl. Tabelle 3.

Tabelle 3: Durchschnittlich realisierte Energieerzeugung je ÜNB nach Erzeugungstyp im Beobachtungszeitraum. Quelle: Eigene Berechnungen aus Datenbasis

MWh	Windenergie	Anteil	Solarenergie	Anteil	Gesamt	Anteil
EnBW	0,04	1 %	325,59	16 %	368,21	6 %
TenneT	2.019,32	44 %	975,51	47 %	2.994,83	45 %
50hertz	1.790,96	39 %	265,44	13 %	2.056,40	31 %
amprion	710,71	16 %	527,80	25 %	1.238,51	19 %
Summe	4.563,61	100 %	2.094,35	100 %	6.657,96	100 %

Es zeigt sich, dass sich die ÜNB hinsichtlich ihres Portfolios sehr stark voneinander unterscheiden, sowohl im relativen als auch im absoluten Bereich. Schon Abbildung 7 auf Seite 11 lässt erahnen, dass kein Gleichgewicht im Sinne ähnlich großer verwalteter Strommengen zwischen den ÜNB vorliegt. Während *amprion* je Erzeugungstyp absolute Werte in vergleichbarer Höhe verwaltet, ist bei *50hertz* eine deutliche Konzentration auf Windenergie auszumachen. Im Gegensatz dazu verwaltet *EnBW* vornehmlich Solarenergie, was möglicherweise aus der für Windkraft ungeeigneteren geographischen Lage begründet werden kann, aber auch an dem als besonders sonnenreichen Breisgau. *TenneT* zeigt sich als größter Anbieter, sowohl bei Solar- als auch bei Windenergie marktführend und hält insgesamt die höchste Kapazität vor.

Tabelle 4 zeigt, dass *EnBW* und *50hertz* hinsichtlich der Erzeugungsanteile im Portfolio diametrale Positionen einnehmen. Die Zusammensetzung der Energieerzeugungstypen von *TenneT* und *amprion* weist zumindest eine strukturelle Ähnlichkeit auf. Die ÜNB verwalten etwa zweimal mehr Strom aus Wind- als aus Solarenergie.

Tabelle 4: Anteil je Erzeugungstyp am Portfolio je ÜNB im Beobachtungszeitraum. Quelle: Eigene Berechnung aus Datenbasis

	Windenergie	*Solarenergie*
EnBW	12%	88%
TenneT	67%	33%
50hertz	87%	13%
amprion	57%	43%
gesamt	69 %	31 %

In Verbindung mit den Abbildungen Abbildung 4 und Abbildung 7 ist es wenig verwunderlich, dass die relative Produktion von Solarstrom im Regelkreis von *50hertz* auf dem geringen Niveau verbleibt. Betrachtet man nun den hohen Wert verwalteter Windenergie, so lässt sich dieser durch die zahlreichen Offshore-Windparks in der zum Regelkreis von *50hertz* gehörenden Ostsee erklären. Windenergielösungen erscheinen dort sehr viel attraktiver als die Energieerzeugung mit Hilfe von Photovoltaikanlagen. Die gegenüber den anderen ÜNB kleine Gesamtmenge verwalteten Stroms der *EnBW* lässt sich durch die geringste Größe der vier Regelkreise erklären. Der sehr hohe Solarstromanteil hingegen folgt aus der Tatsache, dass der Breisgau, der sich in der Regelzone der *EnBW* befindet, als besonders sonnenreich und dementsprechend attraktiv für Investitionen in die Photovoltaik gilt.

Es ist zu erwarten, dass die Zusammensetzung des Erzeugungsportfolios einen wesentlichen Einfluss auf Art und Ausmaß der Residuen, also der Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Stromproduktion, hat. So ist davon auszugehen, dass diejenigen ÜNB mit einem hohen Anteil an solarer Energie einen insgesamt eher geringen absoluten Prognosefehler begehen. Dies begründet sich auf der Annahme, dass in der Zeit zwischen Sonnenuntergang und Sonnenaufgang sowohl die erwartete als auch die tatsächliche Solarstromproduktion bei Null liegen. Zudem verkürzt sich die potentielle Sonnenscheindauer von 16,0 Stunden im Sommer auf bis zu 7,7 Stunden im Winter um zirka die Hälfte (www.sonnenuntergang-zeit.de, bezogen auf Hannover). Aufgrund valider Daten zu Sonnenauf- und Sonnenuntergang kann der Zeitraum jeden Tages für Sonnenschein sicherer eingegrenzt werden.

Eine weitere Annahme besteht darin, dass die Standardabweichung der Residuen der ÜNB mit hoher absoluter Energieerzeugung höher liegt, als die jener mit eher geringen Werten. Diese und weitere Annahmen werden in Kapitel 4.2 einer Überprüfung unterzogen.

4.2 Residuen zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung

Ein Infragestellen der Prognosemethodik der ÜNB bzw. BKV hinsichtlich der Prognosequalität liegt nicht im Fokus dieser Arbeit. Der theoretische Hintergrund und die Methodik der Prognosen sind nicht veröffentlicht und dienen den ÜNB als kritisches Instrument für den Unternehmenserfolg und als Unterscheidungsmerkmal gegenüber den Wettbewerbern.

Die Residuen zwischen erwarteter und tatsächlicher Produktion für Wind und Photovoltaik wurden nach Formel 1 berechnet. Der Index *k* kennzeichnet den jeweiligen ÜNB, W steht für Produktion aus Wind-, PV für Erzeugung aus Solarenergie. Der Index *t* steht für den betrachteten Zeitpunkt.

$$F_{kt}^{PVW} = \hat{P}_{kt}^{W} - P_{kt}^{W} + \hat{P}_{kt}^{PV} - P_{kt}^{PV} \quad \forall \mathrm{k,t} \qquad \text{Formel 1}$$

Dabei bedeuten negative Werte eine Überdeckung der Prognose, d. h. dass mehr Strom produziert als prognostiziert wurde. Positive Werte hingegen bedeuten, dass die Prognose nicht erfüllt werden konnte.

Bei dieser Auswertung wurden über sämtliche Residuen jedes Anbieters nach Kraftwerkstyp Quantile in 10 %-Schritten, sowie das 5 %- und 95 %-Quantil, berechnet.

Abbildung 10 auf Seite 24 zeigt die Auswertung der Fehler bezüglich der Prognosen für Windenergie. Die Verläufe ähneln sich grundsätzlich, dennoch bedarf es einer genaueren Auseinandersetzung. Die Nullstelle befindet sich bei den Diagrammen von *amprion*, *TenneT* und *EnBW* etwa beim 0,5-Quantil. Das bedeutet, dass Über- und Unterschätzungen sich etwa gleichermaßen aufteilen. Von dieser Charakteristik weicht der Graph von *50hertz* ab. Dieser ÜNB unterschätzt seine eigene produzierte Strommenge in etwa 75 % der Beobachtungen. Tabelle 5 bestätigt diese grafische Einschätzung. Einzig *50hertz* weist einen positiven mittleren Prognosefehler auf, dazu den mit dem höchsten absoluten Wert. Überraschend ist hierbei zudem, dass das bei ihnen auftretende Residuum eine solch geringe Variation besitzt. Zusammenfas-

send bedeutet das, dass ihre Prognose im Vergleich mit den anderen ÜNB am weitesten von der tatsächlichen Produktion abweicht, diese Abweichung aber weitgehend konstant bleibt. Eine mögliche Einflussgröße auf diese Prognosecharakteristika stellt der sehr hohe Anteil der Windenergie in Höhe von 87 % im Portfolio dar, vgl. Tabelle 4. Eventuell stellt *50hertz* jedoch bedingt durch die eigene Strategie oder ungenaue Prognoseinstrumente vornehmlich pessimistische Prognosen auf.

Bedingt durch die sehr unterschiedlichen Mengen verwalteten Stroms entstehen entsprechende Unterschiede hinsichtlich der Spannweite der Residuen. Diese Aussage findet in der unterschiedlichen Skalierung der y-Achsen der Diagramme in den Abbildungen 10 bis 12 Beachtung. Das Verhältnis der Fehlerspannweite zur Energieerzeugung lässt sich als Qualitätsmaß verstehen. Je geringer der Wert, umso besser die Prognosegüte. *EnBW* verschätzt sich trotz der geringen absoluten Stromerzeugung sehr stark, wohingegen *50hertz* besonders besseren Ergebnissen gegenübersteht. Diese Einschätzungen tragen sich bei der Betrachtung des Variationskoeffizienten, einem zuverlässigeren Qualitätsmaß, fort.

Tabelle 5: Statistische Kennzahlen der Residuen nach ÜNB für Windenergie

	mittlerer Fehler [MW]	*Modus [MW]*	*Minimales Residuum [MW]*	*Maximales Residuum [MW)*	*Fehlerspannweite pro Erzeugung [10^{-6} MW]*	*Variationskoeffizient*
amprion	-26,16	13	-1.936	3.564	8,443	-11,4
50hertz	235,06	87	-2.834	3.366	0,420	2,3
TenneT	-78,91	180	-4.086	3.216	1,308	-8,8
EnBW	-1,23	1	-185	178	197,744	-19,0

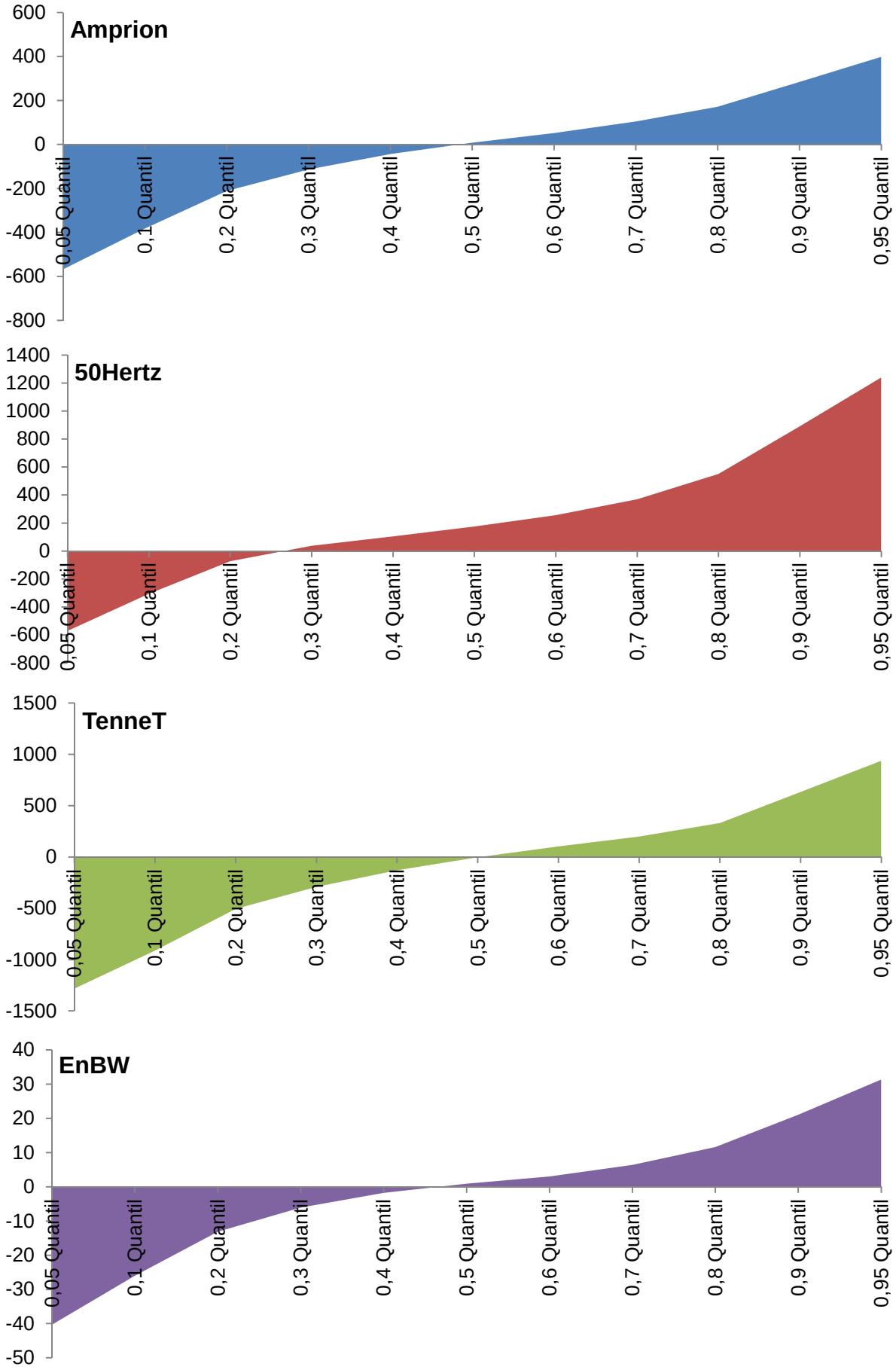


Abbildung 10: Quantile der Residuen nach ÜNB für Windenergie.

Die Residuen der vier ÜNB für Solarenergie unterscheiden sich stark von denen für Windenergie, vgl. Abbildung 11. Besonders auffällig ist, dass etwa vom 0,2- bis 0,7-Quantil Fehlerwerte von Null vorliegen. Dies bedeutet, dass etwa die Hälfte der Fehler einen Wert von Null aufweist. Der in der Nacht fehlende Sonnenschein spiegelt sich in den Prognosen der ÜNB in einer möglichen Produktion von Null wider. Diese Prognosen sind aufgrund des Vorhandenseins von sehr genauen Daten für Sonnenauf- und –untergangszeiten an praktisch jedem Standort sehr genau. Diese Tatsache wird auch in Tabelle 5 auf Seite 27 deutlich, die zeigt, dass der Modus der Prognosefehler jedes ÜNB ebenfalls bei Null liegt.

50hertz zeigt im Gegensatz zur Windenergie eine Schwäche bei der Prognose von Solarenergie. Eine Vermutung legt nahe, dass dies der eher kleinen absoluten Produktionsmenge Solarstrom geschuldet ist, sodass Ausgleichseffekte über die Menge der PVA nach dem „Gesetz der Großen Zahl“ noch nicht greifen. Dieser Vermutung widerspricht der relativ gute Prognosewert der *EnBW*, die eine ähnlich kleine Menge Solarstrom in ihrer Regelzone verwaltet. Eine weitere Vermutung ist, dass die (aus der Datenbasis nicht ersichtliche) Größenstruktur der Anlagen einen Einfluss auf die Prognosegüte hat, und sich sowohl die Prognosemethoden als auch die Anlagen der *EnBW* von denen von *50hertz* unterscheiden.

Die Residuen der vier ÜNB zeigen, dass sich die Stromerzeugung aus Solarenergie offenbar besser prognostizieren lässt als die aus Windenergie. Abzulesen ist dies aus der Summe der Variationskoeffizienten. Diese ist für Solarenergie kleiner als für Windenergie. Der mittlere Fehler aller vier ÜNB ist positiv. Aus Tabelle 5 lässt sich unter anderem ablesen, dass überwiegend positive Fehler auftreten, d. h. die Prognosen mehrheitlich zu optimistisch getroffen wurden.

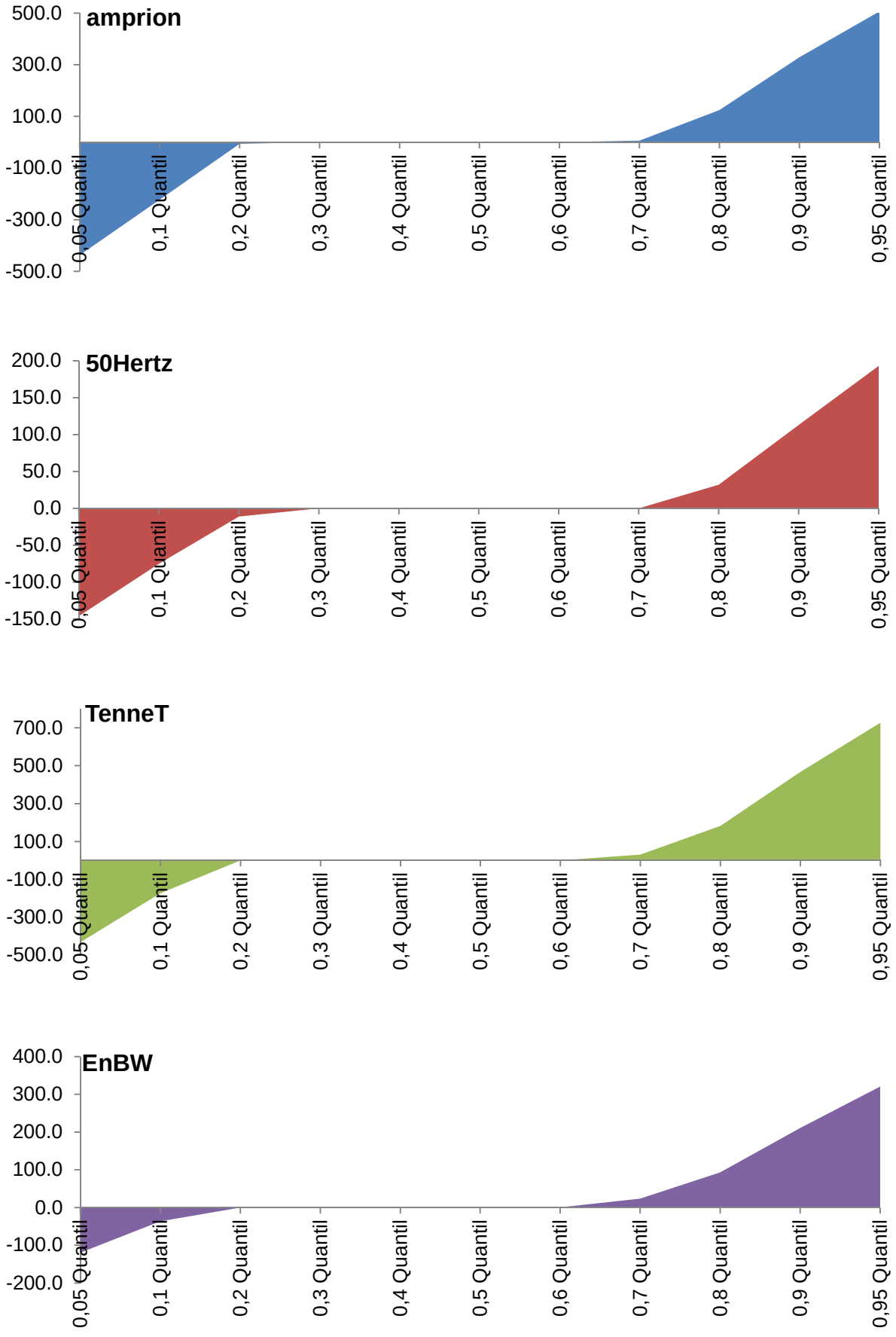


Abbildung 11: Quantile der Residuen nach ÜNB für Solarenergie.

Tabelle 6: Statistische Kennzahlen der Residuen nach ÜNB für Solarenergie.

	mittlerer Fehler	*Modus*	*Minimales Residuum*	*Maximales Residuum*	*Fehlerspannweite pro Erzeugung* $[10^{-6}]$	*Variationskoeffizient*
amprion	26,8	0	-1.772	1.758	7,130	10,2
50hertz	8,5	0	-728	639	17,2177	11,8
TenneT	66,7	0	-2.844	2.609	2,392	5,6
EnBW	41,1	0	-1.804	1.167	6,335	3,8

Tabelle 7: Statistische Kennzahlen der Residuen nach ÜNB für Wind- und Solarenergie.

	mittlerer Fehler	*Modus*	*Minimales Residuum*	*Maximales Residuum*	*Fehlerspannweite pro Erzeugung* $[10^{-6}]$	*Variationskoeffizient*
amprion	0,6	-2	-2.572	3.564	230,917	676,6
50hertz	243,6	119	-2.896	3.391	0,358	2,3
TenneT	-12,2	122	-4.216	3.608	6,098	-64,1
EnBW	39,9	3	-1.791	1.167	6,502	4,0

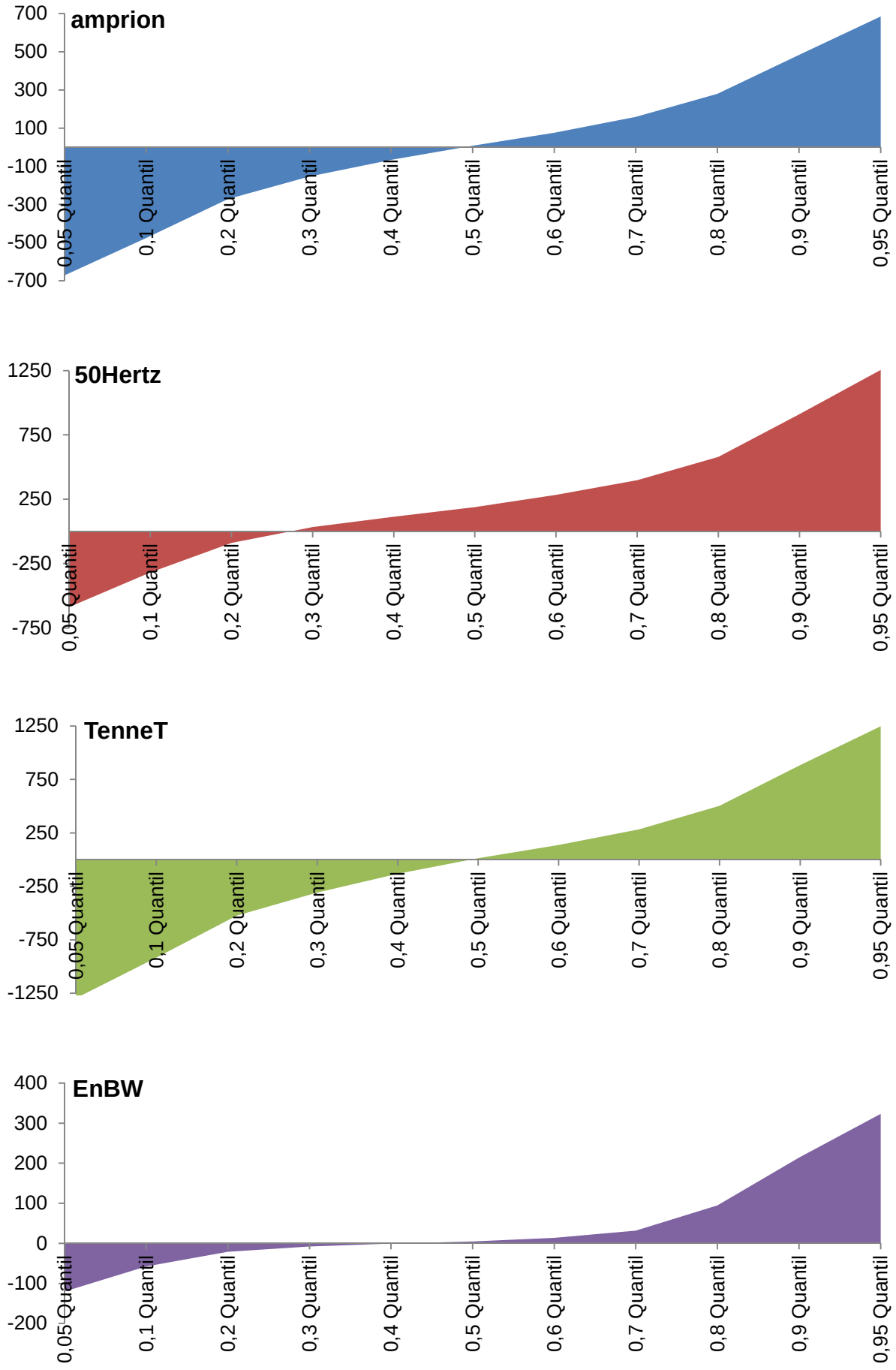


Abbildung 12: Quantile der Residuen nach ÜNB für Wind- und Solarenergie.

Eine aggregierte Fehlerbetrachtung über die beiden Erzeugungsformen ist in Abbildung 12 visualisiert. Hierzu wurde eine simple additive Verknüpfung verwendet. Einen wesentlichen Einfluss auf die jeweilige Charakteristik haben die relativen Erzeugungsanteile der ÜNB. Bei *EnBW* ist der hohe Einfluss der solartypischen Charakteristik auffallend, bei *50hertz* entsprechend der geringe Anteil: ein Unterschied zum Graphen in Abbildung 12 ist bei der gewählten Auflösung nicht auszumachen. Für *amprion* gilt dies trotz gleichmäßigerer Erzeugungsstruktur analog. Bei *TenneT* sind die schwereren Enden deutlicher auszumachen.

In Tabelle 7 fällt auf, dass sich Minima, Maxima und Spannweite der einzelnen Fehler nicht einfach addieren, sondern sich durchaus geringere Werte ergeben. So kann der Prognosefehler durch eine Überspeisung eines Kraftwerktyps durch eine Unterspeisung eines anderen Kraftwerktyps verringert werden. Die in Abschnitt 2.6 getroffene Aussage der Möglichkeit dieses Ausgleiches konnte durch die vorliegende empirische Arbeit bewiesen werden.

5 Der Ausgleich des Prognosefehlers in virtuellen Kraftwerken

In den folgenden Abschnitten werden verschiedene Alternativen zum Ausgleich oder der Glättung der Prognosefehler entwickelt und anhand der Datenbasis simuliert. Dabei werden zwei Möglichkeiten zur Senkung der Fehler betrachtet. Zunächst wird die Möglichkeit des Ausgleichs von Prognosefehlern durch den Einsatz von Blockheizkraftwerken betrachtet. Folgend wird eine Erweiterung um die Energiereservierung durch aktives Verringern von Windenergiekapazität simuliert.

5.1 Fehlerausgleich mittels Blockheizkraftwerken

Zunächst sind die über den Beobachtungszeitraum entstandenen Prognosefehler für Wind F_{kt}^{W} und Solar F_{kt}^{PV} für jeden Zeitpunkt $t = \{1,...,T\}$ und jeden Übertragungsnetzbetreiber $k \in K$ gemäß Formel 2 und Formel 3 zu bestimmen. Dabei sind die erwartete Produktion von Solar mit $\hat{P}_{kt}^{PV}$ und Wind mit $\hat{P}_{kt}^{W}$ sowie die tatsächliche Produktion für Wind mit P_{kt}^{W} und Solar mit P_{kt}^{PV} zu jedem Zeitpunkt $t = \{1,...,T\}$ und für jeden Übertragungsnetzbetreiber $k \in K$ gegeben.

$$F_{kt}^{W} = \hat{P}_{kt}^{W} - P_{kt}^{W} \qquad \forall k,t$$ Formel 2

$$F_{kt}^{PV} = \hat{P}_{kt}^{PV} - P_{kt}^{PV} \qquad \forall k,t$$ Formel 3

Aus den ermittelten Fehlern wird der Gesamtfehler F_{kt}^{PVW} anhand der Formel 4 für jedes *k* und *t* berechnet.

$$F_{kt}^{PVW} = F_{kt}^{PV} + F_{kt}^{W} \qquad \forall k,t$$ Formel 4

Dabei sind die Fehler so zu interpretieren, dass bei $F_{kt}^{PVW} > 0$ eine Untereinspeisung in Höhe des Fehlers und bei $F_{kt}^{PVW} < 0$ eine Übereinspeisung in Höhe des Fehlerbetrages $|F_{kt}^{PVW}|$ vorliegt.

In dem Modell ist vorgesehen, dass nicht nur ein vollständiger Fehlerausgleich, sondern auch der Ausgleich bestimmter Fehler möglich sein soll. Dabei sind die möglichen Fehlerausgleichsniveaus als j_k definiert und enthalten den Anteil j_k aller ent-

standenen Fehler. Das Fehlerausgleichsniveau ermittelt sich durch $j_k = 1-2p \ \forall k$, wobei p das untere p-Fehlerquantil FQ_{pk} und $1-p$ das obere (1-p)-Fehlerquantil $FQ_{1-p,k}$ aller Fehler F_{kt}^{PVW} in $t = \{1,...,T\}$ für alle k beschreibt.

Zum Ausgleich der Fehler des Niveaus j_k lässt sich die durch BHKW minimal vorzuhaltende Leistung Q_{jk} anhand des Quantilsabstands, der Differenz zwischen oberem und unterem Quantil, gemäß Formel 5 bestimmen.

$$Q_{jk} = FQ_{1-p,k} - FQ_{pk} \quad \forall j,k \qquad \text{Formel 5}$$

Mittels der vorgehaltenen Ausgleichsleistung sollen sowohl Über- als auch Untereinspeisungen ausgeglichen werden. Für den Ausgleich einer Übereinspeisung ist es notwendig dem System genutzte Kapazität zu entnehmen und für den Ausgleich einer Untereinspeisung dem System Kapazität zuzuführen. Um genutzte Kapazität durch Blockheizkraftwerke zu entnehmen, muss diese vorerst vorgehalten werden. Somit besteht die Notwendigkeit jederzeit einen regelbaren Anteil an Kapazität, in diesem Fall erzeugt durch die Blockheizkraftwerke, vorzuhalten. Da davon ausgegangen wird, dass diese konstant vorgehalten wird, muss die erwartete Gesamtproduktion für jeden Zeitpunkt t um diesen Wert korrigiert werden. Die Prognoseverschiebung $\triangle \hat{P}_{jkt}^{B} \ \forall j,k,t$ errechnet sich gemäß Formel 6.

$$\triangle \hat{P}_{jkt}^{B} = -FQ_{pk} \qquad \forall j,k,t \qquad \text{Formel 6}$$

Aus der Prognoseverschiebung ergibt sich die um die Kapazitätsreserve korrigierte Prognose ${}^{*}\hat{P}_{jkt}^{PVWB}$ gemäß Formel 7.

$${}^{*}\hat{P}_{jkt}^{PVWB} = \hat{P}_{kt}^{PVW} + \triangle \hat{P}_{jkt}^{B} \quad \forall j,k,t \qquad \text{Formel 7}$$

Q_{jk} gibt für alle *j* und *k* die minimal vorzuhaltende Kapazität an, die zum Ausgleich der Fehler notwendig sind. Um zu bestimmen wie hoch die Anzahl notwendiger Blockheizkraftwerke QB_{ijk}^{*} jeden Typs $i \in I$ zur Realisierung von Q_{jk} ist, sind zusätzliche Annahmen notwendig, die in Bezug auf die Verfügbarkeit von Blockheizkraftwerken getroffen werden müssen. Es wird davon ausgegangen, dass $L^{\max}$ die maximale

Laufzeit eines BHKW pro Jahr in Stunden darstellt. Da $L^{\max}$ in der Realität sowohl vom BHKW-Typ als auch von individuellen Störfällen abhängen kann, wird hier für alle BHKW-Typen und individuellen Anlagen vereinfacht als gleich angenommen. Die Verfügbarkeit v jedes BHKW wird gemäß Formel 8 berechnet.

$$v = \frac{L^{\max}}{365 \cdot 24h} \qquad \text{Formel 8}$$

Die minimale BHKW Kapazität QB_{ij}^{*} für alle *i* und *j* wird durch Normierung der notwendigen Ausgleichskapazität mit der Verfügbarkeit v von BHKW gemäß Formel 9 ermittelt.

$$QB_{jk}^{*} = \frac{Q_{jk}}{v} \qquad \forall j,k \qquad \text{Formel 9}$$

Im nachfolgenden Abschnitt werden anhand aktueller Marktstatistiken von BHKW (vgl. [Mue11]) verfügbare Kapazitäten angegeben, welche aktuell bereits zur Verfügung stehen. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die aus der Statistik entnommene Kapazität vollständig in Deutschland eingerichtet wurde, da genauere Angaben nicht zur Verfügung stehen. Um die in den regionalen Bereichen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stehenden BHKW jeden Typs zu schätzen wurde angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit der Anschaffung eines BHKW im Mittel für jeden Einwohner Deutschlands gleich hoch ist. Grundlegend dieser Annahme wird der Parameter $\ddot{U}NB_k$ eingeführt, welcher den Anteil versorgter Einwohner je Übertragungsnetzbetreiber k angibt. Anhand der geschätzten Anzahl aktuell errichteter BHKW vom Typ i, QB_i^a und $\ddot{U}NB_k$ wird die geschätzte Anzahl der verfügbaren Anlagen vom Typ i für jeden ÜNB k, QB_{ik}^a, gemäß Formel 10 ermittelt.

$$QB_{ik}^{a} = QB_i^a \cdot \ddot{U}NB_k \qquad \forall i,k \qquad \text{Formel 10}$$

Mittels QB_{ik}^{a} für alle *i* und *k*, der notwendigen BHKW Kapazität QB_{ij}^{*} *i* und *j* und der elektrischen Leistung eines BHKW vom Typ i wird der notwendige Steigerungsfaktor an BHKW Anlagen $\triangle B_{jk}^{*}$ für alle *j* und *k* nachfolgend ermittelt.

$$\triangle B^{*}_{jk} = \frac{QB^{*}_{jk}}{\sum_{i \in I} B^{el}_{i} \cdot QB^{a}_{ik}} \quad \forall j,k$$ Formel 11

Daraus wird gemäß Formel 12 ermittelt, welche Anzahl an BHKW für alle *i,j* und *k* zum Fehlerausgleich minimal zur Verfügung stehen muss.

$$QB^{*}_{ijk} = (\triangle B^{*}_{jk} + 1) \cdot QB^{a}_{ik} \quad \forall i, j, k$$ Formel 12

Zur Berechnung der Summe eingesetzter BHKW-Leistung in Megawattstunden $\sum_{t} \sum_{i \in I} P^{B}_{ktji} / 4$ für alle *k* und *j* wird zunächst der fehlerkorrigierende Einsatz an BHKW Kapazität zu jedem Beobachtungszeitpunkt $t = \{1,...,T\}$ gemäß Formel 13 errechnet. Dabei werden drei unterschiedliche Fälle angenommen. Ersterer betrachtet eine Unterproduktion mit einem Fehler, der mit der vorgehaltenen Reserve nicht ausgeglichen werden kann. Fall zwei betrachtet eine Unter- oder Überproduktion, welche mit ausreichender Reserve ausgeglichen werden kann. Im dritten Fall wird eine Überproduktion angenommen, die nicht vollständig ausgeglichen werden kann, wobei alle BHKW Anlagen heruntergefahren werden.

$$\sum_{i \in I} P^{B}_{ktji} = \begin{cases} Q_{jk} & \text{für} \quad F^{PVW}_{kt} > FQ_{1-p,k} \\ {}^{*}\hat{P}^{PVWB}_{jkt} + F^{PVW}_{kt} & \text{für} \quad FQ_{p,k} \le F^{PVW}_{kt} \le FQ_{1-p,k} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \forall j,k,t$$

Formel 13

Aus den zuvor berechneten Angaben lässt sich die fehlerkorrigierte Gesamtproduktion, bestehend aus Solar-, Wind- und Blockheizkraftwerksenergie für alle *j*, *k* und *t* anhand der Formel 14 ermitteln.

$$P^{PVWB*}_{jkt} = P^{PVW}_{kt} + \sum_{i \in I} P^{B}_{ktji} \quad \forall j,k,t$$ Formel 14

Der neue Prognosefehler ergibt sich gemäß Formel 15 aus der Differenz aus korrigierter Prognose ${}^{*}\hat{P}^{PVWB}_{jkt}$ und der Gesamtproduktion inklusive der BHKW Produktion P^{PVWB*}_{jkt}.

$${}^{*}F_{jkt}^{PVWB} = {}^{*}\hat{P}_{jkt}^{PVWB} - P_{jkt}^{PVWB*} \quad \forall j,k,t$$ Formel 15

5.2 Fehlerausgleich mittels Blockheizkraftwerken und Windreserve

Im Folgenden wird eine Methode entwickelt die Prognosefehler mittels eines zusätzlichen Aufbaus einer Kapazitätsreserve durch Windkraftanlagen auszugleichen. Dabei wird angenommen, dass WEA durch Verstellen der Rotorblätter potentielle Leistung entnommen werden kann. Folgend wird der variable Anteil an Windreserve WR_{ktr} mit dem Windreservefaktor r_k in Abhängigkeit zur tatsächlichen Wind-Produktion P_{kt}^{W} für alle Übertragungsnetzbetreiber, Zeitpunkte und Windreserveniveaus $r_k \in (0;0,5)$ ermittelt.

$$WR_{ktr} = P_{kt}^{W} \cdot r_k \qquad \forall k,t,r$$ Formel 16

Daraus ergibt sich für alle *k*, *t* und *r* eine vorhandene Ausgleichskapazität in Höhe des Intervalls von $[-WR_{ktr}; WR_{ktr}]$, die sowohl im Über- als auch im Unterspeisungsfall den entstandenen Fehler gänzlich oder teilweise ausgleichen kann. Da durch den Aufbau von Reserve dem System Kapazität entnommen wird, muss die Prognose $\hat{P}_{kt}^{PVW}$ um den Wert der Windreserve WR_{ktr} angepasst werden. Dabei ist zu beachten, dass der genaue Wert der Reserve erst zum Zeitpunkt des Fehlereintritts bekannt ist, da die Reserve relativ von der aktuellen Produktion abhängt. Zur Korrektur der Prognose muss daher die Windreserve zunächst anhand der erwarteten Produktion für Windenergie $\hat{P}_{kt}^{W}$ gemäß Formel 17 geschätzt.

$$\widehat{WR}_{ktr} = \hat{P}_{kt}^{W} \cdot r_k \qquad \forall k,t,r$$ Formel 17

Daraus ergibt sich die erwartete, um die Windreserve korrigierte, Produktion ${}^{*W}\hat{P}_{ktr}^{PVW}$.

$${}^{*W}\hat{P}_{ktr}^{PVW} = \hat{P}_{kt}^{PVW} - \widehat{WR}_{ktr} \quad \forall k,t,r$$ Formel 18

Der zum Zeitpunkt eingetretene Fehler ${}^{*W}F_{ktr}^{PVW}$ $\forall k,t,r$ vor Ausgleich mit Windreserve ergibt sich aus Formel 19.

$$ {}^{*W}F_{ktr}^{PVW} = {}^{*W}\hat{P}_{ktr}^{PVW} - {}^{*W}P_{ktr}^{PVW} \qquad \forall k,t,r \qquad \text{Formel 19} $$

Anhand dieses Fehlers gilt es den fehlerkorrigierenden Einsatz von Windreserve eWR_{ktr} für alle *k*, *t* und *r* zu bestimmen. Analog zum Ausgleich bei BHKW ergeben sich wieder drei Fälle, die den Fehler charakterisieren. Die notwendige Höhe an eWR_{ktr} $\forall k,t,r$ errechnet sich gemäß Formel 20.

$$ eWR_{ktr} = \begin{cases} WR_{ktr} & \text{für} \quad {}^{*W}F_{ktr}^{PVW} > WR_{ktr} \\ {}^{*W}F_{ktr}^{PVW} & \text{für} \quad -WR_{ktr} \le \left| {}^{*W}F_{ktr}^{PVW} \right| \le WR_{ktr} \\ -WR_{ktr} & \text{sonst} \quad {}^{*W}F_{ktr}^{PVW} < -WR_{ktr} \end{cases} \qquad \forall k,t,r \qquad \text{Formel 20} $$

Die durch Einsatz von Windreserve korrigierte Produktion ${}^{*mW}P_{ktr}^{PVW}$ ermittelt sich gemäß Formel 21, der neue Prognosefehler bestimmt sich anhand von Formel 22.

$$ {}^{*mW}P_{ktr}^{PVW} = {}^{*W}P_{ktr}^{PVW} + eWR_{ktr} \qquad \forall k,t,r \qquad \text{Formel 21} $$

$$ {}^{*mW}F_{ktr}^{PVW} = {}^{*W}\hat{P}_{ktr}^{PVW} - {}^{*mW}P_{ktr}^{PVW} \qquad \forall k,t,r \qquad \text{Formel 22} $$

Um die notwendige Anzahl an BHKW zum Ausgleich der Fehler zu ermitteln, wird folgend das gleiche Konzept wie in Abschnitt 5.1 genutzt. Dieses unterliegt allerdings der Änderung, dass nicht die Fehlerquantile der ursprünglichen Fehler F_{kt}^{PVW}, sondern die der neuen, um den Einsatz von Windreserve korrigierten ${}^{*mW}F_{ktr}^{PVW}$ zur Bestimmung der Fehlerquantile zur Berechnung herangezogen werden.

5.3 Berechnung und Simulation in Excel

Dieser Arbeit liegt eine Excel Datei zur Auswertung der beschriebenen Datenbasis anhand der Modelle in Abschnitt 5.1 und 5.2 bei. In dieser ist eine Oberfläche entwickelt worden, welche für jeden Übertragungsnetzbetreiber, jedes Windreserveniveau und jedes Fehlerausgleichsniveaus die minimal notwendigen BHKW Anlagen berechnet. Der Eingabebereich ist in den Abbildungen 13 bis 16 gekennzeichnet. Dabei lässt sich sowohl der Parameter für die Windreserve, als auch das gewünschte Fehlerausgleichsniveau anhand von zwei Schiebereglern in Schrittweiten von 0,01 beliebig einstellen. Mit Bestätigen der Schaltfläche „berechnen“ werden anhand der Mo-

delle aus den vorherigen Abschnitten die Ergebnisse berechnet. Dabei enthalten die Ergebnisse wie in Abbildung 13 zu sehen sowohl die notwendige Prognosekorrektur $\triangle \hat{P}^{B}_{jkt}$, die vorzuhaltende Kapazität Q_{jk} die notwendigen Steigerungsdaten in der Modulanzahl $\triangle B^{*}_{jk}$ sowie die durch Windreserveaufbau ungenutzte Kapazität, durchschnittlich und in Megawattstunden pro Jahr. Desweiteren ist die angenommene Laufzeit von BHKW $L^{\max}$ und die daraus resultierenden Faktoren der Verfügbarkeit v und des Bedarfsfaktors an BHKW B angegeben.

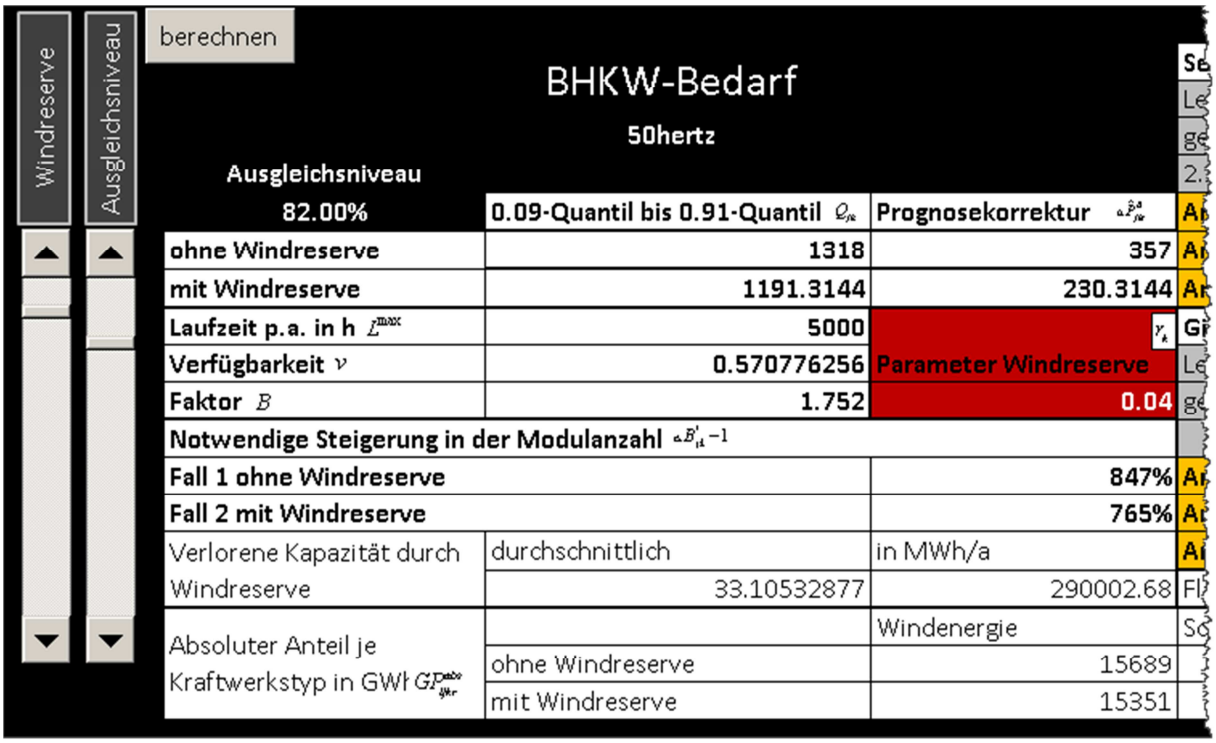


Abbildung 13: Eingabemaske Teil 1

In den Abbildungen 14 und 15 sind die Angaben zur Aufteilung der Gesamtproduktion relativ und absolut berechnet. Dabei wird in Abbildung 14 die im Beobachtungzeitraum erzeugte Energie in Megawattsunden pro Jahr für alle Kraftwerkstypen angegeben. Abbildung 15 sind die relativen Erzeugungsmengen abgetragen.

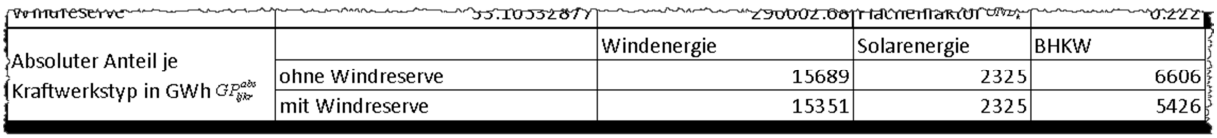


Abbildung 14: Eingabemaske Teil 2

8	Flächenfaktor UNB_t	0.222				
	Solarenergie	BHKW	Relativer Anteil je Kraftwerkstyp GP_{ktr}^{rel}	Windenergie	Solarenergie	BHKW
9	2325	2741		75.6%	11.2%	13.2%
2	2325	1752		78.0%	12.5%	9.4%

Abbildung 15: Eingabemaske Teil 3

In Abbildung 16 sind die Angaben der einzelnen BHKW-Typen, deren Leistung, sowie deren geschätzte verfügbare Anzahl für den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber angegeben. Weiter sind die für die jeweiligen Eingabeparameter berechneten notwendigen Anlagen je Typ berechnet.

Senertec - Dachs G 5.5			**Vaillant - mikro-BHKW eco-Power 1.0**		
Leistung in MWel		Portfolioanteil	Leistung in MWel		Portfoli
gesamt	je Modul E_t^{el}	15%	gesamt	je Modul	
2.24331	0.0055		0.620268	0.001	
Anzahl Module aktuell QE_{ktr}^{*}		**407.814**	**Anzahl Module aktuell**		
Anzahl Module Fall 1 QE_{ktr}^{*}		**16877**	**Anzahl Module Fall 1**		
Anzahl Module Fall 2 QE_{ktr}^{*}		**15531**	**Anzahl Module Fall 2**		
Giese - HB 4-8			**MWM - TCG 2016 V08C**		
Leistung in MWel		Portfolioanteil	Leistung in MWel		Portfoli
gesamt	je Modul	7%	gesamt	je Modul	
1.104672	0.0061		42.320082	0.4	
Anzahl Module aktuell		**180.93**	**Anzahl Module aktuell**		
Anzahl Module Fall 1		**7488**	**Anzahl Module Fall 1**		
Anzahl Module Fall 2		**6891**	**Anzahl Module Fall 2**		

Abbildung 16: Eingabemaske Teil 4

In den weiteren Tabellenblättern der Datei sind sowohl die Datenbasis als auch die Berechnungen enthalten. Dabei sind zur Auswertung die vier Tabellenblätter „50hertzG“, „TenneTG“, „ENBWG“ und „AmprionG“ relevant. In diesen werden sowohl die Berechnungen anhand der Modelle aus Abschnitt 5.1 und 5.2, als auch eine Simulation des Beobachtungszeitraums anhand der Eingabeparameter durchgeführt. In Tabelle 8 wird eine Definition der relevanten Spalten angegeben.

Tabelle 8: Beschreibung der Auswertungstabellenblätter

Spalte	*Symbol*	*Bezeichnung*
C	F_{kt}^{PVW}	Prognosefehler Gesamt
D&AK	P_{kt}^{W}	Tatsächliche Produktion Wind
E	WR_{ktr}	Windreserve
A+B&AH+AL	$t = \{1,...,T\}$	Beobachtungszeitpunkte
AJ	P_{kt}^{PV}	Tatsächliche Produktion Solar
AL	$\sum_{i \in I} P_{ktji}^{B}$	Tatsächliche Produktion BHKW
AM	$\hat{P}_{kt}^{PVW}$	Erwartete Produktion gesamt
AN	${}^{*}\hat{P}_{ikt}^{PVWB}$	Um BHKW-Reserve korrigierte Prognose
AP	${}^{*}F_{jkt}^{PVWB}$	Um BHKW-Ausgleich korrigierter Prognosefehler
AQ	$\hat{P}_{kt}^{W}$	Erwartete Produktion Wind
AR	$\hat{P}_{kt}^{PV}$	Erwartete Produktion Solar
AS	$\widehat{WR}_{ktr}$	Erwartete Windreserve
AT	${}^{*W}\hat{P}_{ktr}^{PVW}$	Um erwartete Windreserve korrigierte Prognose
AU	${}^{*W}P_{ktr}^{PVW}$	Produktion gesamt nach Windreserveausgleich
AV	${}^{*W}F_{ktr}^{PVW}$	Prognosefehler mit Windreserve ohne Ausgleich
AW	eWR_{ktr}	Windreserveeinsatz
AX	${}^{*mW}P_{ktr}^{W}$	Tatsächliche Produktion Wind nach Windreserveein-
AY	${}^{*mW}P_{ktr}^{PVW}$	Produktion gesamt nach Windreserveeinsatz
AZ	${}^{*mW}F_{ktr}^{PVW}$	Prognosefehler nach Windreserveeinsatz
BA	$\sum_{i \in I} P_{rktji}^{B}$	Produktion BHKW nach Windreserveeinsatz
BB	${}^{*W}\hat{P}_{iktr}^{PVWB}$	Erwartete Produktion gesamt mit BHKW Reserve und

BC	${}^{*W}P_{jktr}^{PVWB}$	Produktion gesamt nach BHKW- und Windreserve-
BD	${}^{*W}F_{jktr}^{PVWB}$	Prognosefehler nach BHKW- und Windreserveeinsatz
BF		Nutzungsanteil an BHKW-Reserve Modell 1
BG		Nutzungsanteil an BHKW-Reserve Modell 2

5.4 Auswertung der Berechnungen

In den Tabellen 9 bis 12 sind die Ergebnisse für die notwendige Steigerungsrate an BKHW sowie die absoluten und relativen jährlichen Produktionsmengen je Kraftwerkstyp jedes Übertragungsnetzbetreibers für die Windreserveparameter $r_k = \{0; 0,05; 0,10; 0,20\}$ und die Fehlerausgleichsniveaus $j_k = \{100\%; 90\%; 80\%; 60\%\}$ angegeben. Dabei wurde eine maximale jährliche Laufzeit eines Blockheizkraftwerks $L^{\max}$ mit 5000h angenommen. Dabei muss beachtet werden, dass je nach Anlagentyp und individuellen Restriktionen dieser Wert anders sein wird, was die Ungenauigkeit der Berechnungen erhöht.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist ein Trade off anzustellen. Das Vorhalten von Windreserve stellt einerseits ein gutes Instrument für die Glättung von Differenzen zwischen Prognose und tatsächlicher Produktion dar, andererseits wird dem System so potentielle Energie entzogen, die von den ÜNB zur Generierung von Gewinnen genutzt werden könnte.

Für das Fehlerausgleichsniveau von 100 % wären für jeden der ÜNB erhebliche Steigerungen in der Anzahl von BHKW vonnöten, im minimalen Fall von 2.702 %. Dabei würden BHKW ihren minimalen Anteil im Erzeugungsportfolio auf 51.4 % steigern. Dieses Ergebnis ist vor dem Hintergrund der politisch angestrebten Umstellung auf erneuerbare Energien und Abhängigkeit von Gasimporten in Frage zu stellen. Um Ausreißern in Prognosefehlern geringeren Stellenwert für die Quantifizierung von notwendiger BHKW-Leistung zuzuschreiben wurden geringere Fehlerausgleichniveaus in die Analyse einbezogen. Bei der Betrachtung eines Fehlerausgleichniveaus von 90 % ergeben sich deutlich geringere Bedarfe an notwendiger BHKW-Leistung von mindestens einem Drittel.

Die Wirksamkeit des Einsatzes von Windreserve ist für jeden ÜNB unterschiedlich geartet. Grundsätzlich lässt sich zwischen drei auftretenden Charakteristika differenzieren. Dabei wird ersichtlich, dass eine steigende Windreservehaltung nicht zwingend zu besseren Lösungen für jeden ÜNB führt. Es ist fraglich inwiefern die Wirksamkeit der Haltung von Windreserve von den jeweiligen Anteilen von Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung oder aber von der individuellen Prognosefehlerverteilung der ÜNB abhängt. Da aber gemäß Kapitel 4.2 ein Zusammenhang zwi-

schen Fehlerverteilung und Portfolioanteilen nicht auszuschließen ist, kann somit der Zusammenhang von Wirksamkeit und Portfolioanteilen ebenfalls nicht ausgeschlossen werden.

Bei *EnBW* bleibt bei zunehmendem Windreserveniveau die vorzuhaltende BHKW-Leistung annähernd konstant. Der Verzicht auf Erträge aus dem Verkauf von per Windkraft generiertem Strom führt somit nicht zu einer Verbesserung des Fehlerausgleichs. Dies scheint durch den relativ geringen Anteil an Windenergie im Erzeugerportfolio begründet zu sein. Das Potenzial auf große Mengen Strom aus Windenergie zu verzichten ist bei diesem ÜNB nicht gegeben, ein wechselseitiger Fehlerausgleich von Wind zu Solar erscheint aufgrund des geringen Stellenwerts der Windenergie fraglich.

50hertz und *TenneT* stehen einem durch Wind dominierten Erzeugerportfolio gegenüber. Deren Möglichkeiten des Fehlerausgleichs sind höher, der aufgegebene Anteil erzeugter Leistung durch Windreservehaltung allerdings ebenfalls. Die Wirksamkeit der Windreservehaltung bezüglich der Senkung von notwendiger BHKW-Leistung ist limitiert. So zeigen die Daten, dass es ein globales Minimum in der Senkung von Anlagenleistung zu Windreserveniveaus zu geben scheint. Ergeben sich bis zu einem Windreserveparameter von 0,1 noch Verbesserungen in der Lösung, so liegt bei 0,2 sowohl eine Verschlechterung in der notwendigen BHKW-Leistung als auch eine Senkung der Gesamtleistung vor. Eine derartige Lösung sollte in keinem Fall gewählt werden. Der Trade off zwischen Verzicht auf Erträge aus Windenergie und notwendigen Anstrengung hinsichtlich des Ausbaus von BHKW-Kapazitäten sollte nur für Windparameter kleiner dem am globalen Minimum erfolgen. Darüber hinausgehende Windreserveparameter scheinen in jedem Fall zu schlechteren Lösungen zu führen.

Das Erzeugerportfolio von *amprion* weist eine eher ausgeglichene Verteilung bezüglich Wind- und Solarenergie auf. Gemäß den Berechnungen führt eine steigende Windreservehaltung zu monoton fallendem Bedarf an durch BHKW vorzuhaltende Kapazität. Der oben genannte Trade off sollte über den gesamten Lösungsraum stattfinden.

Tabelle 9: Ausgleich der bei 50hertz auftretenden Fehler durch BHKW

r_k / j_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,6	ΔB^*_{jk}	+ 429%			+ 347%			+ 305%			+ 353%		
	GP^{abs}_{ljkr}	15689 GWh	2325 GWh	2741 GWh	15112 GWh	2325 GWh	2176 GWh	14229 GWh	2325 GWh	1894 GWh	11675 GWh	2325 GWh	2079 GWh
	GP^{rel}_{ljkr} W S B	75,6%	11,2%	13,2%	77,1%	11,8%	11,1%	77,1%	12,6%	10,3%	72,6%	14,5%	12,9%
0,8	ΔB^*_{jk}	+790%			+ 651%			+ 581%			+ 656%		
	GP^{abs}_{ljkr}	15689 GWh	2325 GWh	4872 GWh	15112 GWh	2325 GWh	3976 GWh	14229 GWh	2325 GWh	3518 GWh	11675 GWh	2325 GWh	3563 GWh
	GP^{rel}_{ljkr} W S B	68,6%	10,2%	21,3%	70,6%	10,8	18,6%	70,9%	11,6%	17,5%	66,5%	13,2%	20,3%

j_k / r_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,9	ΔB^*_{jk}	+ 1184%			+ 985%			+ 872%			+ 994%		
	GP^{abs}_{ljkr}	15689 GWh	2325 GWh	7286 GWh	15112 GWh	2325 GWh	5915 GWh	14229 GWh	2325 GWh	5915 GWh	11675 GWh	2325 GWh	5244 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	62,0%	9,2%	28,8%	64,7%	10,0%	25,3%	65,4%	10,7%	23,9%	60,7%	12,1%	27,2%
	W S B												
1,0	ΔB^*_{jk}	+ 4038%			+ 3562%			+ 3144%			+ 2801%		
	GP^{abs}_{ljkr}	15689 GWh	2325 GWh	27503 GWh	15112 GWh	2325 GWh	22844 GWh	14229 GWh	2325 GWh	19309 GWh	11675 GWh	2325 GWh	16048 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	34,5%	5,1%	60,4%	37,5%	5,8%	56,7%	39,7%	6,5%	53,8%	38,9%	7,7%	53,4%
	W S B												

Tabelle 10: Ausgleich der bei amprion auftretenden Fehler durch BHKW

j_k \ r_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
	ΔB^*_{jk}	+ 281%			+ 248%			+ 222%			+ 190%		
0,6	GP^{abs}_{ljkr} W S B	6226 GWh	4624 GWh	2417 GWh	5914 GWh	4624 GWh	2417 GWh	5553 GWh	4624 GWh	1931 GWh	4706 GWh	4624 GWh	1626 GWh
	GP^{rel}_{ljkr} W S B	46,9%	34,9%	18,2%	45,9%	38,2%	15,9%	45,9%	38,2%	15,9%	43,0%	42,2%	14,8%
	ΔB^*_{jk}	+ 488%			+ 452%			+ 419%			+ 395%		
0,8	GP^{abs}_{ljkr} W S B	6226 GWh	4624 GWh	4200 GWh	5914 GWh	4624 GWh	3905 GWh	5553 GWh	4624 GWh	3697 GWh	4706 GWh	4624 GWh	3578 GWh
	GP^{rel}_{ljkr} W S B	41,4%	30,7%	27,9%	41,0%	31,9%	27,1%	40,1%	33,3%	26,6%	36,5%	35,8%	27,7%

j_k / r_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,9	ΔB^*_{jk}	+ 690%			+ 652%			+ 622%			+ 595%		
	GP^{abs}_{ljkr}	6226 GWh	4624 GWh	5912 GWh	5914 GWh	4624 GWh	5597 GWh	5553 GWh	4624 GWh	5457 GWh	4706 GWh	4624 GWh	5457 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	37,1%	26,7%	35,3%	36,7%	28,7%	34,7%	35,5%	29,6%	34,9%	31,8%	31,3%	36,9%
	W S B												
1,0	ΔB^*_{jk}	+ 3125%			+ 3062%			+ 2999%			+ 2804%		
	GP^{abs}_{ljkr}	6226 GWh	4624 GWh	22536 GWh	5914 GWh	4624 GWh	23023 GWh	5553 GWh	4624 GWh	23560 GWh	4706 GWh	4624 GWh	23590 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	18,6%	13,8%	67,5%	17,6%	13,8%	68,6%	16,5%	13,7%	69,8%	14,3%	14,0%	71,7%
	W S B												

Tabelle 11: Ausgleich der bei TenneT auftretenden Fehler durch BHKW

r_k / j_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,6	ΔB^*_{jk}	+ 399%			+ 338%			+ 300%			+ 282%		
	GP^{abs}_{ljkr}	17689 GWh	8545 GWh	4540 GWh	16788 GWh	8545 GWh	3862 GWh	15706 GWh	8545 GWh	3418 GWh	13189 GWh	8545 GWh	3181 GWh
	GP^{rel}_{ljkr} W	57,5%	27,8%	14,8%	57,5%	29,2%	13,3%	56,8%	30,8%	12,4%	53,1%	34,1%	12,8%
	S B												
0,8	ΔB^*_{jk}	+ 699%			+ 607%			+ 554%			+ 549%		
	GP^{abs}_{ljkr}	17689 GWh	8545 GWh	7962 GWh	16788 GWh	8545 GWh	6891 GWh	15706 GWh	8545 GWh	6379 GWh	13189 GWh	8545 GWh	6333 GWh
	GP^{rel}_{ljkr} W	51,7%	25,0%	23,3%	52,1%	26,5%	21,4%	51,3%	27,9%	20,8%	47,0%	30,4%	22,6%
	S B												

j_k / r_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,9	ΔB^*_{jk}	+ 988%			+ 894%			+ 826%			+ 842%		
	GP^{abs}_{ljkr}	17689 GWh	8545 GWh	11294 GWh	16788 GWh	8545 GWh	10397 GWh	15706 GWh	8545 GWh	9790 GWh	13189 GWh	8545 GWh	10031 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	47,1%	22,8%	30,1%	47,0%	23,9%	29,1%	46,1%	25,1%	28,8%	41,5%	26,9%	31,6%
	W S B												
1,0	ΔB^*_{jk}	+ 3040%			+ 2805%			+ 2702%			+ 2666%		
	GP^{abs}_{ljkr}	17689 GWh	8545 GWh	36829 GWh	16788 GWh	8545 GWh	33013 GWh	15706 GWh	8545 GWh	32281 GWh	13189 GWh	8545 GWh	35025 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	28,0%	13,6%	58,4%	28,8%	14,6%	56,6%	27,8%	15,1%	57,1%	23,2%	15,1%	61,7%
	W S B												

Tabelle 12: Ausgleich der bei EnBW auftretenden Fehler durch BHKW

r_k / j_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,6	ΔB^*_{jk}	+ 126%			+ 120%			+ 115%			+ 104%		
	GP^{abs}_{ljkr}	373	2852	378	356	2852	350	336	2852	324	293	2852	279
	W S B	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
	GP^{rel}_{ljkr}	10,4%	79,1%	10,5%	10,0%	80,2%	9,8%	9,6%	81,2%	9,2%	8,5%	83,3%	8,2%
	W S B												
0,8	ΔB^*_{jk}	+ 296%			+ 289%			+ 283%			+ 273%		
	GP^{abs}_{ljkr}	373	2852	808	356	2852	771	336	2852	744	293	2852	699
	W S B	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
	GP^{rel}_{ljkr}	9,3%	70,7%	20,0%	8,9%	71,7%	19,4%	8,6%	72,5%	18,9%	7,6%	74,2%	18,2%
	W S B												

j_k / r_k	WR_{ktr}	0,00			0,05			0,10			0,20		
0,9	ΔB^*_{jk}	+ 483%			+ 480%			+ 480%			+ 480%		
	GP^{abs}_{ljkr}	373 GWh	2852 GWh	1385 GWh	356 GWh	2852 GWh	1385 GWh	336 GWh	2852 GWh	1394 GWh	293 GWh	2852 GWh	1433 GWh
	W S B												
	GP^{rel}_{ljkr}	8,1%	61,9%	30,0%	7,8%	62,1%	30,1%	7,4%	62,2%	30,4%	6,4%	62,3%	31,3%
	W S B												
1,0	ΔB^*_{jk}	+ 3220%			+ 3221%			+ 3222%			+ 3224%		
	WR_{ktr}	373 GWh	2852 GWh	16039 GWh	356 GWh	2852 GWh	16046 GWh	336 GWh	2852 GWh	16057 GWh	293 GWh	2852 GWh	16081 GWh
	W S o^*_{ik}												
	GP^{abs}_{ljkr}	1,9%	14,8%	83,3%	1,9%	14,8%	83,3%	1,8%	14,8%	83,4%	1,6%	14,8%	83,6%
	W S B												

5.5 Kritische Betrachtung der Ergebnisse

Grundsätzlich ist zu beachten, dass die in Abschnitt 5.1 und 5.2 entwickelten Modelle zur Bestimmung notwendiger BHKW Kapazität zum Ausgleich der Prognosefehler nur bedingt zu aussagekräftigen Ergebnissen führen. Dafür liegen unterschiedliche Gründe vor, die sich sowohl aus der Unsicherheit der Datenbasis aktueller Marktdaten für BHKW Anlagen als auch aus der Nichtbeachtung wichtiger Restriktionen.

Aus der vorgelegten Markstatistik lassen sich Zahlen für tatsächliche Installationen von BHKW Anlagen nur sehr schwer schätzen. Dies liegt zum einen daran, dass die verkauften Anlagen sowie die daraus resultierende installierte Kapazität aufgrund unzureichender Informationen nicht auf die Gebiete der vier Regelzonen aufteilbar sind. Zudem ist nicht bekannt, in welchem Umfang Anlagen in Deutschland oder außerhalb dessen installiert wurden. Weiter sind aus der aktuellen Datenbasis nur Angaben für unterschiedliche Anlagenhersteller, nicht doch über einzelne Anlagen bekannt. In dieser Arbeit wurden daher für jeden Anbieter Standardanlagen der Hersteller gewählt, über welche die aktuell installierte Kapazität angegeben wurde.

Die vorab verwendete jährliche Laufleistung der BHKW von 5.000 h/a ist nicht durch Zahlen aus der Praxis belegbar und wurde gemäß Angaben der Hersteller solcher Anlagen auf den zugehörigen Datenblättern angewandt. Diese Zahl scheint jedoch als zu hoch angesetzt. Hiernach müssten die BHKW 57 % der Zeit laufen. Dies erscheint vor dem Hintergrund saisonal stark abweichender Wärmebedarfe und der systemimmanenten Wärmerestriktion als nicht haltbar.

Die Nichtbeachtung dieser Restriktion ist ein besonders kritischer Aspekt bei der Bestimmung der Anlagenleistung. Dabei ist insbesondere das Vernachlässigen der Wärmerestriktion von Relevanz. Die Wärmerestriktion bildet die wärmegeführte Fahrweise der Anlagen ab. Aufgrund von Wärmeanforderungen seitens der Verbraucher werden BHKW auch dann zur Produktion von Strom angeregt, wenn dies aus Sicht des VKW nicht sinnvoll ist. So kommt es durch unplanmäßiges bzw. bei der Prognose nicht beachtetes Heizen zu einer Veränderung des Prognosefehlers. Dies führt allerdings zwangsläufig zu einem Ungleichgewicht bezüglich des Fehlerausgleichs und somit zu einem Ausgleich durch wiederum andere BHKW. Umgekehrt kann der Fall auftreten, dass ein Bedarf an elektrischer Energie zum Fehlerausgleich

entsteht, dieser aber durch BHKW nicht gedeckt werden kann, da die Speicher für thermische Energie beim Endverbraucher bereits gefüllt sind. Anhand dieser Fälle wird klar, dass eine freie Steuerbarkeit aller Anlagen nicht möglich ist und somit mehr Anlagen zur Verfügung stehen müssen, um den aus der Wärmebedarfsrestriktion entstehenden Fehler ebenfalls korrigieren zu können.

Anhand der Datenbasis wurde wurden weitere Untersuchungen der Fehler über den Zeitverlauf eines Jahres gemacht, welche in dieser Arbeit jedoch keine nähere Betrachtung erfahren. Diese Fehlerverteilung scheint einer eher konstanten, von der Jahreszeit unabhängigen Fehlerverteilung, zu folgen. Daraus ergibt sich, dass im Winter eher Probleme des ersten Falles im Sinne von Kapitel 5.1 und im Sommer eher Probleme des zweiten Falles im Sinne von Kapitel 5.2 auftreten können, da die Bedarfe an thermischer Energie im Winter deutlich höher sind als im Sommer. Somit wird annahmegemäß im Winter eine Überproduktion und im Sommer eine Unterproduktion an Leistung aus BHKW vorliegen. Betrachtet man exemplarisch die Annahme, dass ein wesentlicher Anteil der leistungsstarken BHKW in Schwimmbädern installiert ist, so ist die Vermutung aufzustellen, dass während der Sommermonate, während der diese Bäder geschlossen sind, kein Bedarf an Wärmeleistung an diese Anlagen adressiert wird. In den Wintermonaten hingegen laufen diese vermutlich unter Volllast. Somit stehen diese Anlagen nur saisonal für die Bereitstellung sowohl von reaktiver Regelenergie als auch zum planmäßigen Ausgleich von Prognosefehlern zur Verfügung.

Desweiteren ergeben sich Fehler aus der Beachtung von Lastspitzen für kleinere Anlagen. Dabei sind in Privathaushalten besonders morgens und abends hohe Bedarfe anzunehmen, da sowohl morgens als auch abends eher geduscht und gebadet wird als tagsüber oder nachts. Daraus ergibt sich ein eher ungleichmäßiger Wärmebedarf und somit ungleichmäßige Produktionsspitzen für die Stromerzeugung über den Tag verteilt.

Analog zu Bedarfsspitzen an thermischer Energie, ist den Simulationsdaten zu entnehmen, dass Bedarfe an elektrischer Ausgleichsenergie ebenfalls Spitzen über mehrere Perioden am Stück enthalten. Die vorgenannte Wärmerestriktion verbietet allerdings einen solchen Dauerbetrieb, wenn nicht eine entsprechend große Menge

thermischer Energie nachgefragt wird, und wird zu einem Ausschalten der Heizgeräte führen.

Durch die oben genannten Gründe sind die Ergebnisse anhand der Modelle der vorherigen Abschnitte nur als untere Grenze vorzuhaltender Kapazität aus BHKW zu verstehen. Es wird vermutet, dass eine Beachtung der Wärmerestriktion zu einer signifikanten Erhöhung von Regelenergiekapazitäten in der Praxis führt.

6 Fazit und Ausblick

Anhand der Berechnungen aus Kapitel 5 wird ersichtlich, dass es zur Glättung oder dem vollständigem Ausgleich der Prognosefehler noch eine bedeutsame Steigerung hinsichtlich der Kapazität aus BHKW gegenüber dem derzeitigen Bestand gibt. Insbesondere die vollständige Abdeckung der Prognosefehler bedarf solch hohen Zubaus, dass über einen langfristigen Zeitraum nicht mit einer nur annähernd ausreichenden BHKW-Leistung zu rechnen ist. Die benötigten Kapazitätszuwächse von über 3.000 % zeigen deutlich, dass es dem Konzept an Realisierbarkeit mangelt, zumal die errechneten Werte als absolute Untergrenze unter dem Treffen von Annahmen und der Vernachlässigung wichtiger Restriktionen bestimmt wurden.

Der Aufbau von Windreserve kann bei Anbietern mit größeren Portfolioanteilen an Windenergie zur Deckung der Prognosefehler relevante Verbesserungen unter realisierbarem Aufwand ermöglichen. Dennoch muss ein Trade off zwischen Leistungsverlust und Verbesserung in der notwendigen BHKW Anzahl stattfinden. Da jedoch das Ausgleichen von Frequenzschwankungen über das gesamte UCTE-Netz geschieht, bleibt offen wie sich isoliert lokal betrachtete Verbesserungen auf das quasiglobale Netz auswirken.

Der freiwillige Verzicht auf Erträge aus dem Einspeisen von Strom aus Windkraft in das Energienetz muss gegenüber dem Einkauf von Regelleistung finanzielle Vorteile aufweisen. Noch besteht eine gesetzliche Abnahmegarantie von Strom aus erneuerbaren Energien zu sehr attraktiven Preisen. Inwiefern die Übertragungsnetzbetreiber ihre eigenen finanziellen Interessen hinter eine durch sichere Stromversorgung geprägte allgemeine Wohlfahrt stellen, bleibt fraglich. Eine Untersuchung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit des Einsatzes von Windreserve zur Glättung von Prognosefehlern kann Thema der weiteren Forschung sein.

Eine Änderung der Fahrweise von Blockheizkraftwerken könnte für weitere Verbesserungen hinsichtlich der Umgehung der Wärmerestriktion bezüglich deren Laufzeit sorgen. Keine befriedigende Lösung stellt ein Ansatz dar, bei dem trotz vollen Wärmespeichers der Motor weitere elektrische Energie liefert und die Abwärme ungenutzt an die Umwelt abgibt. Selbst eine sinnvolle Nutzung wie beispielsweise eine Aufheizung von weiteren an das Fernwärmenetz anzuschließenden Gebäuden oder

kommunalen Straßen ist fragwürdig. Mikro-BHKW stehen nun mal nicht selten in privaten Wohnhäusern. Die Deckung des eigenen Wärmebedarfs steht im Fokus dieser Investoren; sie zahlen das genutzte Gas – auch wenn Unternehmen z. B wie die Lichtblick AG den Kauf von Gas für eigene Anlagen subventioniert. Einen möglichen Ausweg könnte hier ein Ansatz darstellen, bei dem dritte an Wärmeleistung interessierte Kunden ab dem Zeitpunkt die Gaszahlung übernehmen, ab dem sich eine weitere Laufleistung des BHKW einzig auf den Wunsch dieser Dritten begründet. Anforderungen an diesen Ansatz wären das Aufstellen eines Vergütungsmodells an den Mieter bzw. Besitzer der Anlage sowie das Schaffen einer Infrastruktur, die eine Verteilung der Wärme an Kunden außerhalb der lokalen Begrenzung ermöglicht.

Um der genannten Wärmerestriktion besser genügen zu können, muss eine zusätzliche Erweiterung des oben genannten Modells in Betracht gezogen werden. Würde der Wärmebedarf Eingang in das Modell finden, so ließen sich zuverlässigere Prognosen aufstellen. Problematisch stellt sich jedoch hier die schwer in Zahlen zu fassende individuelle Lastkurve eines jeden BHKW dar.

Ob der alleinige Einsatz gasmotorisch betriebener Blockheizkraftwerke die vorteilhafteste aller möglichen Lösungen ist, bleibt fraglich. Ganz sicher jedoch kann dieses Konzept Baustein eines mehrere Technologien umfassenden Clusters sein.

Literaturverzeichnis

[BMU11] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011). *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010 unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).* Von http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf abgerufen

[Dro09] Droste-Franke, B. (Hrsg.). (2009). *Brennstoffzellen und virtuelle Kraftwerke: energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung.* Berlin: Springer.

[EnBW11] EnBW Erneuerbare Energien GmbH (2011). *Weit draußen auf See - EnBW Windpark Baltic 2*. Von http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/eee-pdfs/referenzflyer_baltic2.pdf abgerufen

[EP09] Europäisches Parlament (2009). *Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG*. Von http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf abgerufen

[HF10] Hennicke, P., & Fischedick, M. (2010). *Erneuerbare Energien* (2. Aufl.) München: Beck.

[Hoh10] Hohmeyer, O. (2010). *2050. Die Zukunft der Energie.*

[Kam10] Kamper, A. (2010). *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz.* Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

[HKM09] Hinkel, D., & Kurscheid, E. M., & Miluchev, M. (2009). *Wirtschaftlichkeitsanalyse eines virtuellen Minutenreserve-Kraftwerks aus dezentralen Klein-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*. In. Zfe Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2009, 33; S. 127-134.

[Kon07] Konstantin, P. (2007). *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, - transport und –beschaffung im liberalisierten Markt (2. Aufl.).* Heidelberg: Springer.

[Mue11] Mühlstein, J. (2011). *Rang und Namen*. In: ENERGIE & MANAGEMENT (15.11.2011). Energie & Management Verlagsgesellschaft. S. 17-21.

[OO11] Oeding, D., Oswald, B. R. (2011). *Elektrische Kraftwerke und Netze* (7. Ausg.). Heidelberg: Springer.

[Pie10] Pielke, M. (2010). *Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken.* Dissertation an der Fakultät für Elektrotewchnik der Technischen Universität Braunschweig.

[Pop10] Popp, M. (2010). *Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien.* Berlin, Heidelberg: Springer.

[RS09] Roon, S., & Steck, M. (2009). Dezentrale Bereitstellung von Strom und Wärme mit Mikro-KWK-Anlagen. *uwf UmweltWirtschaftsForum, 17*(4), S. 313-319.

[RWA06] Roon, S., Wagner, U., & Arndt, U. (2006). Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? *BWK Das Energie-Fachmagazin, 58*(6), S. 52-57.

[SB11] *Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland.* (2011). Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. Von http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/SharedContent/Oeffentlich/B3/Publikation/Jahrbuch/StatistischesJahrbuch,property=file.pdf abgerufen.

[Zah09] Zahoransky, R. (2009). *Energietechnik* (4. Auflage Ausg.). Wiesbaden: Vieweg + Teubner.

Leibniz Universität Hannover
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Institut für Wirtschaftsinformatik
Prof. Dr. Michael H. Breitner

Hausarbeit
im Rahmen der Veranstaltung
Computational Finance

Toolbasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedener Biogasanlagen

unter besonderer Berücksichtigung der EEG Novelle 2012

vorgelegt von:

Name:	Olga Rotärmel	Torsten Kühn	Farida Tazhmukhanova
Anschrift:	Bergstr. 11	Philipsbornstr. 38	Wiener Str. 18
	30890 Barsinghausen	30165 Hannover	30519 Hannover
Matrik.-Nr.	2560170	2881930	2880890

Abgabedatum: 16. Februar 2012

Inhaltsverzeichnis

Seite

Tabellenverzeichnis ..... **III**
Abbildungsverzeichnis ..... **IV**
Abkürzungsverzeichnis ..... **VI**

1 Einleitung **1**
2 Grundlagen **3**
2.1 Erneuerbare Energie aus Biogas in Deutschland 3
2.2 Prozessbiologie 4
2.3 Beschreibung ausgewählter Substrate 6
2.3.1 Wirtschaftsdünger 8
2.3.2 Nachwachsende Rohstoffe 9
2.4 Anlagentechnik und Betrieb 11
2.5 Nutzung von Biogas für Strom und Wärme 14
2.5.1 Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizkraftwerken 14
2.5.2 Einspeisung in das Erdgasnetz 16
2.6 Vor- und Nachteile von Biogas 17
3 Finanzierung von Biogasanlagen **19**
3.1 Fördermöglichkeiten 19
3.2 EEG Novelle 2012 20
3.2.1 Überblick 20
3.2.2 Neues Vergütungssystem für Biogasanlagen gemäß EEG 2012 22
3.2.3 Herausforderungen und Chancen durch die Direktvermarktung 27
3.2.4 Diskussion 30
3.3 Finanzierungsformen 32
3.3.1 Überblick 32
3.3.2 Unternehmensfinanzierung vs. Projektfinanzierung 33
3.4 Risikomanagement 36
3.4.1 Aufgaben, Ziele und Phasen des Risikomanagements 36
3.4.2 Risikomanagement während der Planungs-/Bauphase 37
3.4.3 Risikomanagement während der Betriebsphase 38

4 Toolbasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse 41
4.1 Tool-Aufbau 42
4.2 Szenario Analyse 46
4.2.1 Erhöhung der Investitionskosten um 10% 52
4.2.2 Erhöhung der Kosten für Wartung und sonstige Kosten um 10% 53
4.2.3 Erhöhung der Substratpreise um 10% 55
4.2.4 Erhöhung des Kalkulationszinssatzes um 2% 58
4.2.5 Erhöhung der Inflationsrate um 2% 59
4.2.6 Inbetriebnahmejahr 2013 61
4.2.7 Anstieg der externen Wärmenutzung um 30% 63
4.2.8 Anstieg der Wärmevergütung um 2 Cent 65
4.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse 67
4.4 Limitationen der Analyse 69
4.5 Handlungsstrategien 71
5 Zusammenfassung und Ausblick 72

Literaturverzeichnis 78
Anhangsverzeichnis 85

Tabellenverzeichnis

Seite

Tabelle 1: Vergütungssätze für Strom aus Biomasse gemäß EEG 2012 23
Tabelle 2: Versicherungen 39
Tabelle 3: Substratpreise 47
Tabelle 4: Kleine Anlage Kosten für Wartung und sonstige Kosten 48
Tabelle 5: Große Anlage Kosten für Wartung und sonstige Kosten 50
Tabelle 6: Substratpreise nach 10%iger Erhöhung 55
Tabelle 7: Veränderung des Gewinns zum Ausgangsszenario 67
Tabelle 8: Veränderung des Kapitalwertes zum Ausgangsszenario..... 68
Tabelle 9: Restriktionen des Tools Wirtschaftlichkeitsberechnung..... 70

Abbildungsverzeichnis

Seite

Abbildung 1: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland 4
Abbildung 2: Schematische Darstellung der anaeroben Vergärung 6
Abbildung 3: Biogasausbeuten 8
Abbildung 4: Schema einer einfachen Biogasanlage 11
Abbildung 5: Vergleich Unternehmensfinanzierung und Projektfinanzierung ... 34
Abbildung 6: Tool Pflichtfelder 43
Abbildung 7: Tool Optionsfelder 44
Abbildung 8: Berechnung Starten 45
Abbildung 9: Kleine Anlage Substrateinsatz 48
Abbildung 10: Ergebnisse kleine Anlage 49
Abbildung 11: Kapitalwertentwicklung kleine Anlage 49
Abbildung 12: Große Anlage Substrateinsatz 50
Abbildung 13: Ergebnisse große Anlage 51
Abbildung 14: Kapitalwertentwicklung große Anlage 51
Abbildung 15: Erhöhung Investitionskosten kleine Anlage 52
Abbildung 16: Erhöhung Investitionskosten große Anlage 53
Abbildung 17: Erhöhung Kosten für Wartung/ sonstige Kosten kleine Anlage . 54
Abbildung 18: Erhöhung Kosten für Wartung/ sonstige Kosten große Anlage . 54
Abbildung 19: Erhöhung Substratpreise kleine Anlage 56
Abbildung 20: Erlöse und Kosten nach Erhöhung der Substratpreise 56
Abbildung 21: Erhöhung Substratpreise große Anlage 57
Abbildung 22: Erlöse und Kosten nach Erhöhung der Substratpreise 57
Abbildung 23: Erhöhung Kalkulationszinssatz kleine Anlage 58
Abbildung 24: Erhöhung Kalkulationszinssatz große Anlage 59
Abbildung 25: Erhöhung Inflationsrate kleine Anlage 59
Abbildung 26: Kapitalwert kleine Anlage bei Erhöhung der Inflationsrate 60
Abbildung 27: Erhöhung Inflationsrate große Anlage 60
Abbildung 28: Erlöse und Kosten große Anlage bei Anstieg in Inflationsrate ... 61
Abbildung 29: Inbetriebnahme 2013 kleine Anlage 62
Abbildung 30: Inbetriebnahme 2013 große Anlage 62

Abbildung 31: Anstieg externe Wärmenutzung kleine Anlage 63
Abbildung 32: Kapitalwert kleine Anlage bei Erhöhung der Wärmenutzung 64
Abbildung 33: Anstieg externe Wärmenutzung große Anlage 64
Abbildung 34: Kapitalwertentwicklung große Anlage 65
Abbildung 35: Anstieg der Wärmevergütung kleine Anlage 66
Abbildung 36: Anstieg der Wärmevergütung große Anlage 66
Abbildung 37: FDSS Limitationen 69

Abkürzungsverzeichnis

a.F.	alte Fassung
Abs.	Absatz
AKW	Atomkraftwerk
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
bspw.	Beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
DBFZ	Deutsches BiomasseForschungsZentrum
ca.	circa
ct	Cent
d. h.	das heißt
e. V.	Eigennütziger Verein
e.V.	eingetragener Verein
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EPEX	European Energy Exchange
et al.	et alia (und andere)
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
FM	Frischmasse
GPS	Ganzpflanzensilage

i. d. R.	in der Regel
Jg.	Jahrgang
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
Kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
kW_{el}	Kilowatt elektrischer Energie
kW_{th}	Kilowatt thermischer Energie
kWh	Kilowattstunde
Mrd	Milliarde
MW	Megawatt
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
n.F.	neue Fassung
ROI	Return on Investment
S.	Seite
t	Tonne
u. a.	unter anderem
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
URL	Uniform Ressource Locator
VBA	Visual Basic for Applications
vgl.	vergleiche
z. B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Nicht nur seit dem Atomunglück in Fukushima hat sich die Bundesregierung in Deutschland zum Ziel gesetzt den Stromanteil aus erneuerbaren Energien zu erhöhen. Dadurch soll der Verbrauch der fossilen Energieträger und die damit verbundenen Umweltbelastungen vermindert werden. Angefangen mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1990 über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) von 2000 wird der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bereits seit über zwanzig Jahren durch staatliche Förderungen vorangetrieben. Gemäß dem aktuellen Energiekonzept der Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromversorgung bis 2020 auf mindestens 35% und der Anteil an Wärmebereitstellung auf 10% ausgebaut werden.[1] Bei der Zielerreichung spielt die am 30. Juni 2011 verabschiedete Novellierung des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG Novelle 2012) eine wesentliche Rolle.

Unter den erneuerbaren Energien nimmt Biogas aus Biomasse eine besondere Stellung ein. Biogas kann sowohl zur Erzeugung von Strom und Wärme, als auch als Kraftstoff dienen. Innerhalb der erneuerbaren Energien leistet die Energie aus Biomasse nach Windenergie den zweitgrößten Beitrag an der Stromversorgung in Deutschland. Im Gegensatz zu Windenergie und Photovoltaik ist die Energie aus Biogas speicherbar und flexibel nutzbar und somit grundlastfähig.

Die in dem EEG festgelegten Vergütungssätze für Strom aus Biomasse führten bereits in der Vergangenheit dazu, dass viele Landwirte und Unternehmen in den Betriebszweig Biogasanlage investierten. Somit befinden sich heute in ganz Deutschland rund 7.100 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von etwa 2.780 MW.[2]

Die Investition in eine Biogasanlage erfordert einen hohen Kapitaleinsatz. Aus diesem Grund muss vor dem Bau die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage sichergestellt werden. Unter besonderer Berücksichtigung der EEG Novelle 2012 wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein Excel-basiertes Tool

[1] Vgl. Bundesumweltministerium (2010), S. 5.
[2] Vgl. Fachverband Biogas e.V. (2011a).

entwickelt, um die Wirtschaftlichkeit eines Investitionsvorhabens in eine Biogasanlage zu analysieren. Ziel der Arbeit ist es mit Hilfe des Tools zu untersuchen, welche Rolle die Größe der Biogasanlage hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Anlage spielt. Anhand einer Sensitivitätsanalyse soll der Einfluss verschiedener Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage analysiert werden und dabei die Abhängigkeit von der Anlagengröße überprüft werden. Aus dem exemplarischen Vergleich der Wirtschaftlichkeit einer kleinen und großen Biogasanlage sollen mögliche Handlungsstrategien für Eigen- und Fremdkapitalgeber bezüglich des Investitionsvorhabens abgeleitet werden.

Im nachfolgenden zweiten Kapitel werden als erstes die allgemeinen Grundlagen zu Biogasanlagen vorgestellt. Neben den aktuellen Zahlen zu Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland werden die chemischen und technischen Voraussetzungen der Biogasherstellung kurz erläutert. Die Nutzungsmöglichkeiten von Biogas für Strom und Wärme werden im Abschnitt 2.5 dargestellt. Anschließend wird auf Vorteile und Nachteile von Biogas eingegangen.

Gegenstand des dritten Kapitels ist die Finanzierung von Biogasanlagen. Aufgrund der fehlenden Konkurrenzfähigkeit zu fossilen Energieträgern ergibt sich die Attraktivität von Investitionsvorhaben in erneuerbare Energien zurzeit aus der staatlichen Förderung. Daher beginnt dieser Teil mit einem Überblick der verschiedenen Fördermöglichkeiten für Biogasanlagen. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der aktuellen EEG Novelle 2012, die auch als Grundlage der toolbasierten Wirtschaftlichkeitsanalyse im Hinblick auf die Vergütungsstruktur dient. Hieran schließt sich eine Erläuterung der in der Biogasbranche üblichen Finanzierungsformen. Das Kapitel endet mit einem Abschnitt zum Risikomanagement unter Würdigung der für die Branche typischen Einzelrisiken.

Darauf aufbauend wird im vierten Kapitel die toolbasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Hierfür werden zunächst die Rahmenbedingungen der Analyse vorgestellt. Anschließend erfolgt eine kurze Erläuterung zum Aufbau und zur Handhabung des Tools. Ausgehend von der Betrachtung einer kleinen und großen Biogasanlage wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei werden für die beiden Anlagengrößen je acht Szenarien betrachtet. Im Anschluss

werden die Ergebnisse zusammenfassend dargestellt und die Limitationen der Analyse diskutiert. Aus den gewonnen Ergebnissen der Szenario Analyse werden Handlungsstrategien für Eigen- und Fremdkapitalgeber formuliert. Im letzten Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst, sowie offene Punkte für weiteren Untersuchungsbedarf aufgezeigt.

2 Grundlagen

Biogas wird in einer Biogasanlage durch Vergärung der **Biomasse** erzeugt. Biomasse besteht aus Stoffen organischer Herkunft, die zur Energieherstellung genutzt werden können. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden meist tierische Exkremente (Gülle, Festmist), Erntereste und gezielt angebaute Energiepflanzen (z. B. Mais, Zuckerrübe, Getreide) als Ausgangsstoffe (**Substrate**) eingesetzt. In nicht-landwirtschaftlichen Anlagen wird u. a. Material aus der sogenannten Biotonne verwendet. Dazu zählen z. B. Essensreste und Rasenschnitt.

Der Bau und Betrieb einer Biogasanlage erfordert bestimmte technische und chemische Kenntnisse des Betreibers. Die Ausführung der Anlage, Standort, Wahl der Biomasse, Sicherheit und Wartung und nicht zuletzt die Nutzung der Endprodukte müssen sorgfältig geplant werden. Aus ausgewählten Substraten wird in einem vierphasigen Vergärungsprozess ein Gasgemisch (Biogas) gewonnen. Biogas ist für mehrere Anwendungsbereiche geeignet, vorrangig zur Erzeugung von Strom und Wärme direkt vor Ort in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) oder zur Einspeisung in ein vorhandenes Erdgasnetz. Auf die Nutzung als Kraftstoff wird in der vorliegenden Arbeit nicht ausführlich eingegangen.

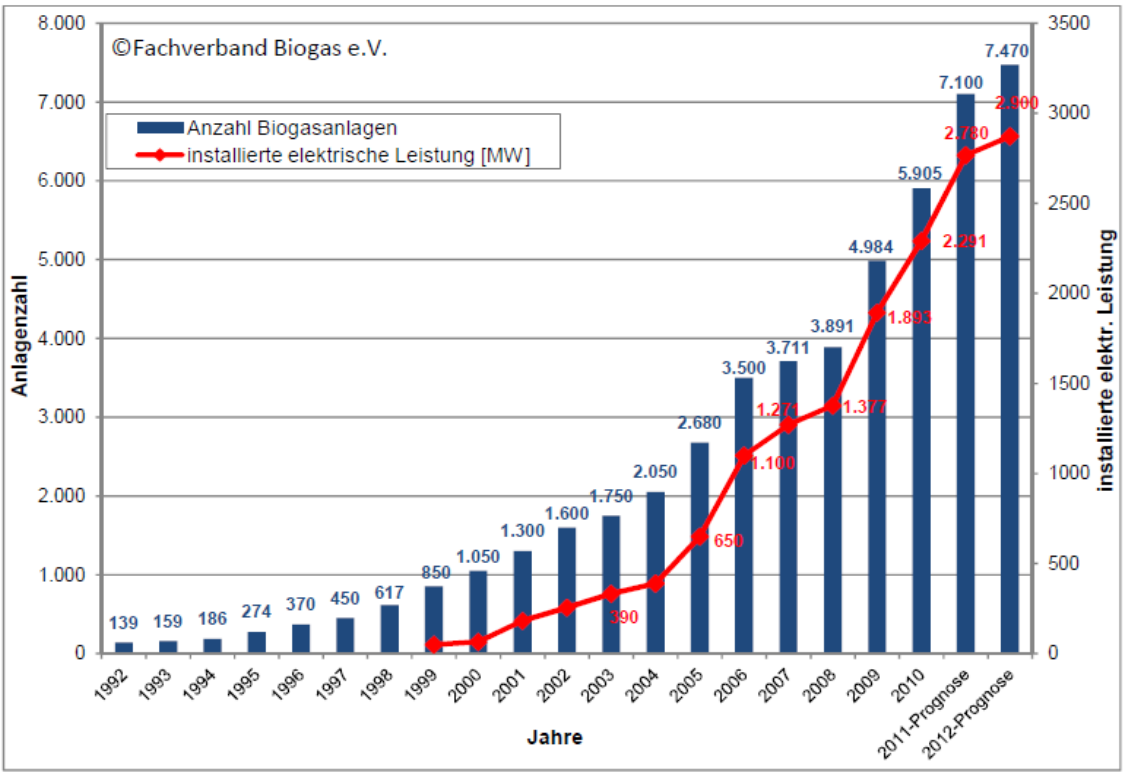
2.1 Erneuerbare Energie aus Biogas in Deutschland

Die Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland hat sich innerhalb der letzten sechs Jahre verdreifacht (siehe Abbildung 1). Die durchschnittliche installierte elektrische Anlagenleistung entwickelte sich von etwa 60 kW_{el} im Jahr 1999 über 125 kW_{el} (2004)[3] auf über 388 kW_{el} in 2010.[4] Im Vergleich dazu hat ein durchschnittliches Steinkohlekraftwerk eine Leistung von 700 MW und das

[3] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011b).
[4] Vgl. Agentur für erneuerbare Energien (2011a).

größte deutsche AKW Brokdorf eine Leistung von 1400 MW.[5] Bereits heute also ersetzen die 7100 in Deutschland betriebenen Biogasanlagen mit 2780 MW Gesamtleistung fast 4 Steinkohle- oder fast 2 Atomkraftwerke.

Abbildung 1: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland



Quelle: Fachverband Biogas e.V. (2011d).

Die Stromerzeugung aus Biogas lag 2010 bei etwa 12,8 Mrd. kWh, was etwa 2,1% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland entspricht. Bezogen auf die erneuerbaren Energien betrug der Anteil von Biogas an der Stromproduktion in 2010 12,6% und an der Wärmebereitstellung 5,5%.[6]

Um ein Grundverständnis für die Entstehung von Biogas zu vermitteln, werden nachfolgend die biologischen Grundlagen erläutert.

2.2 Prozessbiologie

Biogas wird durch eine Reihe von Mikroorganismen in feuchter Umgebung unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerob) gebildet. Die organische Masse wird

[5] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011c), S. 6.
[6] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011c), S. 10.

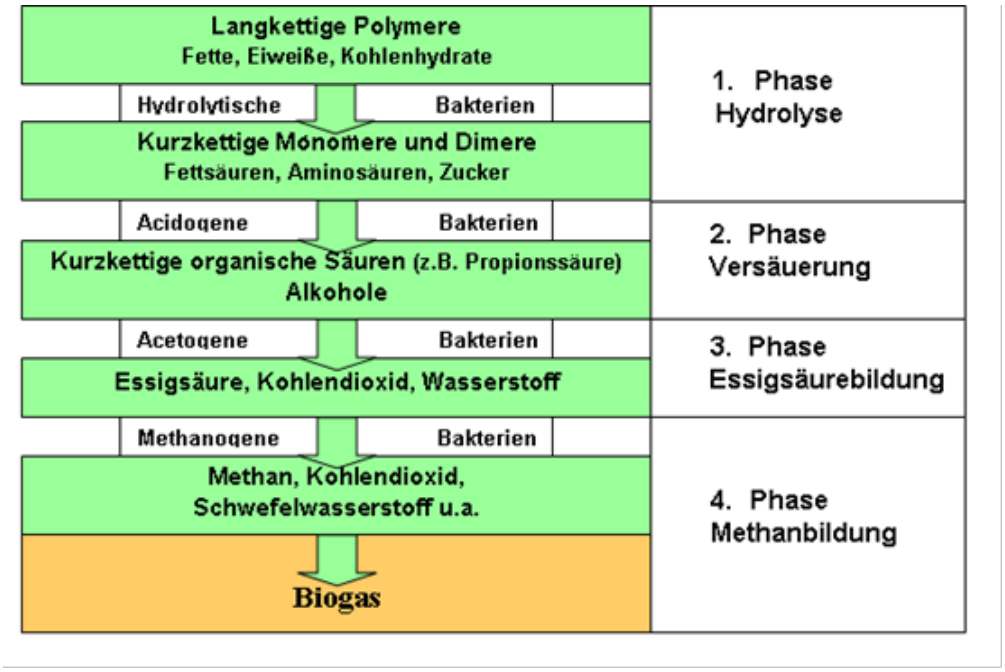
dabei fast vollständig zu Biogas umgewandelt.[7] Zusätzlich entstehen Wärme und neue Biomasse, die als hochwertiger Dünger wieder benutzt werden kann.

Der Vergärungsprozess, auch **anaerobe Fermentation** genannt, lässt sich in vier voneinander abhängige Teilschritte (Hydrolyse, Versäuerung, Essigsäurebildung und Methanogenese) unterteilen. Diese finden im Fermenter (siehe Abschnitt 2.4) zeitgleich und parallel statt. An diesem sensiblen Prozess sind jeweils verschiedene Gruppen von Bakterien beteiligt. Um den Erfolg der Biogasgewinnung zu sichern, müssen optimale Milieubedingungen hinsichtlich Temperatur, pH-Wert und Nährstoffversorgung für diese Mikroorganismen gewährleistet sein.

In der Hydrolyse (Verflüssigungsphase) werden die komplexen organischen Verbindungen der Biomasse (z. B. Kohlenhydrate, Eiweiße, Fette) in einfachere, organische Verbindungen (z. B. Aminosäuren, Zucker, Fettsäuren) zerlegt (siehe Abbildung 2). Diese Produkte werden dann in der zweiten, so genannten „Versäuerungsphase“ durch fermentative (säurebildende) Bakterien weiter zu organischen Säuren sowie Kohlendioxid, Wasserstoff und Alkohole abgebaut. In der nachfolgenden „Essigsäurephase“ werden die organischen Säuren zu Essigsäure, Wasser und Kohlendioxid umgesetzt. Anschließend werden die Produkte der vorangegangenen Phasen durch so genannte methanogene Bakterien in ein Gasgemisch (Biogas) umgewandelt, das zu 50-75% aus Methan (CH_4), 25-45% Kohlendioxid (CO_2) sowie zu geringeren Anteilen aus Schwefelwasserstoff, Stickstoff und Wasserstoff besteht.[8]

[7] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S. 21.
[8] Vgl. Scholvin, F./ Liebetrau, J./ Edelmann, W. (2009), S. 851 ff.

Abbildung 2: Schematische Darstellung der anaeroben Vergärung



Quelle: In Anlehnung an Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2006), S. 17.

Biogas ist in Verbindung mit Sauerstoff brennbar und kann dann auch explosiv sein. Je höher der Methangehalt, desto höher der brennbare Anteil und damit der Heizwert des Biogases. Allerdings kann die Zusammensetzung des Gasgemisches nur begrenzt prozesstechnisch beeinflusst werden. Viel bedeutender ist die Wahl bzw. die Mischung der eingesetzten Biomasse. Im nächsten Abschnitt werden die am häufigsten genutzten Ausgangsprodukte und deren wichtigsten Eigenschaften betrachtet.

2.3 Beschreibung ausgewählter Substrate

Wie bereits erwähnt, kann eine Vielzahl organischer Substrate für die Biogasgewinnung verwendet werden. Laut einer Betreiberumfrage des DBFZ aus dem Jahr 2010 verteilt sich der Substrateinsatz in den deutschen Biogasanlagen auf 45% tierische Exkremente, 46% nachwachsende Rohstoffe (NawaRo oder Energiepflanzen genannt), 7% Bioabfälle sowie auf 2% Reststoffe aus Industrie und Landwirtschaft (z. B. Trester, Treber, Schlempen, Pülpe).[9] In dieser Arbeit wird gesondert auf die ersten zwei Gruppen eingegangen. Ein Großteil der Substrate fällt in der Landwirtschaft an, und hier besteht auch das größte Potential für die Biogaserzeugung.

[9] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011a), S. 36.

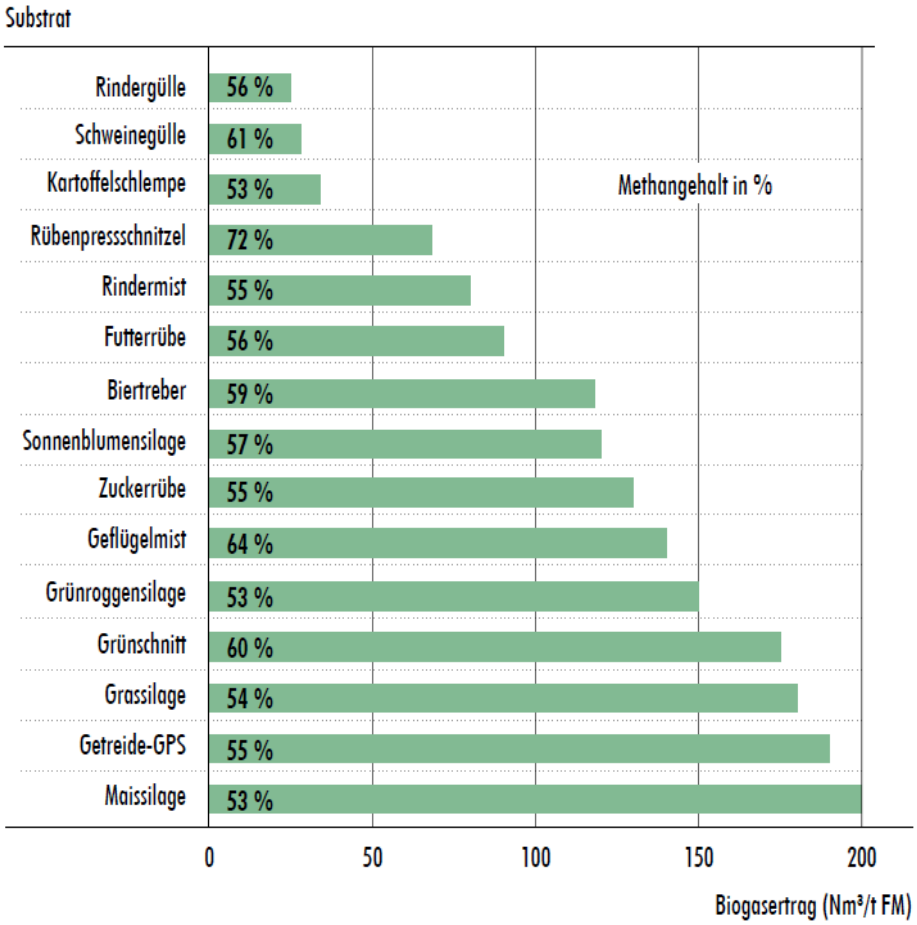
Die Konsistenz der Biomasse und damit das Vergärungsverfahren bestimmt der **Trockensubstanzgehalt** der Substrate. Nach diesem Wert differenziert man zwischen Nass- und Trockenfermentation. Derzeit kommt in fast allen landwirtschaftlichen Biogasanlagen die **Nassvergärung** mit den typischen Rundbehältern zur Anwendung. Dabei wird mit pump- und rührfähigen Substraten wie z. B. Gülle gearbeitet. Die feste Biomasse muss gut zerkleinert und mit Flüssigkeit gemischt werden. Als Faustregel gilt der Trockensubstanzgehalt von unter 15% für die Pumpbarkeit des Einsatzstoffes, wobei diese Angabe eher qualitativ ist und nicht für alle Substrate gilt.

Da, wo keine Gülle oder andere flüssige Basissubstrate zur Verfügung stehen, wird die **Feststoffvergärung** (auch „Trockenvergärung“ genannt) für Biogaserzeugung eingesetzt. Dabei kommt stapelbare Biomasse (z. B. Obst- und Gemüseschalen, Festmist, Grünschnitt) zum Einsatz. Ein feuchtes Milieu für die biologische Vergärung wird hier nicht durch eine ständige Vermischung hergestellt, sondern durch Besprühen mit Gärflüssigkeit oder durch Vermischen mit Prozessflüssigkeit noch vor der anaeroben Fermentation.[10]

Neben der Konsistenz der Substrate sind solche Parameter wie **Biogasertrag** und **Methangehalt** (jeweils in Normkubikmetern Nm^3) entscheidend. Der Methangehalt kann abhängig von den technologischen und biologischen Kennziffern der Anlage und des Gärprozesses zwischen 50 und 70% liegen. Der Energiegehalt bzw. der Heizwert korreliert mit dem Methangehalt im Biogas. Ein Kubikmeter Methan hat einen Energiegehalt von 9,97 kWh.[11] Liegt der Methangehalt im Biogas z. B. bei 50%, so beträgt der energetische Nutzen von 1 m^3 Biogas 5 kWh. Im Durchschnitt sind es 6 kWh/m^3 Biogas. Damit entspricht der durchschnittliche Heizwert von einem m^3 Biogas etwa 0,6 l Heizöl.[12] Die unterschiedlichen Biogaserträge der meist verwendeten Substrate sind in der Abbildung 3 aufgeführt.

[10] Vgl. Wolf, E. (2011), S. 7 ff.
[11] Vgl. Weitz, M. (2006), S. 86.
[12] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011a), S. 33.

Abbildung 3: Biogasausbeuten



Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011a).

Die gemeinsame Vergärung von Gülle und Bioabfällen (**Kofermentation**) hat zum Ziel die magere Gasausbeute bei den verwendeten Grundsubstraten durch Zugabe nährstoffreicher Kosubstrate zu erhöhen.[13] Allerdings können dabei auch Schadstoffe (insbesondere Schwermetalle) und Störstoffe mit dem Gärrest auf die Ackerflächen gelangen oder der Gärprozess gestört werden. Zahlreiche gesetzliche Vorschriften wie u. a. Abfallrecht, EU-Hygieneverordnung sind dabei zu beachten.[14]

2.3.1 Wirtschaftsdünger

In den landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird oft **Rinder- und Schweinegülle** als Substrat eingesetzt und steht in der Regel kostenlos zur Verfügung. Mit Gül-

[13] Vgl. Bahadir, M./ Parlar, H./ Spiteller, M. (2000), S. 644.
[14] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011c), S. 19.

le von einem 500 kg schweren Rind kann pro Tag z. B. eine Gasausbeute von ca. 1,5 m^3 erzielt werden.[15]

Die Biogas- und Methanerträge von Rindergülle sind geringer als die von der Schweinegülle. Dies ist auf unterschiedliche Zusammensetzung der Substrate zurückzuführen. In der Praxis findet oft eine Verdünnung der flüssigen Wirtschaftsdünger statt (z. B. durch Stallreinigung).[16] So kann die tatsächliche Biogasausbeute von den in der Abbildung 3 dargestellten Werten abweichen.

Gülle hat aufgrund ihrer Pumpfähigkeit und einfachen Lagerung in Güllebehältern stabilisierende Wirkung auf den Gärprozess. Wegen niedrigen Trockensubstanzgehalts kann Gülle gut mit anderen Substraten kombiniert werden. Der Biogasertrag pro Tonne Gülle ist wegen ihres hohen Wasseranteils deutlich geringer als bei anderen Substraten. Nachteilig ist auch, dass Gülle nur wenig transportwürdig ist. Es gibt erste Projekte, wo solche Stoffe wie Gülle separiert, getrocknet und pelletiert werden.[17] Zu beachten ist auch, dass Biomasse, die mit Antibiotika und Desinfektionsmitteln belastet ist, sich störend auf die Fermentation auswirken kann.

Rinder- und Geflügelmist weist wegen Stroh und Heu eine zähe Konsistenz auf und eignet sich besser für die Trockenfermentation. Im Fermenter erfordert der Einsatz von Mist eine andere Rührtechnik als pumpfähige Substrate. Der Anteil an Stroh liefert keinen Beitrag zur Gasausbeute.

2.3.2 Nachwachsende Rohstoffe

Im Jahre 2010 waren 76% von den eingesetzten Energiepflanzen in Biogasanlagen **Maissilage**. In den landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird dieses Substrat am häufigsten eingesetzt. Grund hierfür sind der hohe Trockensubstanzgehalt, der hohe Energieertrag je Hektar und die guter Vergärungseignung der Maissilage. Pro Hektar Anbaufläche Silomais können jährlich im Durchschnitt 12000 m^3 Biogas erzeugt werden.[18] Die Ernteerträge variieren abhängig von den Standort- und Umweltbedingungen zwischen 35 und 65 t Frischmasse (FM)

[15] Vgl. Agentur für erneuerbare Energien (2011a).
[16] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S. 75.
[17] Vgl. Bioenergie Südoldenburg (2011).
[18] Vgl. Agentur für erneuerbare Energien (2011b).

pro Hektar. Zur Ernte wird die ganze Maispflanze mit einem Feldhäcksler gesammelt, zerkleinert, mit einem Kornzertrümmerer zerquetscht und zerrieben. Danach wird das Erntegut in Fahrsiloanlagen eingebracht und verdichtet, um den Luftanteil zu verringern.

Durch andere Ernteverfahren und –zeitpunkte von Mais ist **Corn-Cob-Mix** eine gängige Variante. Es besteht aus den Spindeln und Körnern der Maiskolben. Die Energiedichte wird gegenüber Maissilage erhöht. Allerdings sinken die Energieerträge pro Hektar durch den Verbleib der Restpflanze auf dem Feld.[19]

In der Umgebung von großen Biogasanlagen gibt es immer mehr Mais-Monokulturen, was negative Auswirkungen auf Bodenfruchtbarkeit haben kann. Mais baut Kohlenstoff im Ackerboden ab und wird zudem intensiv mit Stickstoff gedüngt. Dies führt zu steigenden klimaschädlichen Lachgasemissionen.[20]

Aus den in 2010 in deutschen Biogasanlagen eingesetzten NawaRo waren 7% **Getreide-Ganzpflanzensilage** (GPS).[21] Die höchsten Trockensubstanzerträge werden durch Roggen und Triticale erreicht. Das Ernteverfahren ist mit dem Mais identisch – der Bestand wird vom Halm gehäckselt und einsiliert.

Bei der Nutzung von **Gras** ist ein hoher Flächenbedarf einzuplanen. Die Erträge pro Hektar schwanken vom Standort, den Umweltbedingungen sowie der Intensität der Grünlandnutzung sehr stark. Im Durchschnitt liefert Wiesengras pro Hektar Anbaufläche 6000 m^3 Biogas.[22] Die im Gras enthaltenen langen Fasern erfordern eine geeignete Rührtechnik im Faulbehälter. Aus diesem Grund soll der Trockensubstanzgehalt 35% nicht übersteigen, um die Abbaubarkeit im Gärprozess und somit die gewünschte Methanausbeute zu sichern.

Getreidekörner eignen sich sehr gut als Kosubstrat zu anderen Stoffen. Dabei ist die Art des Getreides unwichtig. Aufgrund hoher Biogaserträge und schnellen Abbaubarkeit sind sie gut für die Feinsteuerung des Gärprozesses geeignet.

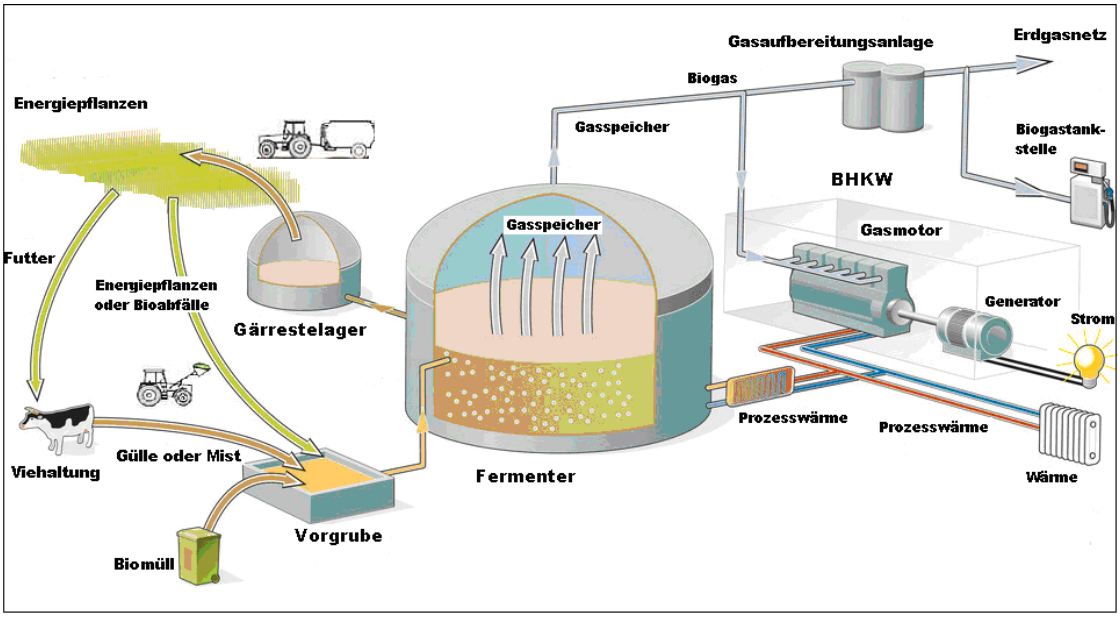
[19] Vgl. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (2008).
[20] Vgl. Greenpeace (2010), S. 1.
[21] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011a), S. 36.
[22] Vgl. Agentur für erneuerbare Energien (2011b).

Vor dem Einsatz werden die Körner zerkleinert und zerquetscht, um dann in den Fermenter geführt.[23]

2.4 Anlagentechnik und Betrieb

Bei der Erzeugung von Biogas werden verschiedene Anlagenkonzepte angewendet. Landwirtschaftliche Biogasanlagen bestehen in der Regel aus Vorgrube, Fermenter (auch Faulbehälter genannt) und Gärrestelager (siehe Abbildung 4). Der konkrete Aufbau gestaltet sich in Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten und der spezifischen Funktionsweise. In der folgenden Abbildung sind die Prozesse in einer kleinen Biogasanlage graphisch darstellt.

Abbildung 4: Schema einer einfachen Biogasanlage



Quelle: In Anlehnung an Agentur für erneuerbare Energien (2011a).

In der **Vorgrube** werden Gülle und Kosubstrate gesammelt und durch Störstoffentfernung, Zerkleinern, Verdünnen, Vermischen etc. homogenisiert, um Schwankungen bei der nachfolgenden Gärung zu vermeiden. Die in diesem Zusammenhang zu beachtenden gesetzlichen Vorgaben sind in erster Linie davon abhängig, ob feste oder flüssige Substrate verwendet werden. Auf die genauen Einzelheiten wird an dieser Stelle verzichtet.

[23] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S. 75-79.

Das aufbereitete Gärsubstrat wird in den **Fermenter**, das Kernstück einer Biogasanlage, gepumpt, dort vergoren und in Gas umgewandelt. Es gibt viele unterschiedliche Ausführungen – aus Stahl oder Beton, rechteckig oder zylindrisch, liegend oder stehend. Wichtig ist, dass der Behälter gas- und wasserdicht sowie lichtundurchlässig ist, um die optimalen Bedingungen für Mikroorganismen zu schaffen. Im Fermenter wird die Biomasse während der Gärung gerührt. Die sorgfältige Durchmischung fördert Homogenität der Masse, eine gleichmäßige Verteilung von Wärme und Nährstoffen, unterstützt das Austreten des Biogases und das frische Substrat wird durch die Vermischung mit älterem Substrat angeimpft.

Durch ein Heizsystem wird die Prozesstemperatur in den meisten Anlagen zwischen 32°C und 42°C (im mesophilen Bereich) gehalten. Nur selten liegt die Temperatur im thermophilen Bereich (50-57°C). Die Wärme zur Beheizung des Fermenters wird normalerweise im eigenen BHKW erzeugt. Um möglichst mehr Wärme vermarkten zu können, sollte auf eine gute Dämmung und Isolierung des Faulbehälters geachtet werden.

Die Art der Beschickung (Fütterung) des Faulbehälters bestimmt die Verfügbarkeit der Biomasse für die Mikroorganismen und somit den Erfolg der Biogasgewinnung. Etwa 70% der Anlagen in Deutschland arbeiten im kontinuierlichen Verfahren. Das Substrat wird dem Fermenter mehrmals am Tag zugeführt und Biogas und der Gärrest werden laufend entnommen. Von der diskontinuierlichen Vergärung spricht man, wenn der Fermenter komplett mit frischer Biomasse befüllt und luftdicht verschlossen wird. Nach Abschluss des Gärprozesses wird der Fermenter bis auf einen kleinen Rest zum Animpfen entleert und wieder mit der nächsten Charge befüllt und verschlossen.

Finden alle vier Phasen der anaeroben Vergärung in einem Behälter statt, wird von einphasigem Betrieb gesprochen. Bei der räumlichen Trennung von Hydrolyse und Methanbildung meist bei großen Anlagen ist die Prozessführung zweiphasig. Die landwirtschaftlichen Anlagen arbeiten aus Kostengründen meist einphasig.[24]

[24] Vgl. Eder, B./ Schulz, H. (2007), S. 70 ff.

Das ausgefaulte Substrat gelangt vom Fermenter in ein sogenanntes **Gärrestelager**, wo weiterhin Gärprozesse stattfinden. Durch eine gasdichte Abdeckung kann das Gärrestelager zum **Nachgärbehälter** ausgebaut werden. Dadurch wird weiteres Biogas aus der Nachgärung gewonnen und gleichzeitig werden Emissionen und Gerüche vermindert. Die Größe des Nachgärbehälters richtet sich nach der Anlagengröße und den Lagerzeiten, die sich aus den Vorgaben für eine umweltgerechte Verwertung der Gülle in der Pflanzenproduktion (Düngeverordnung) ergeben. Von dort werden die Reststoffe als Dünger zurück auf die Felder ausgebracht, da sie noch wertvolle Stoffe enthalten. So schließt sich der Kreis ökologisch vorteilhaft.

Bei Kofermentation können je nach Art der Substrate Annahmebunker, Störstoffabtrennung und Hygienisierungseinrichtungen zusätzlich erforderlich sein. Die Substrate werden für die Dauer von mindestens 60 Minuten auf 70°C erhitzt, um die gesundheitsgefährdenden Erreger aus z. B. Speiseabfällen, Flotatschlamm, Magen- und Panseninhaltsstoffen zu beseitigen.[25]

Das entstehende Biogas kann extern in relativ preiswerten Folienspeichern oder in den meisten Fällen direkt im Luftraum des Fermenters gespeichert werden. Ein externer Behälter kann unter Umständen ein eigenes Gebäude benötigen, ermöglicht aber dem Betreiber eine bessere Kontrolle über die Methankonzentration des Gasgemisches. Bei einem integrierten Gasspeicher ist dies aufgrund der Vermischung des Gases nicht möglich. Die Speicherkapazität wird maximal auf eine bis zwei Tagesproduktion ausgelegt. Wegen der hohen Klimawirksamkeit von Methan müssen bei Anlagen mit mehr als 20m^3/h Gasproduktion ein Gasbrenner oder eine Gasfackel zur Verfügung stehen. Damit kann das Biogas bei Störungen des BHKW verbrannt werden.[26]

Die direkte Nutzung des gewonnenen Rohgases ist wegen der im Gas vorhandener Störstoffe nicht möglich. Schwefelwasserstoff bildet in Verbindung mit dem im Biogas enthaltenen Wasserdampf Säuren, die erhebliche Schäden an Motoren und anderen Bauteilen eines BHKW verursachen können. Aus diesem Grund wird mit unterschiedlichen Verfahren – intern im Fermenter oder in einem

[25] Vgl. Märkl, H./ Friedmann, H. (2006), S. 471.
[26] Vgl. Schaumann, G. (2010), S. 239.

externen Behälter - eine Entschwefelung und Trocknung des Biogases durchgeführt. Die Hersteller der BHKW stellen Mindestanforderungen an die Eigenschaften der eingesetzten Brenngase, die eingehalten werden sollten, um zusätzliche Wartung zu vermeiden.[27]

2.5 Nutzung von Biogas für Strom und Wärme

Biogas ist vielfältig einsetzbar. In zahlreichen Biogasanlagen wird es vor allem zur Strom- und Wärmeerzeugung in BHKW eingesetzt. Biogas kann auch zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist werden. Erdgasversorger bieten dem Endverbraucher immer häufiger mit herkömmlichen Erdgasprodukten zu Biomethan aufbereitetes Biogas, das sogenannte „Bioerdgas“ an.

2.5.1 Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizkraftwerken

Ein Blockheizkraftwerk ist eine Anlage, die ursprünglich hauptsächlich Strom erzeugt und in das Stromnetz einspeist. In zweiter Linie wird die Abwärme des Motors für Heizzwecke verwendet. Dieses Prinzip der gleichzeitigen Erzeugung elektrischer und thermischer Energie nennt man **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)**.

Das **BHKW** besteht meist aus einem mit Biogas betriebenen Verbrennungsmotor, einem auf den Verbrennungsmotor abgestimmten Generator, einem Wärmetauschsystem zur Rückgewinnung der beim Prozess anfallenden Wärme sowie entsprechenden Steuerungseinrichtungen. Der reine elektrische Wirkungsgrad eines BHKW liegt je nach Größe und Art der Anlage bei ca. 25-50%. Bei kombinierter Nutzung von Strom und Wärme und deren Einsatz direkt vor Ort kann ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 90% erreicht werden. Besonders effektiv arbeiten die BHKW dort, wo jahresdurchgängig Wärmeabnehmer gibt, die möglichst nahe gelegen sein sollten, um die Leistungsverluste einzudämmen.[28]

Als Verbrennungsmotoren werden insbesondere Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlmotoren verwendet. Die ersten sind teurer, erzielen aber besonders in höheren Leistungsbereichen bei über 250 kW einen höheren Wirkungsgrad.

[27] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S. 117.
[28] Vgl. Hopfensperger, G./ Noack, B./ Onischke, S. (2009), S. 201.

Zündstrahlmotoren benötigen zur Verbrennung des Biogases ein Zündöl (Biodiesel oder Pflanzenöl)[29] zur Einleitung des Verbrennungsprozesses. Alternativ und perspektivisch können auch Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren oder Brennstoffzellen zum Generatorantrieb bzw. zur Stromerzeugung eingesetzt werden.[30] Bei der Auswahl sollte auf hohe Wirkungsgrade und eine geringe Reparaturfälligkeit geachtet werden. Auf die technischen Einzelheiten wird an dieser Stelle verzichtet.

Die elektrische Energie des BHKW gelangt über eine den Anforderungen des örtlichen Netzbetreibers angepasste Einspeiseanlage in das öffentliche Stromnetz. Je nach Leistungsabgabe des BHKW kann zwischen strom- und wärmegeführten Anlagen unterschieden werden.

Aufgrund der höheren Effizienz hinsichtlich Versorgungsgrad, Wirkungsgrad und Klimabilanz sollte die wärmegeführte Auslegung gewählt werden[31]. Die Leistungsabgabe der **wärmegeführten BHKW** richtet sich nach dem lokalen Wärmebedarf. Diese können je nach Bedarf einzeln abgeschaltet oder wieder zugeschaltet werden. Der erzeugte Strom wird, soweit es geht, selbst verbraucht und der Überschuss wird in das öffentliche Netz eingespeist. Solche Anlagen sind am häufigsten anzutreffen, vor allem in Mehrfamilienhäusern sowie in kleineren Gewerbebetrieben.

In autonomen Stromnetzen findet man häufig **stromgeführte BHKW**. Deren Leistungsabgabe richtet sich nach dem Strombedarf. Die in diesem Zeitraum nicht nutzbare Wärme wird in einem Wärmespeicher für eine spätere Nutzung gespeichert oder über einen Notkühler als Abwärme ungenutzt an die Umwelt abgegeben. Mit dem Ziel die Energieausnutzung möglichst effektiv zu gestalten hat der Gesetzgeber einige Maßnahmen ergriffen. Was für die Biogasanlagenbetreiber letztendlich profitabler ist, wird ausführlicher im Kapitel 3 behandelt.

Eine effektive Nutzung der erzeugten Wärme kann wesentlich zur Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage beitragen. Die thermische Energie – gemessen in kW_{th} - steht zur Verfügung in Form von ca. 80°C – 90°C warmem Wasser aus

[29] Vgl. § 66 (2),2 EEG.
[30] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S.127.
[31] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S. 126-127.

den Wärmetauschern der Motorkühler bzw. der Abgaskühler der BHKW. Ein Teil davon - ca. 25% je nach Jahreszeit - wird als Prozesswärme für den Fermenter benötigt, um den Vergärungsprozess aufrechtzuerhalten. Abzüglich der Verluste (ca. 15%) können dann 50-60% zur Beheizung von Wohn- und Wirtschaftsgebäuden des landwirtschaftlichen Betriebes oder durch Anschluss an Nah- und Fernwärmenetze vermarktet werden.

Über sogenannte **Sorptionsverfahren** kann die Wärme auch in Kälte umgewandelt werden. Diese kann dann für die Milchkühlung oder in Kühlhäusern genutzt werden.[32] Es gibt mehrere Praxisbeispiele, wo die Wärme aus Biogasanlagen vielseitig genutzt wird. So werden die nahe liegenden Gewächshäuser, Molkereien und Käsereien, Schweine- und Hühnermaststätte sowie Fischzuchtbetriebe und Kuhställe mit der Überschusswärme beheizt.[33]

Nur wenige Biogasanlagen haben die Möglichkeit die Wärme extern zu nutzen.[34] Das liegt oft an der Außenlage der meisten Biogasanlagen. Die Installation eines Nahwärmenetzes ist kostenintensiv und lohnt sich meist nicht.[35]

Die energiewirtschaftlich optimale Lösung besteht häufig darin, das Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Dann kann das Biogas an einem beliebigen Standort verbrannt werden, wo Strom und vor allem Wärme bestmöglich genutzt werden können.

2.5.2 Einspeisung in das Erdgasnetz

Um Biogas als Erdgassubstitut nutzen zu können, wird es in aufwendigen Verfahren zu Biomethan gebracht. Das Rohbiogas muss u. a. von Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff gereinigt werden. Gängige Aufbereitungstechnologien sind Druckwasserwäsche, Druckwechselabsorption, Aminwäsche und weitere Verfahren. Der Methangehalt wird auf bis zu über 90% gesteigert.[36]

Die Übergabe des Biomethans in das Erdgasnetz findet an einer Einspeisestation statt, bestehend aus Gasdruck-Regel-Messanlage, Verdichteranlage und

[32] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010), S. 138.
[33] Vgl. Land und Forst (2006), S. 1-2.
[34] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2009), S. 23 ff.
[35] Vgl. Land und Forst (2006), S. 1.
[36] Vgl. Gottwald, T./ G'Giorgis, T. (2010), S. 24-25.

Mengenmessung. An dieser Stelle wird die Kompatibilität zum örtlichen Erdgasnetz hergestellt.[37] Aufgrund der unterschiedlichen Lieferanten von Erdgas aus dem Ausland haben sich in der Bundesrepublik fünf verschiedene Erdgasnetze herausgebildet, welche sich in der transportierten Gasqualität unterscheiden. Biomethan kann beliebig mit Erdgas vermischt werden. Für die Kostenoptimierung sollte das Bereitstellungsverfahren des Biomethans an Beschaffenheitsmerkmale des in dem jeweiligen Netz verwendeten Erdgases angepasst werden.

Die Einspeisung des Biomethans erfolgt sowohl in West- als auch in Ostdeutschland in ein gut ausgebautes und weit reichendes Erdgasnetz. So ist die kontinuierliche Abnahme von Biomethan möglich. Ende 2011 haben in Deutschland ca. 60 Biogasanlagen ihr Biomethan direkt ins Netz eingespeist.[38] Die Schwankungen z. B. der Stromproduktion aus Windenergie können so besser ausgeglichen werden.

In den letzten Jahren hat der Gesetzgeber wirtschaftlich und technisch umstrittene Fragestellungen zugunsten der Biogaseinspeisung entschieden. Näher auf die finanziellen Vorteile wird im Kapitel 3 eingegangen.

2.6 Vor- und Nachteile von Biogas

Produktion und Nutzung von Biogas bringen ökologische, ökonomische und soziale **Vorteile** mit sich. Anstelle fossiler Energieträger - Kohle, Erdöl und Erdgas - werden nachwachsende Rohstoffe und organische Abfälle eingesetzt. Damit werden eine zunehmende Unabhängigkeit von ausländischen Energieimporten und die Stabilität der Energieversorgung erreicht.

Die nachwachsenden Rohstoffe sind weitgehend CO_2 – neutral, da sie bei der Energiegewinnung nur so viel CO_2 freisetzen, wie sie während ihres Wachstums gebunden haben. Bei der Lagerung von Gülle und Mist entsteht das klimawirksame Methan, welches ein 25-fach höheres Treibhauspotential aufweist als CO_2.[39] In Biogasanlagen werden die Wirtschaftsdünger gesammelt und zu Energie umgewandelt. Das führt zu einer deutlichen Verringerung der Umwelt-

[37] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011b), S. 24.
[38] Vgl. Fachverband Biogas e.V. (2011).
[39] Vgl. Kappas, M. (2009), S. 288.

belastung. Die Gärrückstände aus Biogasanlagen sind anschließend als hochwertige Dünger nutzbar und außerdem weniger geruchsintensiv als Rohgülle.[40]

Die Biogasbranche beschäftigt mehr als 45.000 Menschen – zumeist im ländlichen Raum.[41] Die Kommunen profitieren von mehr Arbeitsplätzen in Regionen, Einbindung lokaler Unternehmen beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen, zusätzlichen Pachteinnahmen, Senkung der Energiekosten von öffentlichen Gebäuden oder direkter Beteiligung an den erwirtschafteten Gewinnen. Besonders bedeutsam ist die dezentrale Stromerzeugung, was zu mehr Unabhängigkeit von großen Energieanbietern in den Regionen führt.

Die Energieerzeugung aus Biogas unterliegt keinen jahres- und tageszeitlichen oder witterungsbedingten Schwankungen. Biogas ist ohne hohe Verluste und Kosten speicherbar und damit flexibel nutzbar. Biogas ist im Gegensatz zu Energie aus Sonne und Wind sowohl geeignet um Energie konstant bereitzustellen, als auch bedarfsorientiert Energie zu liefern.

Wie alle Energieformen und auch alle regenerative Energiequellen hat Biogas auch **Nachteile**. Der schnelle Ausbau und starke staatlichen Förderungen von Biogasanlagen werden kritisch diskutiert. Einige der Hauptkritikpunkte richten sich auf die negativen Umwelteinflüsse durch intensive Landwirtschaft - Monokulturen, Boden- und Grundwasserbelastung, Artenrückgang. Durch vermehrten Anbau von Energiepflanzen fallen die landwirtschaftlichen Flächen für die Nahrungsmittelproduktion weg. Es kommt zu regionalen Nutzungskonkurrenzen zwischen Nahrungsmittel-, Futtermittel und Energiepflanzenproduktion.[42] Bekommt der Bauer mehr Geld vom Staat, als er für den Anbau z. B. von Futtermitteln erhalten würde, werden dadurch ebenfalls Monokulturen gefördert.

Wie bereits erwähnt, ist die anaerobe Fermentation ein sehr sensibler Prozess. Für einen ordnungsgemäßen Betrieb ist eine aufwendige Mess- und Regeltechnik notwendig. Bei dauerhaften Störungen kann eine konstante Strom- und Wärmeversorgung vor Ort nicht immer geleistet werden.

[40] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011).
[41] Vgl. Fachverband Biogas e.V. (2011).
[42] Vgl. KWH-Preis (2011).

Das Umweltministerium hat analysiert, wie Biogas möglichst nachhaltig genutzt werden kann. Durchdachte Konzepte und Anbausysteme sind gefragt. Es ist darauf zu achten, dass aus den Lagerräumen möglichst wenig Methan entweichen kann. Methoden und Substrate, die ökologisch vorteilhafter sind, sollten bevorzugt werden. Kraft-Wärme-Kopplung sollte möglichst direkt an der Gasproduktion stattfinden.[43]

Ein anderer Kritikpunkt sind verhältnismäßig hohe Investitionskosten. Daher ist eine ausführliche Finanzierungsplanung ein wichtiger Aspekt. Mit neuen finanziellen Anreizen hat der Gesetzgeber in den letzten Jahren neue Dynamik in die Branche gebracht. Die Auswirkungen und die verschiedenen Finanzierungsmöglichkeiten werden im folgenden Kapitel dargestellt.

3 Finanzierung von Biogasanlagen

3.1 Fördermöglichkeiten

Die Erzeugung von Energie aus Biogas ist, wie die meisten erneuerbaren Energien, zurzeit noch nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energieträgern. Daher kann der wirtschaftliche Betrieb einer Biogasanlage in der Regel nur durch staatliche Förderung garantiert werden. Im Bereich der Biogasanlagen gibt es eine Vielzahl an Förderprogrammen, die den Ausbau von erneuerbaren Energien vorantreiben sollen. Das mit Abstand wichtigste Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien ist das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), welches die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien regelt. Aufgrund der herausragenden Bedeutung des EEG für die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage wird dem EEG nachfolgend ein eigener Abschnitt (vgl. 3.2) gewidmet.

Neben dem EEG haben Bund und Länder noch eine Vielzahl von direkten oder indirekten Investitionsförderprogrammen aufgelegt, die für Biogasanlagen in Betracht kommen. Zu nennen sind hier u.a.: Die Förderung von Investitionen zur Diversifizierung des Bundeslandwirtschaftsministerium, das Förderprogramm Energie vom Land der Landwirtschaftlichen Rentenbank, und das Marktanreizprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).

[43] Vgl. Gas-Magazin (2011).

Das Programm des Bundeslandwirtschaftsministeriums zur **Diversifizierung** gewährt landwirtschaftlichen Unternehmen einen Zuschuss von bis zu 100.000 Euro für die Investition in eine Biogasanlage. Die Förderung darf 10% der Investitionskosten nicht überschreiten.[44]

Die Rentenbank fördert im Rahmen ihres Programms **Energie vom Land** die Investition in Biogasanlagen mit Krediten zu vergünstigten Konditionen. Gefördert werden nur kleine und mittlere Unternehmen. Der Darlehenshöchstbetrag beläuft sich in der Regel auf 10 Mio. Euro.[45]

Im Rahmen des **Marktanreizprogramms** fördert die KfW in Zusammenarbeit mit dem Bundesumweltministerium den Aus- und Neubau von Wärmenetzen in Form eines Tilgungszuschusses auf den für das Wärmenetz aufgenommenen Kredit. Geregelt wird das Marktanreizprogramm der KfW in Nummer 14 der Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.[46] Der Fördersatz beträgt 60 € je neu errichteten Trassenmeter. Der Förderhöchstbetrag beläuft sich auf 1 Mio. Euro. Bei Investitionen in große Wärmespeicher (mehr als 20 m³ Wasservolumen) kann der Anlagenbetreiber eine Fördersumme von 250€ je Kubikmeter Speichervolumen, höchstens jedoch 30% der Investitionssumme geltend machen. Insbesondere vor dem Hintergrund der mit der EEG Novelle 2012 eingeführten Mindestwärmenutzung (siehe hierzu Abschnitt 3.2.2) ist zu erwarten, dass die Förderung der Wärmenetze zukünftig an Bedeutung gewinnen und zu einem wichtigen Finanzierungselement werden wird.[47]

3.2 EEG Novelle 2012

3.2.1 Überblick

Der Boom von erneuerbaren Energien in Deutschland ist maßgeblich auf das EEG zurückzuführen, das am 1. April 2000 in Kraft trat. In 2011 stieg der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung nach Schätzungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf 19,9%

[44] Vgl. Bundeslandwirtschaftsministerium (2011).
[45] Vgl. Landwirtschaftliche Rentenbank (2011).
[46] Vgl. Bundesumweltministerium (2011a).
[47] Vgl. Fachverband Biogas e.V. (2011b).

(2010: 16,4%). Damit sind die erneuerbaren Energien erstmals zweitwichtigster Energieträger zur Deckung des Strombedarfs vor Kernenergie und Steinkohle. Nur die Braunkohle kann mit einem Anteil von 24,6% noch einen höheren Beitrag vorweisen.[48]

Der **Zweck** des EEG „…ist es insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern."[49] Zur Erreichung dieses Zwecks wurden die im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28 September 2011 beschlossenen Ausbauziele als Mindestziele im EEG verankert. Danach verfolgt die Bundesregierung das **Ziel** den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 35% zu erhöhen. Darauffolgend soll der Anteil alle zehn Jahre um 15% gesteigert werden, so dass spätestens bis zum Jahr 2050 ein Anteil von 80% erreicht wird.[50]

Zu den **Grundprinzipien** des EEG gehört, dass jede Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien zu einem technologiespezifischen Vergütungssatz abgenommen werden muss. Strom aus erneuerbaren Energien genießt dabei Einspeisevorrang gegenüber konventionellen Energieträgern. Darüber hinaus ist der Netzbetreiber verpflichtet den Netzanschluss und ggf. den Netzausbau zu gewährleisten. Die i. d. R. über 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung schafft Investitionssicherheit und ermöglicht auch kleinen und mittleren Unternehmen den Zugang zum Strommarkt.[51]

Die **Kosten** für die Förderung der regenerativen Stromerzeugung werden jedoch nicht aus Steuermitteln bestritten, sondern auf den Endverbraucher umgelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen jedes Jahr eine Prognose der zu erwartenden Einspeisemengen an EEG-Strom sowie die dar-

[48] Vgl. Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (2011).
[49] § 1 Abs.1 EEG n.F.
[50] Vgl. Bundesumweltministerium (2011b), S.1; § 1 Abs. 2 EEG n.F.
[51] Vgl. BT-Drucks. 17/6085, S. 2 ff.

aus resultierende EEG-Umlage. Die EEG-Umlage berechnet sich im Wesentlichen aus der Differenz der EEG Einspeisevergütung und den Vermarktungserlösen aus EEG-Strom, den die ÜNB an der Strombörse erzielen. Für das Jahr 2012 rechnen die ÜNB mit einem Umlagebetrag von insgesamt 14,1 Mrd. €. Da die Umlage für jede vom Endverbraucher genutzte Kilowattstunde zu entrichten ist, ergibt sich für 2012 ein Umlagebetrag in Höhe von 3,592 Cent pro Kilowattstunde (VJ: 3,530 ct/kWh). Damit konnte die Umlage nach einem Anstieg von über 70% in 2011 auf Vorjahresniveau stabilisiert werden. Für einen Musterhaushalt mit einem Verbrauch von 3500 kWh im Jahr (3-Personenhaushalt) bedeutet dies eine Belastung von 123,55€ pro Jahr.[52]

Um eine effiziente und nachhaltige Förderung zu gewährleisten, ist im EEG ein Novellierungszyklus verankert. Damit will der Gesetzgeber sicherstellen, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen an die Entwicklung der erneuerbaren Energien angepasst werden. Seit Inkrafttreten wurde das EEG bereits in 2004 und 2009 grundlegend novelliert. Im Zuge des Energiekonzepts der Bundesregierung wurde das EEG durch Gesetz vom 28.06.2011 mit Wirkung zum 01.01.2012 letztmalig novelliert (im Folgenden: **EEG 2012**).[53] In der Begründung zum EEG 2012 nennt der Gesetzgeber insbesondere die folgenden Leitlinien, an denen die Novelle ausgerichtet ist: [54]

- Fortsetzung des dynamischen Ausbaus der erneuerbaren Energien
- Steigerung der Kosteneffizienz
- Beschleunigung der Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien
- Vereinfachung der Regelungen

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Auswirkungen der EEG Novelle 2012 hinsichtlich der Förderung von Biogasanlagen dargestellt und anschließend diskutiert.

3.2.2 Neues Vergütungssystem für Biogasanlagen gemäß EEG 2012

Mit der EEG-Novelle 2012 wurde das Vergütungssystem für Biogasanlagen, die ab 2012 in Betrieb gehen, grundlegend reformiert. Ein **Vergleich** des Vergü-

[52] Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2011); Bundesnetzagentur (2011).
[53] Vgl. BGBl. I (2011), S. 1634 (Nr. 42).
[54] Vgl. BT-Drucksache 17/6071, S. 44f.

tungssystems für Biogasanlagen im EEG 2012 mit den Regelungen des EEG 2009 zeigt, dass viele der bisherigen Boni entfallen. Der Luftreinhaltungsbonus (1 ct/kWh), der Landschaftspflegebonus (2 ct/kWh) und der Technologiebonus für innovative Anlagentechnik (2 ct/kWh) wurden gestrichen. Da ein Vergütungsanspruch gemäß EEG 2012 i. d. R. nur besteht, sofern der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, entfällt der KWK-Bonus (3 ct/kWh) ebenfalls und wird stattdessen in die Grundvergütung integriert. Der bisherige NawaRo-Bonus (bis zu 7 ct/kWh), an den auch der Gülle-Bonus (bis zu 4 ct/kWh) gekoppelt war, wird durch zwei Einsatzstoffvergütungsklassen ersetzt.[55]

Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Vergütungssätze gemäß der EEG Novelle 2012 und wird nachfolgend erläutert.

Tabelle 1: Vergütungssätze für Strom aus Biomasse gemäß EEG 2012

Vergütung nach EEG 2012		**Vergütungshöhe** in ct/kWh	
		2012	**2013**
Grundvergütung (§ 27Abs.1)			
	bis 150 kW	14,30	14,01
	bis 500 kW	12,30	12,05
	bis 5 MW	11,0	10,78
	bis 20 MW	6,00	5,88
Einsatzstoffvergütung (§ 27 Abs.2)			
Einsatzstoff-vergütungsklasse I	bis 500 kW	6	6
	bis 750 kW	5/2,5[56]	5/2,5[56]
	bis 5 MW	4/2,5[56]	4/2,5[56]
Einsatzstoff-vergütungsklasse II	bis 500 kW	8	8
	bis 5 MW	8/6[57]	8/6[57]
Gasaufbereitungsbonus (§ 27c Abs.2)			
	bis 700 Nm³	3,00	2,94
	bis 1000 Nm³	2,00	1,96
	bis 1400 Nm³	1,00	0,98
Sondervergütung Bioabfallvergärung (§ 27a Abs.1)			
	bis 500 kW	16,00	15,68
	bis 20 MW	14,00	13,72
Sondervergütung Güllevergärung (§ 27b Abs.1)			
	bis 75 kW	25	24,50

Quelle: In Anlehnung an Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2011c), S. 30.

Grundsätzlich erhalten alle Biogasanlagen eine leistungsabhängige **Grundvergütung**. Je nach Höhe der Bemessungsleistung[58] variiert die Grundvergütung

[55] Vgl. BT-Drucksache 17/6071, S.70f; § 27 Abs. 4-5 EEG a.F. i.V.m. Anlage 1-3 EEG a.F.
[56] Der verringerte Satz gilt für den Einsatz von Rinde oder Waldrestholz (vgl. § 27 Abs. 2 Nr. 1d EEG n.F.).
[57] Der verringerte Satz gilt für den Einsatz von Gülle (vgl. § 27 Abs. 2 Nr. 2b EEG n.F.).

zwischen 6,0 und 14,3 Cent pro Kilowattstunde. Die Berechnung der Vergütung erfolgt degressiv, d.h. eine Anlage mit einer Bemessungsleistung von bspw. 300 Kilowatt würde bis einschließlich der ersten 150 Kilowatt bezogen auf die Bemessungsleistung eine Vergütung von 14,3 Cent pro kWh erhalten und danach eine Vergütung von 12,3 Cent pro kWh. In unserem Beispiel würde die durchschnittliche Grundvergütung pro kWh somit 13,3 Cent betragen. Anspruch auf die Grundvergütung haben dabei alle Stoffe, die gemäß Biomasseverordnung als Biomasse klassifiziert sind.[59]

Zusätzlich zur Grundvergütung erhalten die Anlagenbetreiber eine neu eingeführte **Einsatzstoffvergütung**. In Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten sowie der Bemessungsleistung der Anlage liegt die Einsatzstoffvergütung zwischen 2,5 und 8 Cent pro kWh. Das EEG unterscheidet zwischen zwei verschiedenen Einsatzstoffvergütungsklassen, die in der Anlage zur Biomasseverordnung klassifiziert werden. Gemäß Anlage 2 der Biomasseverordnung fallen die klassischen nachwachsenden Rohstoffe, wie bspw. Maissilage, Getreidekörner und Zuckerrüben, unter die Einsatzstoffvergütungsklasse 1. Zur Einsatzstoffvergütungsklasse 2 gehören gemäß Anlage 3 der Biomasseverordnung ökologisch wünschenswerte Stoffe, die nur in geringer Nutzenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion stehen und einen hohen Beitrag für den Klimaschutz leisten können, wie z.B. Gülle, Landschaftspflegematerial und Stroh. Daher wird die Klasse 2 höher vergütet. Falls Substrate aus verschieden Vergütungsklassen verwendet werden, richtet sich der Vergütungsanspruch nach dem jeweiligen Prozentanteil des Einsatzstoff-Energieertrags und nicht nach dem Masseprozentanteil. Dies soll ebenfalls kurz an einem Beispiel erläutert werden. Wie im obigen Beispiel gehen wir von einer 300 Kilowattanlage aus, die zu 50 Masseprozent mit Maissilage (Einsatzstoffvergütungsklasse I) und zu 50 Masseprozent mit Rindergülle (Einsatzstoffvergütungsklasse II) betrieben wird. Gemäß der Anlage zur Biomasseverordnung weist Maissilage ein Methanertrag in m³ pro Tonne Frischmasse von 106 auf, während Rindergülle nur einen Methanertrag von 17 m³ pro Tonne Frischmasse besitzt. Setzt man die Methaner-

[58] Die Bemessungsleistung entspricht dem Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres, anderes formuliert handelt es sich um die Jahresdurchschnittsleistung (vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 2a EEG n.F.).
[59] Vgl. § 27 Abs.1 EEG n.F.

träge in Relation zueinander, ergibt sich für Maissilage ein Einsatzstoff-Energieertrag von rund 86%, während der Energieertrag von Rindergülle nur knapp 14% ausmacht, obwohl beide Substrate zu gleichen Teilen verwendet werden. Da die Einsatzstoffvergütungsklasse I bis zu einer Bemessungsleistung i.H.v. 500 Kilowatt mit 6 Cent und die Einsatzstoffvergütungsklasse II zu 8 Cent vergütet wird, beträgt die durchschnittliche Einsatzstoffvergütung somit etwa 6,3 Cent pro Kilowattstunde.[60]

Von den im EEG 2009 verankerten Boni blieb lediglich der **Gasaufbereitungsbonus** enthalten. Demnach wird Anlagenbetreibern, die aus dem Erdgasnetz entnommenes Biomethan verwenden, ein Bonus in Höhe von 1 bis 3 cent gewährt. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der Nennleistung der einspeisenden Gasaufbereitungsanlage. Diese darf höchstens 1400 Normkubikmeter pro Stunde betragen.[61]

Um in den Genuss der oben genannten Vergütungen (Grundvergütung + Einsatzstoffvergütung) zu kommen, müssen Anlagen, die ab 2012 in Betrieb gehen, zwei neue **Anforderungen** erfüllen. Die erste Anforderung schreibt eine Mindestwärmenutzung von 60 Prozent vor, die zweite begrenzt den Einsatz von Maissilage und Getreidekorn auf höchstens 60 Masseprozent. Durch die Mindestwärmenutzung soll die Effizienz der Anlagen gesteigert und die erneuerbaren Energien auf dem Wärmemarkt gestärkt werden. Damit die Betreiber in der Anlaufphase nicht über Gebühr belastet werden, muss diese Anforderung jedoch erst im dritten Betriebsjahr erreicht werden. Da in dieser Mindestvoraussetzung auch der prozessinterne Wärmebedarf eingeschlossen ist, werden 25% zur Beheizung des Fermenters auf die geforderten 60% angerechnet, so dass noch mindestens 35% „externe“ Wärmenutzung nachzuweisen sind. Ob eine Wärmenutzung im Sinne des EEGs vorliegt, richtet sich nach der Anlage 2 zum EEG 2012. Demnach ist jede Wärmenutzung qualifiziert, die entweder in der Positivliste[62] aufgeführt ist oder nachweislich fossile Energieträger ersetzt. Unter die Positivliste fallen u.a. die Gebäudebeheizung bis zu 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr, die Wärmeeinspeisung in ein Netz von

[60] Vgl. § 27 Abs. 2 EEG n.F.; BT-Drucksache 17/6071 S. 70 f.
[61] Vgl. § 27c Abs. 2 i.V.m. Anlage 1 EEG n.F.
[62] Siehe Anlage 2 Nr. 3 zum EEG n.F.

mindestens 400m Länge, die Tierstallbeheizung und die Beheizung von Unterglasanlagen. Allerdings existiert im EEG eine Befreiungsvorschrift, wonach Anlagen, die mit einem Anteil von mindestens 60 Masseprozent Gülle betrieben werden, von der Mindestwärmenutzung entbunden sind. [63]

Neben der Mindestwärmanforderung hat der Gesetzgeber den Anteil von Maissilage und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais auf höchstens 60 Masseprozent begrenzt.[64] Durch die Begrenzung des Maisanbaus soll den negativen Auswirkungen von Monokulturen in Form der Energiepflanze Mais entgegengewirkt sowie die Konkurrenz zur landwirtschaftlichen Nutzung eingeschränkt werden.[65] Wird eine dieser beiden Anforderungen nicht erfüllt, wird die gesamte Vergütung auf den durchschnittlichen Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX in Leipzig abgesenkt.[66]

Zusätzlich zu dem oben geschilderten grundsätzlichen Vergütungssystem (§ 27 EEG n.F.) wurden mit der EEG Novelle 2012 zwei **gesonderte Vergütungsklassen** geschaffen. Sowohl für die Vergärung von Bioabfällen (§ 27a EEG n.F.) als auch für Vergärung von Gülle (§ 27b EEG n.F.) in Kleinanlagen von höchstens 75 Kilowatt bestehen gesonderte Vergütungsregeln. Wenn in einer Anlage mindestens zu 90 Masseprozent Bioabfälle im Sinne der Bioabfallverordnung verwendet werden, erhält der Betreiber eine leistungsabhängige Vergütung zwischen 14 und 16 Cent pro Kilowattstunde.[67] Kleine Biogasanlagen, die eine installierte Leistung von 75 Kilowatt nicht überschreiten und mindestens 80 Massenprozent Gülle bzw. Mist einsetzen, erhalten eine feste Vergütung von 25 Cent je Kilowattstunde.[68] Voraussetzung für diese Vergütung ist, dass die Stromerzeugung auch am Standort der Biogaserzeugung erfolgt. Falls die Biogasanlage in eine der beiden eben erläuterten gesonderten Vergütungsklassen fällt, ist eine Kombination mit der Grundvergütung oder der Einsatz-

[63] Vgl. § 27 Abs. 4 EEG n.F.; BT-Drucksache 17/6071, S. 71f.
[64] Vgl. § 27 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 EEG n.F.
[65] Vgl. Bundesumweltministerium (2011b), S. 8.; BT-Drucksache 17/6071, S. 72.
[66] Vgl. § 27 Abs. 7 EEG n.F.
[67] Vgl. § 27a Abs. 1 EEG n.F.
[68] Vgl. § 27b Abs. 1 EEG n.F.

stoffvergütung nicht möglich.[69] Auf der anderen Seite besteht für diese Anlagen jedoch keine Verpflichtung zur Mindestwärmenutzung.

Die in der Tabelle 1 dargestellten Vergütungssätze gelten nur für Anlagen, die im Jahr 2012 oder 2013 in Betrieb genommen werden. Da im EEG eine **Degression** der Vergütungssätze verankert ist, verringern sich die Vergütungssätze jeweils zum 1. Januar eines jeden Folgejahres für neu in Betrieb genommene Anlagen um 2%. Von der Degression ausgenommen sind lediglich die Einsatzstoffvergütungsklassen. [70]

Die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme geltenden Vergütungssätze sind über einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen.[71] Für die einmal in Betrieb genommene Anlage tritt keine Degression der Vergütungssätze mehr ein, was bedeutet, dass die Vergütungsstruktur über 20 Jahre konstant bleibt.

3.2.3 Herausforderungen und Chancen durch die Direktvermarktung

Einer der wichtigsten strategischen Leitlinien der EEG Novelle 2012 ist die Beschleunigung der Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien. Insbesondere die bedarfsgerechte Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien soll vorangetrieben werden. Zu diesem Zweck wurde im EEG ein eigenständiger Gesetzesteil zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien aufgenommen. Neben den Bestimmungen zur Direktvermarktung (§ 33a EEG n.F.) umfasst dieser Teil die neu eingeführte Marktprämie (§§ 33g, 33h EEG n.F.), die im Fall von Biogasanlagen durch eine Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG n.F.) erweitert wird. [72]

Insgesamt gibt es im EEG 2012 drei Formen der **Direktvermarktung**: Das Marktprämienmodell, das Grünstromprivileg und eine nicht geförderte Form der Direktvermarktung. Bezüglich Biogasanlagen kommt i.d.R. nur das Marktprämienmodell in Betracht, weshalb nachfolgend nur auf diese Form der Direktvermarktung eingegangen wird. Die Direktvermarktung ermöglicht es dem Anla-

[69] Vgl. § 27a Abs. 4; § 27b Abs. 2.
[70] Vgl. § 20 Abs.2 S.1 Nr. 5 EEG n.F.
[71] Vgl. § 21 Abs. 2 EEG n.F.
[72] Vgl. BT-Drucksache 17/6071, S. 45.

genbetreiber den von ihm erzeugten Strom selbst an einen Dritten zu verkaufen, anstatt diesen gegen Zahlung der EEG-Vergütung an den Übertragungsnetzbetreiber abzugeben. Da der zu erzielende Marktpreis in den meisten Fällen jedoch deutlich unter der EEG-Vergütung liegt, erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zu dem Verkaufserlös des von ihm selbst vermarkteten Stroms eine sogenannte **Marktprämie** vom Netzbetreiber ausgezahlt. Die Berechnung der Marktprämie wird in Anlage 4 des EEG 2012 konkretisiert. Vereinfacht gesagt, ergibt sich die Marktprämie als Differenzbetrag zwischen der EEG Vergütung inklusive aller Boni, die der Anlagenbetreiber ohne die Inanspruchnahme der Direktvermarktung erhalten hätte (siehe hierzu 3.2.2), und dem Monatsmittelwert des Strompreises an dem Spotmarkt der Strombörse EPEX in Leipzig. Für den administrativen Mehraufwand, den die Direktvermarktung mit sich bringt, erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich eine sogenannte Managementvergütung in Höhe von 0,3 Cent pro kWh. Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie ist, dass der Strom durch ein Netz geleitet und nicht an Dritte veräußert wird, die sich in unmittelbarer Nähe zur Anlage befinden. Die Inanspruchnahme der Direktvermarktung und der damit verbundenen Marktprämie ist grundsätzlich freiwillig. Allerdings sind Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 750 Kilowatt, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb gehen, zur Direktvermarktung verpflichtet.[73] Der Wechsel von der „klassischen“ EEG-Vergütung in die Direktvermarktung und gegebenenfalls auch die Rückkehr zur EEG-Vergütung ist zum ersten eines jeden Monats möglich.[74]

Die Direktvermarktung beinhaltet zwar die Herausforderung den Vertrieb des produzierten Stroms eigenständig sicherzustellen, bietet dem Anlagenbetreiber auf der anderen Seite aber auch erhebliche Chancen. Wenn es dem Anlagenbetreiber gelingt für seinen Strom einen höheren Preis zu erzielen als den vom Gesetzgeber festgelegten Referenzwert, der dem durchschnittlichen Spotmarktpreis entspricht, bietet das Marktprämienmodell einen höheren Gesamterlös als die EEG-Einspeisevergütung. Insbesondere durch einen flexiblen und bedarfsorientierten Betrieb der Anlage lässt sich ein Mehrerlös erreichen. Denn im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien kann bei Biogasanlagen die

[73] Vgl. § 27 Abs. 3 EEG n.F.
[74] Vgl. §§ 33a; 33d; 33g EEG n.F.; BT-Drucksache S. 17/6071, 78 ff.; Valentin/Buchmüller (2011), S. 126.

Einspeisung gesteuert und somit an den Bedarf angepasst werden. Wenn der Betreiber in Spitzenzeiten mehr Strom und dann, wenn Strom günstig ist, weniger produziert, kann ein Mehrerlös gegenüber dem durchschnittlichen Spotmarktpreis erzielt werden. Aber auch im Fall von Veräußerungspreisen, die dem durchschnittlichen Börsenpreis entsprechen, stellt sich der Anlagenbetreiber durch die Managementvergütung immer noch besser. Des Weiteren bietet die Direktvermarktung den Vorteil, dass alle Anlagen in der Direktvermarktung von der Mindestwärmenutzung befreit sind. [75]

Wie bereits oben angesprochen, bedarf es einer flexiblen und bedarfsgerechten Stromproduktion, um eine Biogasanlage wirtschaftlich im Marktprämienmodell zu betreiben. Die Erreichung einer flexiblen Stromproduktion ist jedoch oft mit hohen Investitionskosten verbunden, so besteht bspw. die Notwendigkeit zum Zubau eines zusätzlichen BHKWs oder zur Erweiterung des Gasspeichers. Um dem erhöhten Investitionsbedarf Rechnung zu tragen, hat der Gesetzgeber im EEG 2012 mit der sogenannten **Flexibilitätsprämie** ein weiteres Instrument vorgesehen, welches ausschließlich auf Biogasanlagen Anwendung findet. Die Berechnung der Flexibilitätsprämie erfolgt nach Maßgabe der Anlage 5 des EEG 2012. Danach erhält der Anlagenbetreiber pro Kilowatt bereitgestellter Zusatzleistung eine jährliche Vergütung in Höhe von 130€. Die Zusatzleistung, die jedes Jahr nachträglich ermittelt wird, soll den Betrag darstellen, der über die üblich installierte Leistung hinausgeht. Die Höhe der Zusatzleistung ergibt sich aus dem Vergleich der installierten Leistung mit der Jahresdurchschnittsleistung. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Jahresdurchschnittsleistung noch mit einem Korrekturfaktor multipliziert wird, da der Gesetzgeber von einer „natürlichen Überkapazität ausgeht, die nicht vergütet werden soll. Dieser Korrekturfaktor liegt im Fall Rohbiogas-BHKW bei 1,1 (Biomethan-BHKW: 1,6). Zusammengefasst ergibt sich somit folgende Formel: (Inst. Leistung – (durchschn. Leistung x 1,1)) x 130 €. Die Flexibilitätsprämie wird über einen Zeitraum von 10 Jahren vergütet und kann nur beansprucht werden, wenn sich die Anlage in der Direktvermarktung befindet. [76]

[75] Vgl. Valentin/Buchmüller (2011), S. 126 f.
[76] Vgl. § 33i EEG n.F; Valentin/Buchmüller (2011), S. 128.

3.2.4 Diskussion

Vor allem seitens der Fachverbände wurde die EEG Novelle 2012 sehr deutlich kritisiert. Hauptkritikpunkte sind die zu geringen Vergütungssätze, die Mindestwärmenutzung, die verpflichtende Marktprämie für große Biogasanlagen und die Kopplung der Flexibilitätsprämie an die Direktvermarktung. Aufgrund der in der Novelle enthaltenen Restriktionen und Vergütungskürzungen rechnet Bastian Olzem, Referatsleiter des Fachverbandes Biogas e.V., in 2012 mit einem Rückgang bei Neuanlagen um rund 50%.[77]

Der Biogasrat e.V. kritisiert insbesondere die zu niedrigen Vergütungssätze. So wirft der Biogasrat e.V. dem Deutschen Biomasse Forschungsinstitut (DBFZ), welches im Auftrag des Umweltministeriums die Vergütungssätze ermittelt hat, mangelnde Sorgfaltspflicht und mangelnden Realismus bei der Ermittlung der Basisdaten vor.[78] Nach Aussage von Reinhard Schultz dem Geschäftsführer des Biogasrates "fehlen im Gesetzentwurf die 2 –3 ct/kWh für die Biogas- und Biomethanverstromung, die darüber entscheiden, ob es diesen Markt ab 2012 noch geben wird oder nicht." [79]

Der Bundesverband BioEnergie e.V. gibt zu bedenken, dass die neue Mindestwärmenutzung die Finanzierbarkeit von neuen Biogasprojekten wesentlich erschweren wird, da das Risiko besteht, dass die Anlage ihren Vergütungsanspruch bei Unterschreitung der Mindestwärmenutzung verliert. Angesichts dieser Voraussetzungen seien kaum Geldgeber zu finden. Auch die ab 2014 verpflichtende Marktprämie für große Biogasanlagen oberhalb von 750 kWh wird kritisch beurteilt. Nach Aussage des Bundesverbands BioEnergie e.V. wird die Entwicklung dieses Marktsegments dadurch deutlich verlangsamt. Daher sollte die Direktvermarktung auch bei größeren Anlagen nur auf freiwilliger Basis erfolgen. [80]

Trotz aller Kritikpunkte werden einige Neuerungen der EEG Novelle 2012 von den Fachverbänden ausdrücklich gelobt. Zu nennen ist hier insbesondere die Förderung von kleinen Biogasanlagen auf Güllebasis, die dazu beitragen wer-

[77] Vgl. Ozlem (2011), S. 55.
[78] Vgl. Deutscher Biogasrat e.V.(2011).
[79] Deutscher Biogasrat e.V. (2011).
[80] Vgl. Bundesverband BioEnergie e.V.(2011).

den klimaschädliche Methanemissionen aus der Güllelagerung zu vermeiden. Auch die Einführung der Flexibilitätsprämie, die eine bedarfsgerechte Stromproduktion fördert, wird grundsätzlich begrüßt. Allerdings wird bemängelt, dass die Flexibilitätsprämie nur in Verbindung mit der Direktvermarktung genutzt werden kann, was die Nutzung dieser Prämie in der Praxis einschränken wird.[81]

Die deutliche Kritik von Seiten der Fachverbände ist verständlich, wenn man bedenkt, dass diese die Interessen ihrer Mitglieder (hauptsächlich Biogasanlagenbetreiber sowie Hersteller von Biogasanlagen) vertreten. Dementsprechend liegt es auf der Hand, dass geringere Vergütungssätze und neue Anforderung hier nicht auf Wohlwollen treffen. Vor diesem Hintergrund muss der pessimistische Ausblick, den die Verbände zur Entwicklung der Biogasanlagen ab 2012 treffen, mit Vorsicht genossen werden. Eine Absenkung der Vergütungssätze ist für die Anlagenbetreiber zwar schmerzlich, langfristig aber unabdingbar, um die Marktintegration zu gewährleisten und den Endverbraucher, der für die Vergütung aufkommen muss, nicht über Gebühr zu belasten. Bei aller Kritik an der vorgeschriebenen Mindestwärmenutzung wird von den Fachverbänden häufig verschwiegen, dass jeder Anlagenbetreiber die Mindestwärmenutzung durch einen Wechsel in die Direktvermarktung vermeiden kann. Das Argument, die Vergütung falle bei Unterschreitung der Mindestwärmenutzung weg, ist somit nicht stichhaltig. Durch geschickte Vermarktung des eigenen Stroms kann der Anlagenbetreiber seine Vergütung sogar noch erhöhen (siehe Abschnitt 3.2.3).

Insgesamt überwiegen die Vorteile der neuen Novelle die Nachteile. Durch die Streichung diverser Boni konnte die Komplexität des Vergütungssystems gegenüber dem EEG 2009 deutlich reduziert werden. Anstelle von 7 untereinander kombinierbaren Boni umfasst das EEG 2012 neben der Grundvergütung nur noch 2 Einsatzstoffvergütungsklassen sowie den Gasaufbereitungsbonus, wodurch die neuen Regelungen einfacher und transparenter geworden sind. Im Rahmen der Förderung von kleinen Biogasanlagen, welche mit Gülle betrieben werden, wird die dezentrale Nutzung der Bioenergie gestärkt. Begrüßenswert ist auch die bessere Förderung von Reststoffen, wie Gülle und Bioabfälle, weil dadurch Nutzungskonkurrenzen in der Landwirtschaft reduziert werden. Mit

[81] Vgl. Fachverband Biogas e.V. (2011c).

neuen Instrumenten wie der Markt- und der Flexibilitätsprämie wird die Markt- und Systemintegration von Biogas vorangetrieben. Insbesondere die Flexibilitätsprämie bietet die Chance Bioenergie als Regelenergie innerhalb der erneuerbaren Energien zu etablieren. Dadurch kann die Bioenergie dazu beitragen, die starken Schwankungen unterliegende Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie auszugleichen. [82]

3.3 Finanzierungsformen

3.3.1 Überblick

Infolge der rasanten Entwicklung der Biogasbranche seit Einführung des EEG hat nicht nur die Anzahl der Anlagen deutlich zugenommen, auch die durchschnittlich installierte Leistung der Biogasanlagen hat sich seit 2001 von ca. 124 kWh auf ca. 388 kWh in 2010 vervielfacht.[83] Die damit einhergehenden höheren Investitionsvolumina führten zu neuen Organisationsstrukturen und Finanzierungsmodellen. Anfangs wurden die Anlagen meist von einzelnen Landwirten betrieben und die Finanzierung erfolgte in Form einer klassischen Unternehmensfinanzierung über Kredite der Hausbank. Aufgrund des gestiegenen Investitionsbedarfs werden heutige Biogasanlagen vermehrt von (landwirtschaftlichen) Großunternehmen bzw. in Kooperation mehrere Landwirte betrieben, die sich zu einer Projektgesellschaft zusammenschließen. An einer solchen Projektgesellschaft beteiligen sich häufig neben Landwirten auch andere Partner wie Kommunen, Entsorgungsbetriebe, Hersteller oder Projektentwickler. Analog zu den neuen Organisationsstrukturen haben sich auch die Finanzierungsformen verändert.[84] Neben der klassischen landwirtschaftlichen Unternehmensfinanzierung ist, insbesondere bei größeren Anlagen, auch die Projektfinanzierung vermehrt anzutreffen.[85] Zudem sind auch alternative Finanzierungsformen, wie Beteiligungsfinanzierung, Contracting und Leasing an Bedeutung möglich.[86] Unabhängig von der Finanzierungsform wird bei Biogasanlagen von den Banken in der Regel eine Eigenkapitalquote in Höhe von 20 bis 30 Prozent voraus-

[82] Vgl. BT-Drucksache 17/6071, S. 45; Kirchner (2011).
[83] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2011c), S. 5.
[84] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.12.
[85] Vgl. Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 2.
[86] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S. 12 ff.; Schaper et al (2008), S 46f.

gesetzt. Bei landwirtschaftlichen Unternehmen mit guter Bonität können auch niedrigere Anforderungen gelten.[87]

Eine aktuelle empirische Untersuchung zum Stand der Biogasfinanzierung von *Degenhart und Holstenkamp* stellt jedoch fest, dass alternative Finanzierungsformen zurzeit nur eine untergeordnete Rolle spielen. Die mit Abstand am weitesten verbreiteten Finanzierungsformen seien demnach die Unternehmens- sowie die Projektfinanzierung bzw. Mischformen von beiden.[88] Daher konzentriert sich der folgende Abschnitt auf einen Vergleich zwischen Unternehmens- und Projektfinanzierung.

3.3.2 Unternehmensfinanzierung vs. Projektfinanzierung

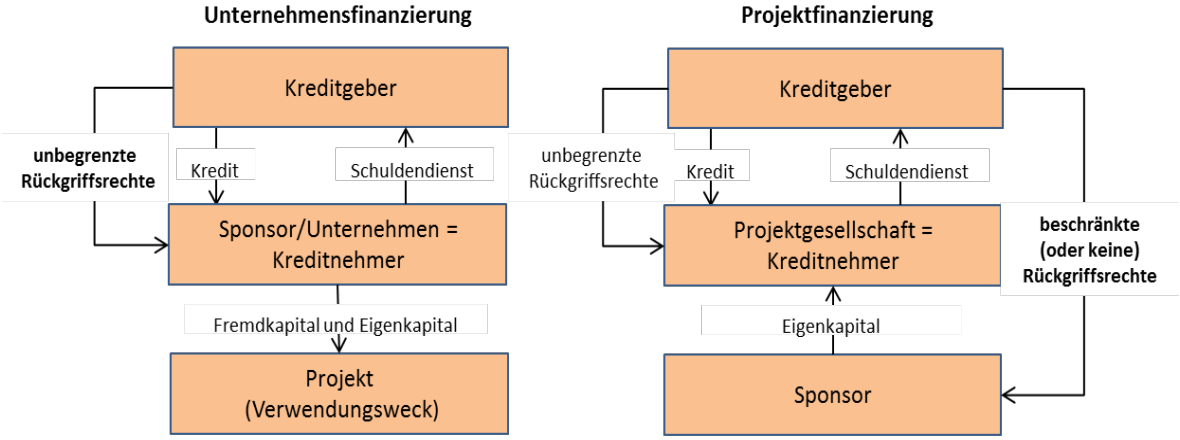
Die **Unternehmensfinanzierung** (in der Literatur auch als klassische Kreditfinanzierung bezeichnet) kommt überwiegend bei kleineren und mittleren Biogasanlagen zum Einsatz, die in einen (landwirtschaftlichen) Betrieb integriert sind.[89] Im Rahmen eines Darlehensvertrages wird dem Kreditnehmer (Anlagenbauer) das benötigte Kapital vom Kreditinstitut gegen Stellung von Sicherheiten zur Verfügung gestellt. Die Besicherung des Kredites erfolgt in der Regel über die Eintragung ins Grundbuch, bei landwirtschaftlichen Betrieben dient häufig der Grundbesitz als Sicherheit. Um eine fristenkongruente Finanzierung zu gewährleisten, orientieren sich die Kreditgeber bei der Festlegung des Finanzierungshorizonts am EEG, welches die Vergütungen über 20 Jahre garantiert. Aus Gründen der Vorsicht wird häufig eine Kreditlaufzeit von 15 Jahren vereinbart.[90] Da das Investitionsvorhaben als Teil des Unternehmens betrachtet wird, basiert die Bewertung des Investitionsvorhabens auf der Bonität des Gesamtunternehmens.[91] Als wesentlicher Indikator für die Bonität des Unternehmens dienen Jahresabschlüsse, die in Kombination mit weitergehenden Unternehmens- und Marktanalysen einen Rückschluss darauf ermöglichen sollen, ob das Unternehmen seinen zukünftigen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann.[92]

[87] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.25.
[88] Vgl. Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 152f.
[89] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.12.
[90] Vgl. Schaper et al (2008), S. 47.
[91] Vgl. Böttcher (2009), S. 27.
[92] Vgl. Böttcher (2009), S. 28 f.

Zusammenfassend hängt die Finanzierungsentscheidung von der Kreditwürdigkeit des Gesamtunternehmens und der Qualität der Sicherheiten ab.

Die **Projektfinanzierung** gilt im Bereich der erneuerbaren Energien insgesamt als dominierende Finanzierungsform.[93] Auch bei Biogasanlagen gewinnt die Projektfinanzierung mit zunehmender Anlagengröße an Bedeutung. Grundvoraussetzung für die Projektfinanzierung ist das Vorliegen einer klar abgegrenzten und befristeten Aufgabenstellung. Übertragen auf unseren Untersuchungsgegenstand entspricht dies der Planung, Errichtung und dem Betrieb einer Biogasanlage. Um eine finanzielle, personelle und sachliche Abgrenzung organisatorisch zu gewährleisten, wird zur Durchführung des Projekts eine rechtlich selbständige Projektgesellschaft gegründet. Diese realisiert das Projekt in eigenem Namen und tritt gegenüber der Bank als Schuldner auf. Die Anteilseigener der Projektgesellschaft, die im Folgenden als Sponsoren bezeichnet werden, stellen lediglich das benötigte Eigenkapital zur Verfügung. Daher haften die Eigenkapitalgeber im Gegensatz zur Unternehmensfinanzierung nur in Höhe ihrer Einlage. Anhand der folgenden Abbildung soll der entscheidende Unterschied zwischen der Projekt- und Unternehmensfinanzierung dargestellt werden.[94]

Abbildung 5: Vergleich Unternehmensfinanzierung und Projektfinanzierung



Quelle: In Anlehnung an Jörg Böttcher (2009), S. 27.

Der Wesensunterschied der beiden Finanzierungsmodelle liegt in den Rechten der Kreditgeber begründet.[95] Während die Kreditgeber bei der klassischen Unternehmensfinanzierung uneingeschränkte Rückgriffsrechte auf das gesamte

[93] Vgl. Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 30.
[94] Vgl. Böttcher (2009), S. 20 f.; Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 30 f.
[95] Vgl. Böttcher (2009), S. 25.

Vermögen des Unternehmens (Sponsors) besitzen, können die Banken bei der Projektfinanzierung aufgrund der rechtlichen Selbstständigkeit nur auf das Vermögen der Projektgesellschaft und nicht auf das Vermögen des Sponsors zurückgreifen. Eine solche Projektfinanzierung ohne Rückgriffsrechte der Kreditgeber (*Non-Recourse*) ist bei Biogasanlagen jedoch nur selten anzutreffen.[96] Aufgrund der hohen Risiken während der Planungs- und Errichtungsphase von Biogasanlagen bestehen die Kreditinstitute oft auf eine Fertigstellungsgarantie seitens der Eigenkapitalgeber. In diesen Fällen besitzen die Kreditgeber bis zur Fertigstellung der Anlage zeitlich beschränkte Rückgriffsrechte (*Limited Recourse*). Sofern ein volles Rückgriffsrecht der Bank gegenüber dem Sponsor besteht, handelt es sich nicht mehr um eine Projektfinanzierung.[97]

Aufgrund der Charakteristika der Projektfinanzierung sind die konventionellen Kreditentscheidungsverfahren auf Basis der Bonität des Kreditnehmers sowie der Qualität der Sicherheiten hier nicht zweckmäßig. Zum einen besitzen die spezifischen Aktiva der Projektgesellschaft nur einen geringeren Veräußerungswert, zum anderen kann auch die Bonität der Eigenkapitalgeber, die bestenfalls nur eingeschränkt für den Kredit haften, nicht als Entscheidungskriterium für die Kreditvergabe dienen. Stattdessen muss die Wirtschaftlichkeit des Projektes in den Fokus der Betrachtung rücken, d.h. die entscheidende Fragestellung lautet, ob die aus dem Projekt generierten Zahlungsströme zur Deckung aller Zahlungsverpflichtungen inklusive Schuldendienst ausreichen. Die Orientierung am Cashflow als primäres Kriterium für die Kreditentscheidung wird als **Cashflow Related Lending** bezeichnet. Die Quantifizierung der zukünftigen Cashflows muss individuell unter Berücksichtigung anlagenspezifischen Besonderheiten (Anlagengröße, Substrate usw.) erfolgen. Das in Kapitel 4 vorgestellte Tool zur Wirtschaftlichkeitsanalyse bietet hierzu die nötigen Grundlagen. Zur Sicherstellung eines ausreichend hohen und vor allem stabilen Cashflows kommt dem Risikomanagement bei der Projektfinanzierung eine zentrale Bedeutung zu. Damit die Fremdkapitalgeber trotz des nur geringen Wiederverkaufswert der hochspezifischen Aktiva eine Kreditvergabe bewilligen, verlangen diese ein Risikotragfähigkeitskonzept, dass den nachhaltigen Pro-

[96] Vgl. Böttcher (2009), S. 35.
[97] Vgl. Böttcher (2009), S. 19 ff.; Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 31 f.

jekterfolg auch bei Eintritt von Risiken gewährleistet. Wesentliches Element dieses Konzepts ist das sogenannte **Risk Sharing**, wonach das Gesamtrisiko mittels vertraglicher Ausgestaltung auf die verschiedenen Projektbeteiligten (Projektgesellschaft, Eigenkapitalgeber, Hersteller, Lieferanten usw.) verteilt wird. Auf die konkrete Ausgestaltung eines tragfähigen Risikomanagements wird im Abschnitt 3.4 eingegangen. Im Ergebnis sind also die erwarteten zukünftigen Cashflows sowie die Ausgestaltung des Risikomanagements die entscheidenden Beurteilungskriterien im Fall einer Projektfinanzierung.[98]

Die **Vorteile** einer Projektfinanzierung gegenüber der klassischen Unternehmensfinanzierung liegen auf Seiten der Sponsoren hauptsächlich in der zeitlich beschränkten Haftung gegenüber den kreditgebenden Banken. Zudem ermöglicht die Projektfinanzierung eine bilanzneutrale Gestaltung der Finanzierung (Off-Balance Sheet-Financing). Da die Verbindlichkeiten in diesem Fall nicht in der Bilanz des Sponsors erscheinen, bleiben die Bilanzkennzahlen des Sponsors von dem Projekt unberührt.[99] Auf der anderen Seite profitiert der Fremdkapitalgeber in der Regel von etwas höheren Margenbeiträgen im Vergleich zur Unternehmensfinanzierung als Kompensation für die eingeschränkte Haftung. Von entscheidender Bedeutung ist jedoch vielmehr die Einbindung des Kreditinstituts in die Gestaltung des Risikomanagementprozesses. Was neben einem tieferen Einblick in die potentiellen Risiken auch eine bessere Möglichkeit zur Risikovermeidung mit sich bringt. Die **Nachteile** der Projektfinanzierung betreffen im Wesentlichen die Kostenseite. Infolge der höheren Finanzierungskosten und des komplexen administrativen Verfahrens lohnt sich der Einsatz einer Projektfinanzierung nur bei größeren Investitionsvorhaben.[100]

3.4 Risikomanagement

3.4.1 Aufgaben, Ziele und Phasen des Risikomanagements

Aufgrund der Existenz von Unsicherheit und unvollkommenen Informationen ist jede unternehmerische Tätigkeit mit Risiken verbunden, welche die geplante Zielerreichung negativ beeinflussen können. Das **Ziel** des Risikomanagements besteht in der Bewältigung dieser Risiken, um die Existenz der Unternehmung

[98] Vgl. Böttcher (2009), S. 22 ff.; Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 30 ff.
[99] Vgl. Böttcher (2009), S. 22.
[100] Vgl. Böttcher (2009), S. 39 f.; Degenhart/ Holstenkamp (2011), S. 31 f.

sicherzustellen. Die Ergreifung geeigneter Maßnahmen zur Zielerreichung kann als **Aufgabe** des Risikomanagements bezeichnet werden. Hinsichtlich einer Biogasanlage umfasst das Risikomanagement im Wesentlichen die Identifizierung und Steuerung aller Einflussgrößen, die den Cashflow negativ beeinflussen können. Besonders bei der Projektfinanzierung stellt die effiziente Ausgestaltung des Risikomanagements eine notwendige Bedingung für die Finanzierung dar, weil der aus dem Projekt erwirtschaftete Cashflow meistens die werthaltigste Sicherheit darstellt.[101]

Das Risikomanagement kann in die vier **Phasen** der Identifikation, Bewertung, Reduktion und Allokation unterteilt werden. Ausgangspunkt für ein tragfähiges Risikomanagement ist die umfassende Identifikation aller potentiellen Risiken sowie deren Einflussfaktoren. Nach der Identifikation erfolgt die Bewertung der Risiken anhand ihrer Auswirkungen auf den Cashflow des Unternehmens. Im dritten Schritt werden die Risiken unter Anwendung geeigneter Risikoinstrumente auf ein Minimum reduziert. In der letzten Phase wird geprüft, inwiefern eine Allokation der Restrisiken auf andere Beteiligte (Hersteller, Lieferanten, Versicherer usw.) erfolgen soll bzw. welche Risiken bei den Kapitalgebern verbleiben. Der eben dargestellte Prozess darf jedoch nicht statisch verstanden werden. Die Risiken sind fortlaufend zu evaluieren, um gegebenenfalls auf Veränderungen in der Unternehmensumwelt angemessen reagieren zu können. [102]

In den folgenden Abschnitten werden die für den Betrieb einer Biogasanlage typischen Risiken erläutert. Der Fokus der Betrachtung soll hierbei auf die Analyse geeignete Risikoinstrumente sowie auf Möglichkeiten der Allokation von Risiken auf andere Beteiligte gelegt werden.

3.4.2 Risikomanagement während der Planungs-/Bauphase

Infolge der hohen Risiken während der Planungs- und Bauphase von Biogasanlagen, die sich aus Preis- und Zeitüberschreitungen ergeben können, bestehen die Kreditinstitute oft auf eine Fertigstellungsgarantie seitens der Eigenkapitalgeber. Denn die im Bau befindliche Anlage kann weder als Sicherheit dienen noch erwirtschaftet diese irgendwelche Einnahmen. Um das **Fertigstellungsri-**

[101] Vgl. Böttcher (2009), S. 48 f.
[102] Vgl. Böttcher (2009), S. 42 ff.

siko zu minimieren, sollte ein Generalunternehmer mit dem Bau der Anlage beauftragt werden, der die Anlage schlüsselfertig übergibt. Dabei kommt der sorgfältigen Auswahl des Generalunternehmers entscheidende Bedeutung zu. Es ist darauf zu achten, dass der Generalunternehmer über hinreichend Erfahrung auf diesem Gebiet verfügt, was anhand von Referenzprojekten überprüft werden kann. Im Leistungskatalog des Generalunternehmers sollte zudem eine Bauleistungsversicherung enthalten sein, die für Schäden an der Anlage in der Bauphase aufkommt. Eine Allokation des Fertigstellungsrisikos auf den Generalunternehmer kann durch geschickte vertragliche Ausgestaltung, wie z.B. Festpreisvereinbarung und Vertragsstrafen bei Zeitüberschreitung, erreicht werden.[103]

Voraussetzung für den langfristigen Erfolg des Betriebes ist eine qualitativ hochwertige Anlage, die den neusten technischen Anforderungen gerecht wird. Zur Vermeidung technischer Risiken sollte hier ebenfalls auf eine sorgfältige Auswahl des Herstellers bezüglich Erfahrung und Know-how geachtet werden. Ein adäquates Instrument zur Absicherung des **Funktionsrisikos** stellt eine Verfügbarkeitsgarantie des Herstellers dar. Mit dieser Garantie, die im Anlagenvertrag festgehalten sein sollte, verpflichtet sich der Hersteller die vereinbarten Eigenschaften der Anlage, wie z.B. die Leistungsmenge, für einen bestimmten Zeitraum zu gewährleisten. Im Garantiefall müssen Mängel behoben bzw. Schadenersatz geleistet werden.[104]

3.4.3 Risikomanagement während der Betriebsphase

Während der Betriebsphase sind Schäden an der Anlage nicht immer vermeidbar. Zur Begrenzung der wirtschaftlichen Verluste solcher Schadensfälle ist der Abschluss von entsprechenden **Versicherungen** erforderlich. Leider sind bislang keine explizit für den Betrieb einer Biogasanlage zugeschnittenen Versicherungen erhältlich. Trotzdem lassen sich die Risiken aus Schadensfällen auch mit einer Reihe traditioneller Versicherungen absichern. Zu nennen wäre hier insbesondere die in nachfolgender Tabelle aufgeführten Versicherungen. [105]

[103] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.19; Böttcher (2009), S. 194 f.
[104] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.19; Böttcher (2009), S. 195 ff.
[105] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.18 f.

Tabelle 2: Versicherungen

Versicherung	versicherte Schäden
Anlagenversicherung	Schäden an der Anlage
Maschinen-Ertragsausfallversicherung	Ertragsausfälle bedingt durch Eintritt eines Schaden an der Anlage
Feuerversicherung	Feuerschäden
Feuer-Ertragsausfallversicherung	Ertragsausfälle bedingt durch den Eintritt eines Feuerschadens
Betreiberhaftpflicht	Haftpflichtschäden

Quelle: In Anlehnung an: EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S.18 f.

Der Betrieb einer Biogasanlage erfordert umfassende technische und wirtschaftliche Kenntnisse. Daher ist die Eignung des Betreibers bzw. des Managements eine Grundvoraussetzung für den erfolgreichen Betrieb einer Biogasanlage. Eine fehlerhafte Betriebsführung, hier als **Managementrisiko** bezeichnet, kann Erlösminderungen oder auch Kostensteigerungen zur Folge haben. Denkbar wären hier bspw. Fehlkalkulationen, falsche Anlagenwartung oder inhomogene Einsatzstoffe. Um eine kompetente Steuerung der Anlage zu gewährleisten, sollte die Qualifikation des Betreibers mittels Seminaren, Besichtigung von verschiedenen Anlagen und ähnlichen Maßnahmen sichergestellt werden. Bei größeren Anlagen kann auch die Verpflichtung einer professionellen Managementgesellschaft in Betracht gezogen werden.[106]

Bei Biogasanlagen befinden wir uns, zumindest was die Vergütung des Stromertrags betrifft, in einem staatlich regulierten Absatzmarkt (siehe hierzu 3.2). Daher betrifft das **Absatzrisiko** lediglich die in der Anlage produzierte Wärme. Vor dem Hintergrund der neuen Mindestwärmenutzung sollten bereits bei der Projektplanung Konzepte zur Wärmenutzung entwickelt werden. Die Laufzeit der Abnehmerverträge sollte möglichst langfristig angelegt sein. Durch die Vertragsgestaltung können Mengen- und Preisrisiken reduziert werden. Durchaus üblich ist dabei eine sogenannte Take-or-Pay Klausel, die den Abnehmer unabhängig von der tatsächlichen Nutzung zur Zahlung eines Mindestbetrages verpflichtet.[107]

[106] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006) S.20 f; Böttcher (2009), S. 197 f.
[107] Vgl. EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006), S. 21 f; Böttcher (2009), S. 213 ff.

Die größte Herausforderung an das Risikomanagement einer Biogasanlage beinhaltet die termingerechte Beschaffung der Einsatzstoffe in einer genügenden Menge, ausreichenden Qualität und zu kalkulierbaren Preisen. Die Nichterreichung eines dieser Ziele wirkt sich unmittelbar negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus und wird als **Beschaffungsrisiko** bezeichnet. Ein optimales Instrument zur Minimierung des Beschaffungsrisikos wären langfristige Lieferverträge, welche Menge, Qualität und Preis der Substrate vertraglich über die Laufzeit der Anlage hinweg festhalten. In diesem Fall würde der Lieferant das Beschaffungsrisiko tragen und nicht mehr der Anlagenbetreiber. In der Praxis sind solche Verträge allerdings kaum zu realisieren. Insbesondere eine Festpreisvereinbarung wird aufgrund der volatilen Preisentwicklung von Biomasse nicht durchsetzbar sein. Der Preis von Biomasse ist von vielen Faktoren, wie Ernteerträgen, Entwicklung der globalen Nachfrage, Spekulationen an Rohstoffmärkten usw., abhängig und daher großen Schwankungen unterworfen. Auch Termingeschäfte mit einer entsprechend langen Laufzeit sind zurzeit nicht verfügbar. Die Laufzeit von Agrarderivaten beträgt üblicherweise nicht mehr als ein Jahr[108], weshalb diese Instrumente nur zur kurzfristigen Absicherung dienen können. Die einfachste Lösung des oben beschriebenen Dilemmas besteht darin, dass der Betreiber die benötigten Substrate größtenteils selber herstellt. Dies ist der Fall, wenn die Anlage von landwirtschaftlichen Unternehmen betrieben wird. In allen anderen Fällen sollte in Betracht gezogen werden einen oder mehrere Rohstofflieferanten als Anteilseigner in das Projekt mit einzubeziehen. Unter dieser Voraussetzung hätte der Lieferant ein eigenes wirtschaftliches Interesse daran die Anlage mit den benötigten Substraten zu versorgen, weil er am Erfolg beteiligt ist. Durch die Einbindung von Lieferanten in das Projekt könnte die Beschaffung somit zumindest in quantitativer und qualitativer Hinsicht gesichert werden. Das Preisrisiko lässt sich allerdings auch mit dieser Lösung nicht völlig ausschließen. Denn trotz seiner Beteiligung wird der Lieferant wohl nicht bereit sein die Substrate weit unterhalb des Marktpreises abzugeben.[109]

[108] Siehe hierzu: Chicago Mercantile Exchange (CME).
[109] Vgl. Böttcher (2009), S. 208 ff.

4 Toolbasierte Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Entscheidung für den Bau einer Biogasanlage bedeutet für das landwirtschaftliche Unternehmen (Eigenkapitalgeber), dass das Kapital langfristig gebunden ist. Deshalb ist es notwendig vor der Durchführung der Maßnahme zu überprüfen, ob die geplante Investition besser ist als andere Investitionsalternativen, wie z.B. der Bau eines zusätzlichen Stalles oder der Kauf einer landwirtschaftlichen Maschine. Grundvoraussetzung ist, dass die Investition wirtschaftlich ist. Eine Investition in eine Biogasanlage ist nach dem Wirtschaftlichkeitsprinzip (Budgetprinzip) dann wirtschaftlich, wenn mit einem gegeben wertmäßigen Einsatz (Aufwand) ein maximaler wertmäßiger Erlös (Ertrag) erzielt werden kann. Eine falsche Entscheidung kann mittelfristig kaum korrigiert werden, da in der Regel die finanziellen Mittel hierfür fehlen.[110]

Um die Wirtschaftlichkeit von einer Biogasanlage beurteilen zu können, müssen zunächst verschiedene Faktoren bei der Planung berücksichtigt werden, die sich im unterschiedlichen Maße auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit auswirken. Im ersten Schritt muss die bereits vorhandene Betriebsstruktur analysiert werden. Handelt es sich z.B. um einen Tierproduktionsbetrieb mit Stallhaltung, dann verfügt dieser Betrieb bereits über ein kostenloses Substrat für die Biogasanlage in Form von Gülle oder Festmist und kann damit die Investitionshöhe reduzieren. Sind nicht ausreichend Substrate zur ganzjährigen Beschickung der Anlage vorhanden, muss überprüft werden, zu welchen Kosten die Substrate beschafft werden können. Des Weiteren sind die Fläche und die Bodenausstattung des Betriebes von wesentlicher Bedeutung. Diese ist zum einen für die Erzeugung von Energiepflanzen und zum anderen für die Ausbringung der Gärreste notwendig.[111] Anhand der Ergebnisse aus der Betriebsanalyse müssen die Größe, die Auslastung und der gewünschte Stromertrag der geplanten Biogasanlage bestimmt werden. Im nächsten Schritt erfolgt die genaue Kalkulation der Kosten. Je nach Anlage und eingesetzten Substraten können diese sehr stark variieren. Zu den Investitionskosten gehören u. a. die Kosten für Fermenter, Nachgärer, Gärrestlager, Vorgrube, Lagerräume, Leitungsnetz und Pump-

[110] Vgl. BioProm (2011).
[111] Vgl. Grundmann, P./ Kenkmann, T./ Luckhaus, C. et al., Biogas in der Landwirtschaft (2006), S. 40.

technik, BHKW und Planungskosten. Bei kleineren Anlagen könnten die Kosten 4.000€/kW_{el} betragen und bei größeren Anlagen 2.500€/kW_{el}.[112] Zu den laufenden Kosten einer Biogasanlage gehören Wartung, Versicherung und Arbeitskosten. Auch hier gilt, dass je nach Anlage unterschiedliche laufende Kosten anfallen können. Für die Wartung der Technik fallen durchschnittlich 4% der Investitionskosten an. Die jährlichen Versicherungskosten sind mit ca. 1% der Investitionskosten zu veranschlagen. Der Arbeitszeitbedarf variiert nach Größe und Störanfälligkeit der Anlage und lässt sich nur schwer prognostizieren. Je größer und moderner die Anlage, umso höher der Automatisierungsgrad und desto geringer die anfallende Arbeit. Häufig wird in Wirtschaftlichkeitsberechnungen davon ausgegangen, dass für eine 500kW Anlage 3-5 Stunden täglich für die Anlagenbetreuung und Wartung anfallen.[113]

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde ein quantitatives Entscheidungsunterstützungsmodell (Financial Decision Support System) zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von einer Investition in die Biogasanlage entwickelt. Hierfür wurde ein Tool mit Hilfe von Visual Basic for Applications (VBA) in Excel erstellt. Die Ergebnisse der Berechnungen sollen Handlungsstrategien bezüglich des Investitionsvorhabens für landwirtschaftliche Unternehmen (Eigenkapitalgeber) und für Fremdkapitalgeber geben. Im Folgenden wird zunächst der Aufbau und die Handhabung des Tools vorgestellt. Danach sollen unter bestimmten Annahmen mehrere Szenario Analysen durchgeführt werden. Die Szenario Analysen erfolgen exemplarisch an einer großen und an einer kleinen Biogasanlage. Die Ergebnisse sollen im Anschluss miteinander verglichen und diskutiert werden. Daraus ableitend folgt die kritische Würdigung der Berechnung, in der Limitationen und Grenzen aufgeführt werden. Zum Schluss werden die sich ergebenden Handlungsstrategien für landwirtschaftliche Unternehmen und für Fremdkapitalgeber vorgestellt.

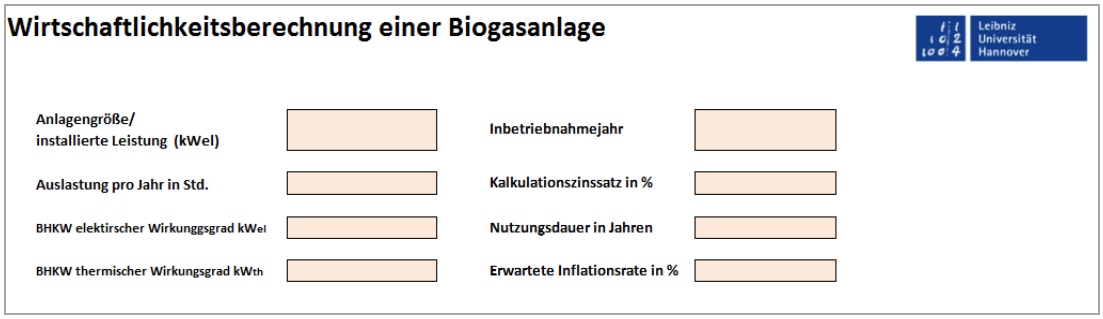
4.1 Tool-Aufbau

Das Tool besteht aus insgesamt drei Excel-Tabellenblättern: Anleitung, Berechnung und Ergebnisse. Auf dem Blatt „Anleitung“ erfährt der Anwender des

[112] Vgl. IWR Bioenergie (2011).
[113] Vgl. Grundmann, P./ Kenkmann, T./ Luckhaus, C. et al., Biogas in der Landwirtschaft (2006), S. 40.

Tools alle wissenswerten Informationen zur Bedienung und zur Funktion des Tools. Hier wird darauf hingewiesen, welche Eingaben für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit erforderlich sind. Das Blatt „Berechnung“ ist in zwei Teile aufgeteilt. Im oberen Teil befindet sich der Bereich, der durch den Anwender ausgefüllt werden muss. Hier gibt es Pflicht- und Optionsfelder.

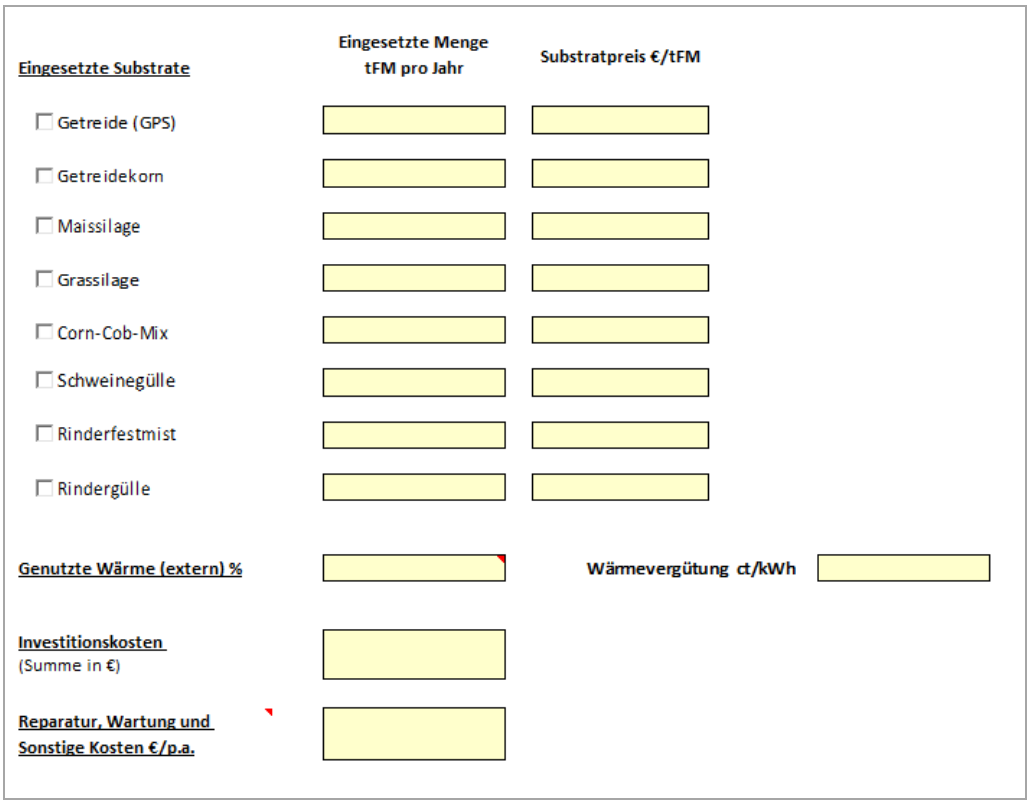
Abbildung 6: Tool Pflichtfelder



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Berechnung“.

In Abbildung 6 ist der Bereich mit den Pflichtfeldern dargestellt. Der Anwender muss eine Anlagengröße (kW_{el}) auswählen, die Auslastung pro Jahr, den elektrischen - und thermischen Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks (BHKW), den Kalkulationszins und die erwartete Inflationsrate. Bei dem Inbetriebnahmejahr kann nur zwischen 2012 und 2013 gewählt werden. Das Geschäftsjahr der Inbetriebnahme beginnt immer zum 01. Januar. Es erfolgt keine Berücksichtigung des Rumpfjahres. Bei der Wahl der Nutzungsdauer kann nur bis zu einer maximalen Nutzungsdauer von 20 Jahren gewählt werden, da die Vergütung nach dem EEG nach 20 Jahren endet. Falls eines der acht Pflichtfelder nicht ausgefüllt ist, erfolgt eine Warnung durch das Tool, in der der Benutzer aufgefordert wird seine Eingabe zu überprüfen.

Abbildung 7: Tool Optionsfelder



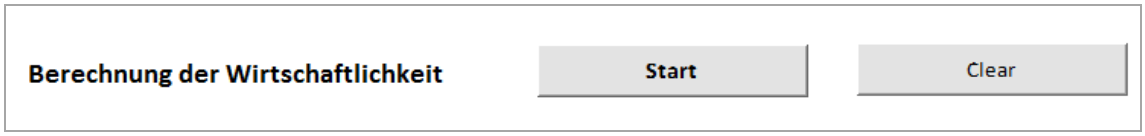
Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Berechnung“.

Der Bereich mit den Optionsfeldern ist in Abbildung 7 dargestellt. Das Ausfüllen dieser Felder ist nicht verbindlich, da die Angaben je nach Betriebsausstattung und Anlage variieren können. Der Anwender kann zwischen acht Substraten wählen und diese beliebig zusammensetzen. Die acht Substrate wurden auf Grundlage der Daten für die am häufigsten verwendeten Substrate der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. gewählt.[114] Dabei gehören fünf Substrate der Einsatzstoffvergütungsklasse I und drei Substrate der Einsatzstoffvergütungsklasse II an. Zudem kann der Anteil genutzter Wärme mit der entsprechenden Vergütung angegeben werden. Alle Angaben werden nach ihrer Zulässigkeit gemäß dem EEG überprüft. Auch hier erfolgt eine Warnung beim Missachten der EEG Vorschriften. Zuletzt können die Investitionskosten und die laufenden Kosten eingetragen werden.

[114] Vgl. Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009), S.14.

Nachdem die entsprechenden Felder ausgefüllt wurden, muss der „Start“ Button gedrückt werden (siehe Abbildung 8). Mit dem „Clear“ Button können alle Eingaben und Ergebnisse wieder gelöscht werden.

Abbildung 8: Berechnung Starten



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Berechnung“.

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden alle Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf und alle Kosten betrachtet. Um die Erlöse berechnen zu können, muss zunächst der produzierte Anteil an Strommenge durch die jeweiligen Substrate und der maximale Stromertrag der Anlage bestimmt werden. Die Stromvergütung erfolgt anhand der in Kapitel 3 vorgestellten EEG Vergütungssätze. Die Darstellung in dem Tool ist in die Grundvergütung und in die Einsatzstoffvergütung unterteilt. Die Sondervergütung für Güllevergärung nach §27b für Kleinanlagen unter 75 kW mit einem Gülleanteil von über 80% findet ebenfalls Berücksichtigung in dem Tool. Nicht erfasst wird die Sondervergütung von Bioabfallvergärungsanlagen §27a EEG sowie die Inanspruchnahme des Gasaufbereitungsbonus. Hier gelten gesonderte Vergütungssätze.

Um die Gesamtkosten zu bestimmen, werden zunächst die Kosten für die eingesetzten Substrate berechnet. Unter Berücksichtigung der Inflationsrate und der Laufzeit der Anlage erfolgt danach die Berechnung der jährlichen Substratkosten und Kosten für Wartung und sonstige laufenden Kosten.

Nachdem die Gesamterlöse und die Gesamtkosten bestimmt wurden, erfolgt auf dem Tabellenblatt „Ergebnisse“ die Darstellung von vier Investitionskennzahlen aus der Berechnung. Die Kennzahlen dienen dazu die Wirtschaftlichkeit des Investitionsvorhabens besser bewerten zu können. Die dynamische Amortisationszeit gibt Auskunft darüber, nach wie vielen Jahren sich die Investition unter Berücksichtigung des Kalkulationszinssatzes amortisiert hat. Der Return on Investment (ROI) gibt das Verhältnis zwischen dem erwarteten Mehrwert aus der Investition und den Investitionskosten bezogen auf die gesamte Lauf-

zeit der Anlage an. Dieser sollte im Ergebnis immer positiv sein, es sei denn die Investition hat sich bis zum Ende der Laufzeit noch nicht amortisiert. Der Gewinn/ Verlust pro kWh gibt Auskunft über den durchschnittlich erzielten Gewinn oder Verlust aus der Investition für die gesamte Laufzeit der Anlage bezogen auf jede produzierte kWh. Ist diese Kennzahl größer Null, dann bringt jede erzeugte kWh im Durchschnitt einen Gewinn für das landwirtschaftliche Unternehmen. Bei der letzten Kennzahl handelt es sich um den Kapitalwert. Ist der Kapitalwert positiv, dann ist das Investitionsprojekt wirtschaftlich und vorteilhaft unter dem zugrundeliegenden Kalkulationszinssatz. Beim Vergleich der Kapitalwerte von mehreren Projekten ist das Projekt mit dem höchsten Kapitalwert das relativ vorteilhafteste. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse grafisch dargestellt.

4.2 Szenario Analyse

Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit von einer Investition in eine kleinere und eine größere Biogasanlage berechnet und miteinander verglichen werden. Hierfür werden verschiedene Annahmen getroffen, die die Vergleichbarkeit der Anlagen gewährleisten. Im Anschluss werden für die beiden Anlagengrößen acht unterschiedliche Szenarien analysiert, in denen je ein einzelner Parameter verändert wird, während die anderen Parameter konstant gehalten werden. Durch die Sensitivitätsanalyse soll festgestellt werden, welchen Einfluss die einzelnen Parameter auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage haben und welche Rolle die Größe der Biogasanlage dabei spielt.

Für die Analyse wird angenommen, dass die kleine Biogasanlage eine installierte Leistung von 200 kW_{el} hat und die große Biogasanlage eine installierte Leistung von 1000 kW_{el} hat. Bei beiden Biogasanlagen entspricht der durch die Substratmenge hergestellte Stromertrag einer Auslastung der Anlage von 100%. Die Anlage wird in beiden Fällen 8000 Std. im Jahr betrieben. Das Inbetriebnahmejahr ist 2012, der Kalkulationszinssatz wird mit 5% angesetzt und die erwartete Inflationsrate liegt bei 2%. Die Nutzungsdauer der beiden Anlagen beträgt 20 Jahre. Beide Anlagen können 35% der Wärme extern für 3 Cent pro kWh verkaufen. Alle Kosten sollen anhand der Richtwerte, die in Abschnitt 4 vorgestellt wurden, bestimmt werden. Die Substratpreise, die für die Berech-

nung verwendet werden, sind in Tabelle 3 dargestellt. Dabei wird davon ausgegangen, dass Schweinegülle, Rinderfestmist und Rindergülle als Nebenprodukt anfallen und somit keine Kosten Verursachen.

Tabelle 3: Substratpreise

Substrat	Preis €/tFM[115]
Getreide (GPS)	35,00 €
Getreidekorn	120,00 €
Maissilage	35,00 €
Grassilage	46,00 €
Corn-Cob-Mix	86,00 €
Schweinegülle	0 €
Rinderfestmist	0 €
Rindergülle	0 €

Quelle: Eigene Darstellung

Bei dem elektrischen und thermischen Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks wird im Folgenden von einem Durchschnittswert für die jeweilige Anlagengröße ausgegangen. Demnach beträgt der elektrische Wirkungsgrad für eine 200 kW_{el} Anlage ca. 35% und der thermische 56%. Bei der 1000 kW_{el} Anlage wird mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 41% und einem thermischen Wirkungsgrad von 46% gerechnet.[116]

Zunächst wird die Investition in eine durchschnittliche kleine (200 kW_{el}) Biogasanlage betrachtet. Die Investitionskosten betragen 800.000€ (200 kW_{el} x 4.000€/kW_{el}). Für Wartung, Versicherung und Arbeit fallen Kosten i.H.v. 65.000€ an, wie die Berechnung in Tabelle 4 zeigt. Der Arbeitszeitbedarf wird bei der kleinen Anlage mit 5 Stunden pro Tag zu 15€ pro Stunde angesetzt.

[115] Vgl. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (2011).
[116] Vgl. Heizungsfinder, Das Blockheizkraftwerk (2011).

Tabelle 4: Kleine Anlage Kosten für Wartung und sonstige Kosten

Wartung und Sonstige Kosten	Kosten
Wartung (4% der Investitionskosten)	800.000€ * 0,04
Versicherung (1% der Investitionskosten)	800.000€ * 0,01
Arbeitskosten (5 Std. pro Tag á 15€/Std.)	5 * (8.000/24) * 15
Summe	65.000€

Quelle: Eigene Darstellung

Die eingesetzten Substratmengen sind in Abbildung 9 dargestellt. Mit diesen Substratmengen ist die Anlage zu 100% ausgelastet.

Abbildung 9: Kleine Anlage Substrateinsatz

Substrate	eingesetzte Menge tFM	Massenanteil
Getreide (GPS)	1.350	25%
Getreidekorn		0%
Maissilage	1.000	19%
Grassilage	500	9%
Corn-Cob-Mix	500	9%
Schweinegülle	1.500	28%
Rinderfestmist	500	9%
Rindergülle		0%
Summe	5.350	100%

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Berechnung“.

Die Ergebnisse der Berechnung sind in Abbildung 10 dargestellt. Demnach hat sich die Investition in die kleine Biogasanlage nach 9 Jahren amortisiert. Sowohl der ROI (125,4%), der Gewinn pro kWh (0,031€) und der Kapitalwert (424.943,42€) sind positiv. Dies bedeutet, dass die Investition vorteilhaft ist und, dass es für das landwirtschaftliche Unternehmen sinnvoll wäre in die kleine Biogasanlage zu investieren, wenn die Laufzeit der Anlage länger als 9 Jahre ist.

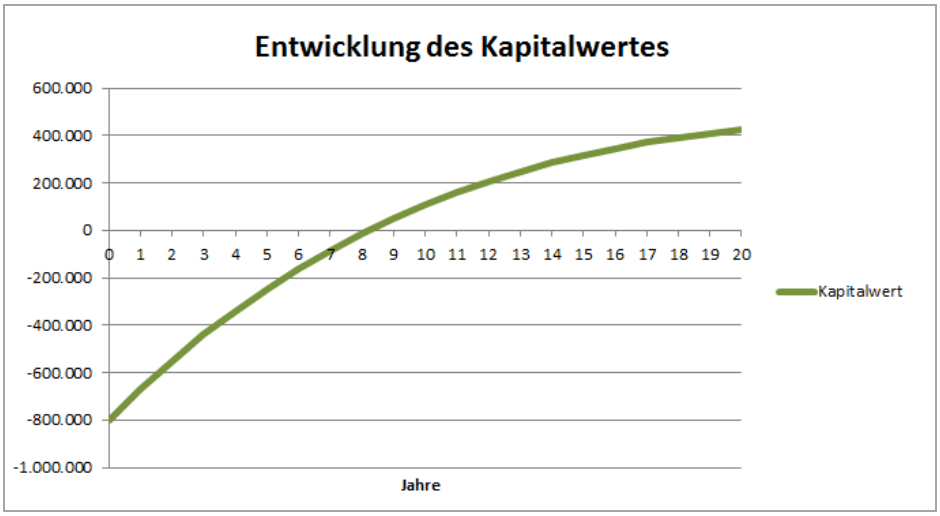
Abbildung 10: Ergebnisse kleine Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	9
Return on Investment	125,4%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,031 €
Kapitalwert	424.943,42 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Abbildung 11 verdeutlicht das Ergebnis grafisch. Der Kapitalwert nimmt stetig zu, bis er am Anfang des achten Jahres null beträgt und danach positiv wird. Nach 18 Jahren ist nur noch ein geringer Zuwachs im Kapitalwert vorhanden, sodass abgewogen werden müsste, ob es vorteilhafter wäre die Biogasanlage durch eine neue Anlage zu ersetzen oder von der EEG Vergütung zum Marktpreis umzusteigen, wenn dieser höher ist als die EEG Vergütung.

Abbildung 11: Kapitalwertentwicklung kleine Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Nun wird die Investition in eine durchschnittliche große Anlage (1000 kW_{el}) betrachtet. Die Investitionskosten betragen 2.500.000€ (1000 kW_{el} * 2.500€/kW_{el}). Für Wartung, Versicherung und Arbeit fallen in diesem Fall Kosten i.H.v. 137.500€ an, wie die Berechnung in Tabelle 5 zeigt. Bei den Arbeitskosten wird

wegen dem höherem Automatisierungsgrad der großen Anlage von einem Arbeitszeitbedarf von 2,5 Std. pro Tag ausgegangen.

Tabelle 5: Große Anlage Kosten für Wartung und sonstige Kosten

Wartung und Sonstige Kosten	Kosten
Wartung (4% der Investitionskosten)	2.500.000€ * 0,04
Versicherung (1% der Investitionskosten)	2.500.000€ * 0,01
Arbeitskosten (2,5 Std. pro Tag á 15€/Std.)	2,5 * (8.000/24) * 15
Summe	137.500€

Quelle: Eigene Darstellung

Bei der großen Anlage wurden die gleichen Massenanteile der Substrate wie bei der kleinen Anlage gewählt, damit dieselben Voraussetzungen für die Berechnung geschaffen werden. Die eingesetzten Mengen sind in Abbildung 12 dargestellt. Bei den eingesetzten Substratmengen ist die Anlage auch in diesem Fall zu 100% ausgelastet.

Abbildung 12: Große Anlage Substrateinsatz

Substrate	eingesetzte Menge tFM	Massenanteil
Getreide (GPS)	5.675	25%
Getreidekorn		0%
Maissilage	4.275	19%
Grassilage	2.138	9%
Corn-Cob-Mix	2.138	9%
Schweinegülle	6.275	28%
Rinderfestmist	2.138	9%
Rindergülle		0%
Summe	22.639	100%

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Berechnung“.

Die Ergebnisse in Abbildung 13 zeigen, dass sich die große Biogasanlage nach vier Jahren amortisiert. Der ROI liegt bei 354,3%, der Gewinn pro kWh bei 0,055€ und der Kapitalwert bei 4.940.901,98€. Alle drei Kennzahlen sprechen dafür, dass sich die Investition in die große Anlage rentiert, wenn die Laufzeit der Anlage länger als 4 Jahre ist.

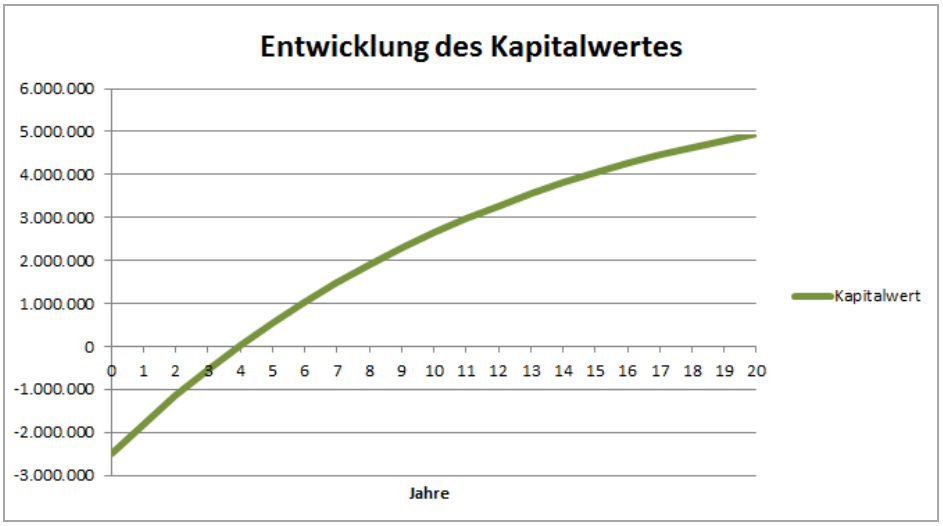
Abbildung 13: Ergebnisse große Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	4
Return on Investment	354,3%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,055 €
Kapitalwert	4.940.901,98 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Das grafische Ergebnis in Abbildung 14 zeigt, dass der Kapitalwert am Ende des 3. Jahres null beträgt und danach positiv ist. In der Kurve des Kapitalwertes ist nur eine ganz leichte Wölbung zu beobachten. Dies deutet darauf hin, dass die Investition in die große Biogasanlage über die gesamte Laufzeit gleichermaßen wirtschaftlich ist.

Abbildung 14: Kapitalwertentwicklung große Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Beim Vergleich der großen und der kleinen Biogasanlage wird deutlich, dass die große Anlage sich schneller amortisiert und, dass diese einen höheren Gewinn pro kWh und Kapitalwert hat. Zwar ist die große Anlage in der Anschaffung teurer, hat aber dementsprechend höhere Erträge über die Laufzeit, wohingegen die laufenden Kosten vergleichsmäßig gering sind.

Im Folgenden werden ausgehend von den zwei vorgestellten Anlagen acht unterschiedliche Szenarien analysiert.

4.2.1 Erhöhung der Investitionskosten um 10%

Zunächst wird die Folge von einer Erhöhung der Investitionskosten um 10% betrachtet.

Bei der kleinen 200 kW_{el} Biogasanlage steigen die Investitionskosten damit von 800.000€ auf 880.000€. Wie die Ergebnisse in Abbildung 15 zeigen, hat dies zur Folge, dass sich die Anlage erst nach 10 Jahren amortisiert und, dass der Gewinn im Vergleich zu dem Ausgangsszenario pro kWh auf 0,029€ sinkt. Der Kapitalwert reduziert sich um genau die 80.000€ zusätzlichen Investitionskosten auf 344.943,42€.

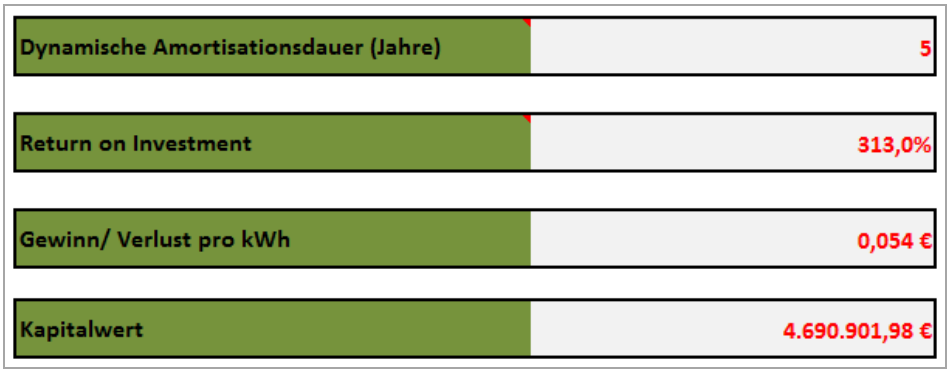
Abbildung 15: Erhöhung Investitionskosten kleine Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	10
Return on Investment	104,9%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,029 €
Kapitalwert	344.943,42 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei der großen 1000 kW_{el} Biogasanlage steigen die Investitionskosten von 2.500.000€ auf 2.750.000€. Die Ergebnisse in Abbildung 16 zeigen, dass sich die Anlage dadurch erst nach 5 Jahren amortisiert. Der Gewinn pro kWh reduziert sich auf 0,054€. Der Kapitalwert sinkt um genau die 250.000€ zusätzlichen Investitionskosten und beträgt somit 4.690.901,98€.

Abbildung 16: Erhöhung Investitionskosten große Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

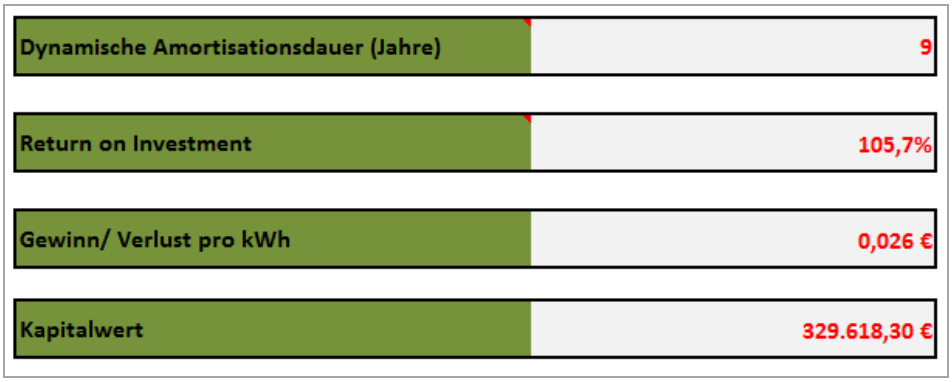
Der Vergleich zwischen der kleinen und der großen Biogasanlage zeigt, dass bei der 200 kW_{el} Anlage der 10%ige Anstieg der Investitionskosten sich stärker auf den Gewinn pro kWh auswirkt als bei der 1000 kW_{el} Anlage. Bei der kleinen Anlage reduziert sich der Gewinn um 6,45%, während dieser bei der großen Anlage nur um 1,82% sinkt. Auch die Veränderung im Kapitalwert ist bei der kleinen Anlage mit 18,83% größer als die der großen Anlage mit 5,06%.

4.2.2 Erhöhung der Kosten für Wartung und sonstige Kosten um 10%

Nun soll im zweiten Szenario untersucht werden, wie sich ein Anstieg der Kosten für Wartung und sonstige Kosten um 10% auf die Wirtschaftlichkeit der kleinen und der großen Biogasanlage auswirkt.

Bei der 200 kW_{el} Anlage betragen die Kosten für Wartung und sonstige Kosten durch die 10%ige Veränderung 71.500€. Wie die Ergebnisse der Berechnung in Abbildung 17 zeigen, führt dies nicht zu einem Anstieg in der dynamischen Amortisationsdauer der Anlage. Der ROI fällt von 125,4% auf 105,7% und der Gewinn pro kWh sinkt um 0,5 Cent auf 0,026€. Auch der Kapitalwert reduziert sich um 22,43% und beträgt 329.618,30€.

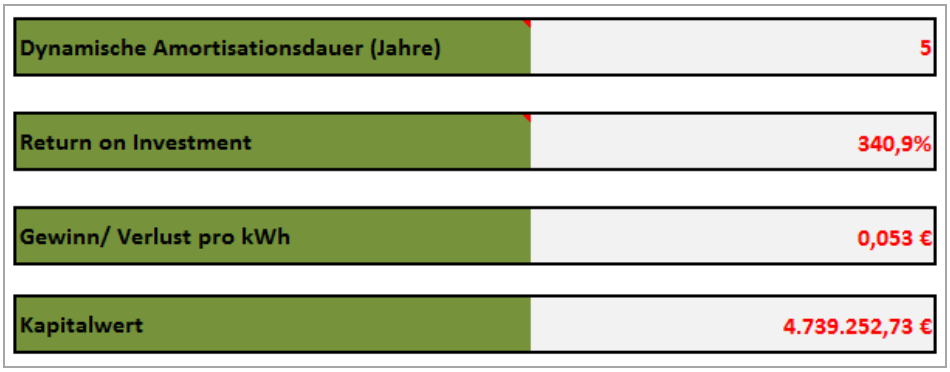
Abbildung 17: Erhöhung Kosten für Wartung/ sonstige Kosten kleine Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei der 1000 kW_{el} Biogasanlage steigen in diesem Fall die Kosten für Wartung und sonstige Kosten auf 151.250€. Dadurch verändert sich die Amortisationsdauer um 1 Jahr (siehe Abbildung 18). Der ROI reduziert sich um 13,4% und der Gewinn pro kWh sinkt um 3,64% auf 0,053€. Der Kapitalwert beträgt nun 4.739.252,73€.

Abbildung 18: Erhöhung Kosten für Wartung/ sonstige Kosten große Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Der Vergleich zwischen der kleinen und der großen Anlage zeigt, dass sich eine Erhöhung der Kosten für Wartung und sonstige Kosten um 10% stärker auf die Wirtschaftlichkeit der kleinen Anlage auswirkt als auf die der großen. Der Rückgang im Kapitalwert der kleinen Anlage beträgt 22,43%, während dieser bei der großen Anlage 4,08% ist. Der Gewinn pro kWh sinkt bei der kleinen Anlage um 16,13% und bei der großen Anlage um 3,64%. Bei beiden Anlagen ist die Veränderung im Gewinn pro kWh größer, als in dem Szenario in Abschnitt 4.2.1. Dies liegt daran, dass die Kosten für Wartung und sonstige Kosten laufende

Kosten darstellen und sich durch die Inflation jährlich erhöhen. Dies schmälert den jährlichen Gewinn. Bei der Betrachtung der Ergebnisse ist darüber hinaus auffällig, dass sich bei der großen Anlage die Amortisationsdauer um ein Jahr verlängert, während die der kleinen Anlage konstant bleibt. Dies kann dadurch begründet werden, dass der Amortisationszeitpunkt im Ausgangsszenario bei beiden Anlagen unterschiedlich ist. Die kleine Anlage amortisiert sich am Anfang des Jahres und die große Anlage am Ende des Jahres. Dadurch schlägt sich die Veränderung in den Kosten für Wartung und sonstige Kosten der großen Anlage auf die Amortisationsdauer nieder.

4.2.3 Erhöhung der Substratpreise um 10%

Eine Erhöhung der Substratpreise um 10% führt zu den in Tabelle 6 dargestellten neuen Preisen.

Tabelle 6: Substratpreise nach 10%iger Erhöhung

Substrat	Preis €/tFM
Getreide (GPS)	38,50 €
Getreidekorn	132,00 €
Maissilage	38,50 €
Grassilage	50,60 €
Corn-Cob-Mix	94,60 €
Schweinegülle	0 €
Rinderfestmist	0 €
Rindergülle	0 €

Quelle: Eigene Darstellung

Für die 200 kW_{el} Biogasanlage sind die Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in Abbildung 19 dargestellt. Demnach führt eine 10%ige Erhöhung der Substratpreise zu einer Amortisationsdauer von 11 Jahren. Der ROI sinkt auf 80,4% und deutet darauf hin, dass es einen Rückgang im Erwarteten Mehrwert der Investition gibt. Der Gewinn sinkt von 0,031€ auf 0,020€ pro kWh. Der Kapitalwert reduziert sich um 51,16% und beträgt 207.528,84€.

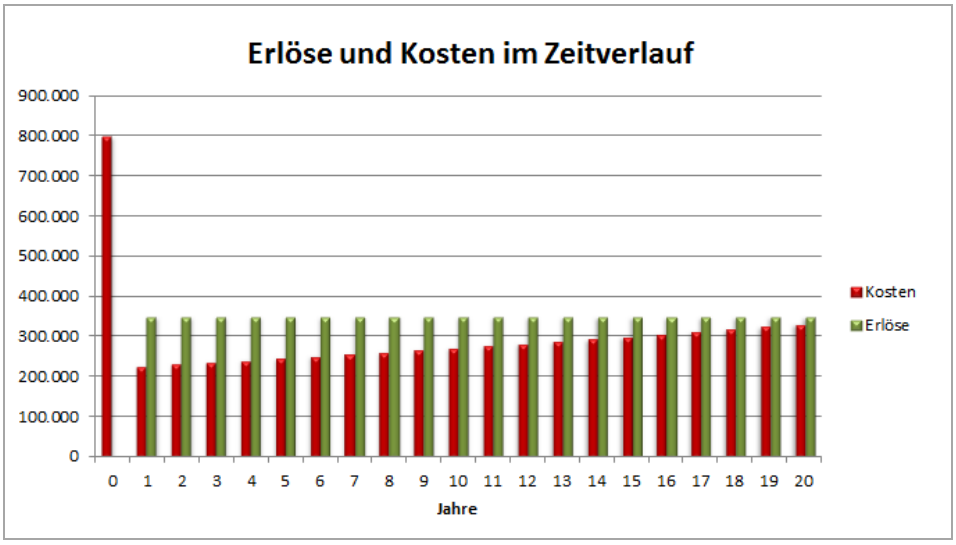
Abbildung 19: Erhöhung Substratpreise kleine Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	11
Return on Investment	80,4%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,020 €
Kapitalwert	207.528,84 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Die Abbildung 20 bildet die Erlöse und Kosten der kleinen Anlage über 20 Jahre ab. Die Erlöse bleiben über die gesamte Laufzeit konstant, während die Kosten durch die Inflation jährlich ansteigen. Durch den Anstieg der Substratpreise um 10% erhöht sich die Höhe der Kosten für das landwirtschaftliche Unternehmen. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren entspricht am Ende der Laufzeit die Höhe der Kosten den Erlösen. Dies lässt den Rückgang im Kapitalwert begründen.

Abbildung 20: Erlöse und Kosten nach Erhöhung der Substratpreise



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Die Ergebnisse für die 1000 kW_{el} Biogasanlage in Abbildung 21 zeigen, dass durch die Erhöhung der Substratpreise um 10% die dynamische Amortisationsdauer um ein Jahr ansteigt. Der Gewinn pro kWh sinkt von 0,055€ auf 0,043€ und der Kapitalwert reduziert sich um 18,71% auf 4.016.298,71€.

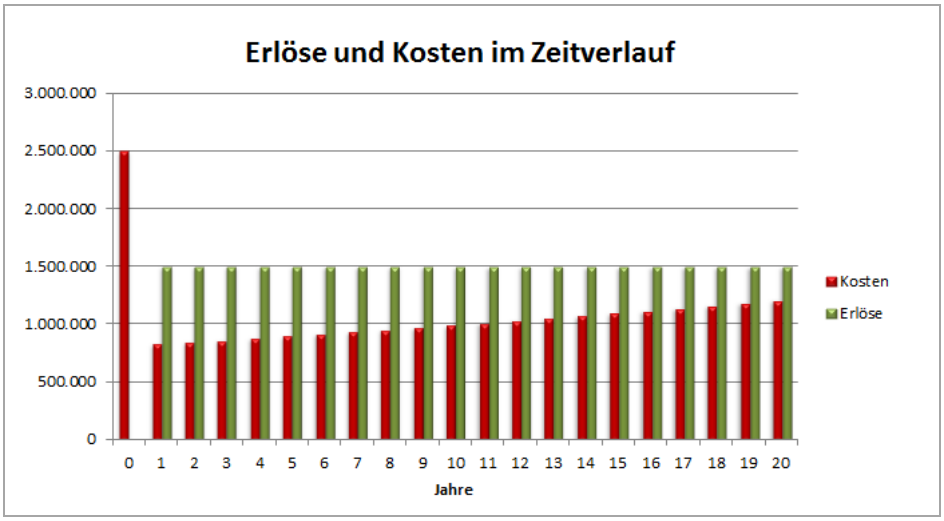
Abbildung 21: Erhöhung Substratpreise große Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	5
Return on Investment	293,0%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,046 €
Kapitalwert	4.016.298,27 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Die grafische Darstellung in Abbildung 22 verdeutlicht das Ergebnis. Auch bei der großen Biogasanlage steigen die Kosten bedingt durch die Inflation jährlich. Im Unterschied zu der kleinen Anlage liegen die Erlöse hingegen auch nach 20 Jahren noch deutlich über den Kosten.

Abbildung 22: Erlöse und Kosten nach Erhöhung der Substratpreise



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei beiden Biogasanlagen hat sich durch die Erhöhung der Substratpreise die Wirtschaftlichkeit der Anlage verschlechtert. In diesem Szenario ist der Rückgang im Kapitalwert der kleinen Anlage mit 51,16% größer als bei der großen Anlage mit 18,71%. Zudem sinkt der Gewinn pro kWh bei der kleinen Anlage um 35,48% und bei der großen Anlage um 21,82%. Demnach wirkt sich eine

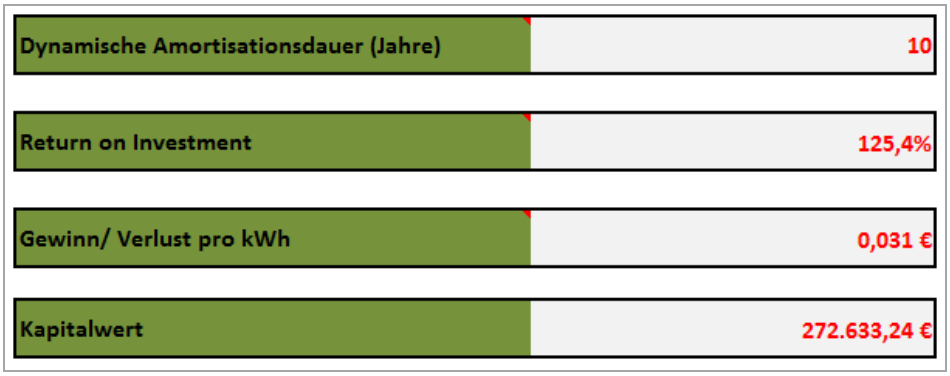
Erhöhung der Substratpreise stärker auf die kleine Anlage aus als auf die große Biogasanlage.

4.2.4 Erhöhung des Kalkulationszinssatzes um 2%

Im nächsten Szenario wird der Kalkulationszinssatz von 5% auf 7% erhöht.

Wie die Ergebnisse in Abbildung 23 zeigen, steigt durch den höheren Kalkulationszinssatz die dynamische Amortisationsdauer auf 10 Jahre bei der 200 kW_{el} Biogasanlage. Der ROI und der Gewinn pro kWh bleiben im Vergleich zum Ausgangsszenario unverändert, da diese vom Kalkulationszinssatz unbeeinflusst sind. Der Kapitalwert reduziert sich hingegen um 35,84% auf 272.633,24€.

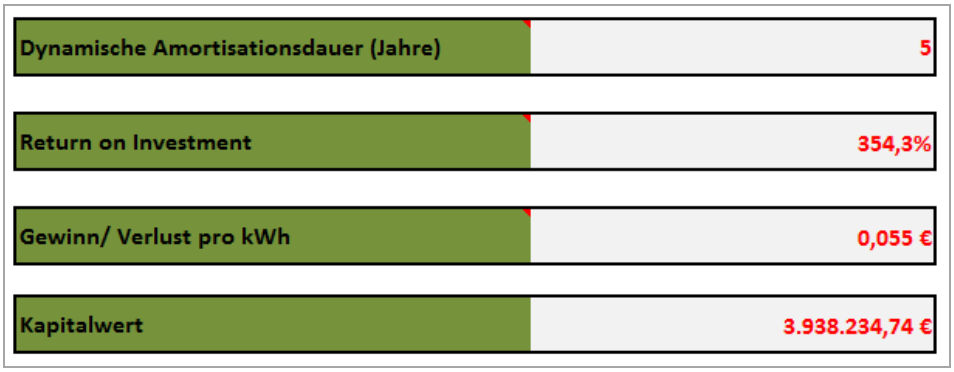
Abbildung 23: Erhöhung Kalkulationszinssatz kleine Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei der Betrachtung der 1000 kW_{el} Anlage erhöht sich die Amortisationsdauer um ein Jahr auf 5 Jahre (siehe Abbildung 24). Wie bei der kleinen Anlage sind der ROI und der Gewinn pro kWh vom Kalkulationszinssatz unbeeinflusst und sind daher unverändert. Der Kapitalwert reduziert sich um 20,29% und beträgt 3.938.234,74€.

Abbildung 24: Erhöhung Kalkulationszinssatz große Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

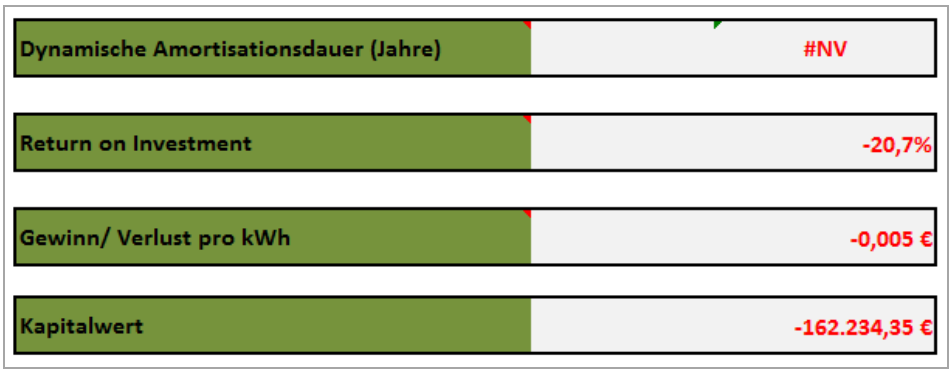
Bei beiden Biogasanlagen wirkt sich damit die Veränderung im Kalkulationszinssatz auf den Kapitalwert aus. Bei der kleinen Biogasanlage ist die Veränderung mit 35,84% im Kapitalwert stärker als bei der großen Biogasanlage mit einer Veränderung von 20,29%.

4.2.5 Erhöhung der Inflationsrate um 2%

Im nächsten Szenario wird die Auswirkung einer Erhöhung in der Inflationsrate von 2% auf 4% betrachtet.

Wie die Ergebnisse in Abbildung 25 zeigen, hat dies bei der kleinen Anlage zur Folge, dass sich die Anlage auch nach 20 Jahren nicht amortisiert. Der Return on Investment beträgt -20,7% und der Verlust pro kWh ist -0,005€. Der Kapitalwert ist um 138,18% gesunken und beträgt nun -162.234,35€.

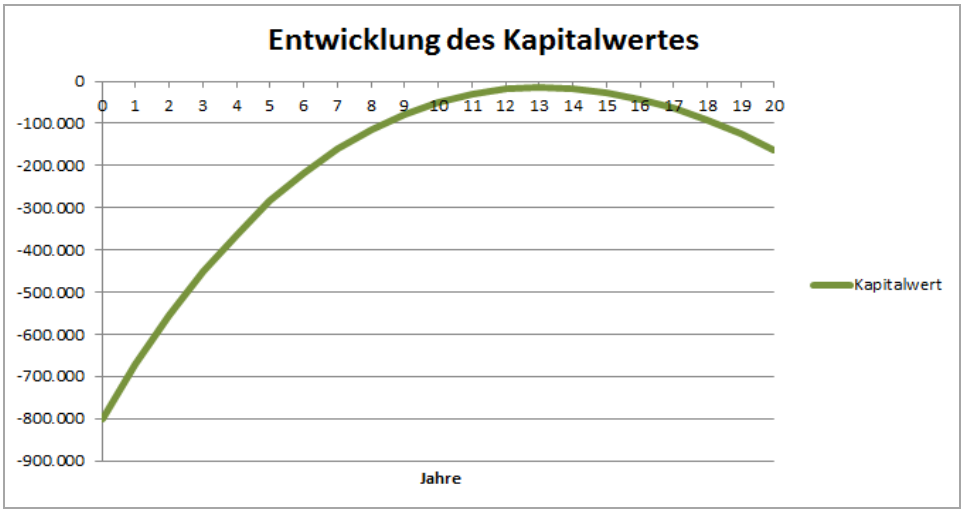
Abbildung 25: Erhöhung Inflationsrate kleine Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Abbildung 26 verdeutlicht das Ergebnis noch einmal grafisch. Der Kapitalwert steigt in den ersten zwölf Jahren Laufzeit der Anlage an, bis er im dreizehnten Jahr fast null beträgt. Danach wendet sich der Verlauf der Kurve und der Kapitalwert sinkt ab. Damit ist bei einer Inflationsrate von 4% und einer Laufzeit von 20 Jahren die Investition in die kleine Biogasanlage nicht vorteilhaft.

Abbildung 26: Kapitalwert kleine Anlage bei Erhöhung der Inflationsrate



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei der 1000 kW_{el} Anlage verlängert sich die Amortisationsdauer um ein Jahr durch den Anstieg der Inflationsrate um 2%, wie es der Abbildung 27 entnommen werden kann. Der ROI sinkt von 354,3% auf 185,9%. Der Gewinn pro kWh reduziert sich um 47,27% und beträgt 0,029€. Auch der Kapitalwert sinkt und beträgt nun 2.826.329,61€.

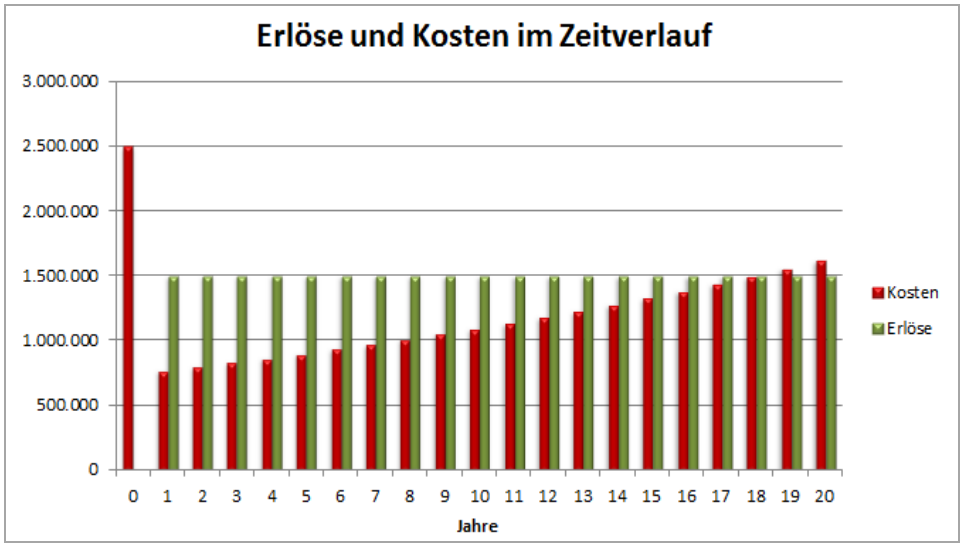
Abbildung 27: Erhöhung Inflationsrate große Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	5
Return on Investment	185,9%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,029 €
Kapitalwert	2.826.329,61 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

In Abbildung 28 sind die Erlöse und Kosten der großen Anlage nach einer Erhöhung der Inflationsrate um 2% dargestellt. Während die Erlöse über die 20 Jahre konstant sind, steigen die Kosten durch die Inflationsrate von 4% sehr schnell an. Nach achtzehn Jahren entspricht die Höhe der Kosten den Erlösen. In den letzten beiden Jahren der Inbetriebnahme übersteigen die Kosten die Erlöse. Den höchsten Kapitalwert hat die Anlage nach achtzehn Jahren. Demnach wäre eine Investition in die große Anlage mit einer Laufzeit von 18 Jahren für das landwirtschaftliche Unternehmen am vorteilhaftesten.

Abbildung 28: Erlöse und Kosten große Anlage bei Anstieg in Inflationsrate



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Auch in diesem Fall zeigt ein Vergleich zwischen der großen und der kleinen Anlage, dass die Auswirkungen der Erhöhung in der Inflationsrate bei der 200 kW_{el} Anlage größer sind als bei der 1000 kW_{el} Anlage. Der Rückgang im Gewinn pro kWh beträgt bei der kleinen Anlage 116,13% und bei der großen 47,27%. Beim Vergleich der Kapitalwerte, sinkt der Kapitalwert bei der kleinen Anlage um 138,18% und bei der großen um 42,80%.

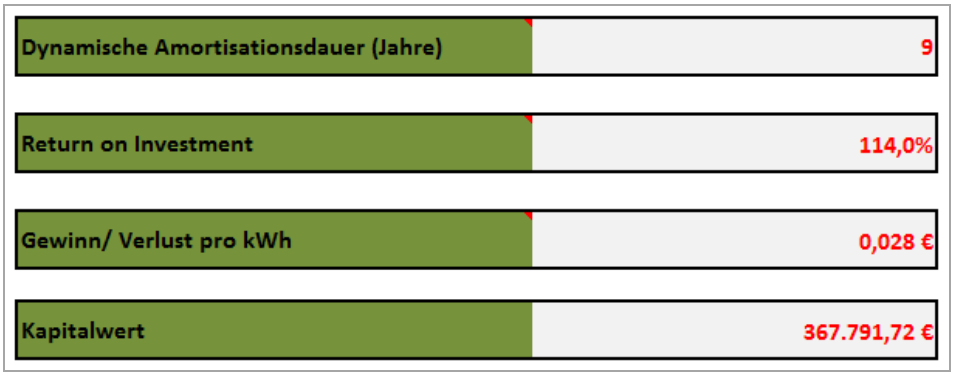
4.2.6 Inbetriebnahmejahr 2013

Im nächsten Szenario wird analysiert, welche Auswirkungen eine Inbetriebnahme im Jahre 2013 auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage hat.

Durch die Inbetriebnahme in 2013 sinken die Vergütungssätze durch das EEG um 2%. Wie die Abbildung 29 zeigt hat zur Folge, dass der Gewinn pro kWh um

9,68% auf 0,028€ sinkt. Der Kapitalwert reduziert sich um 13,45% und beträgt 367.791,72€.

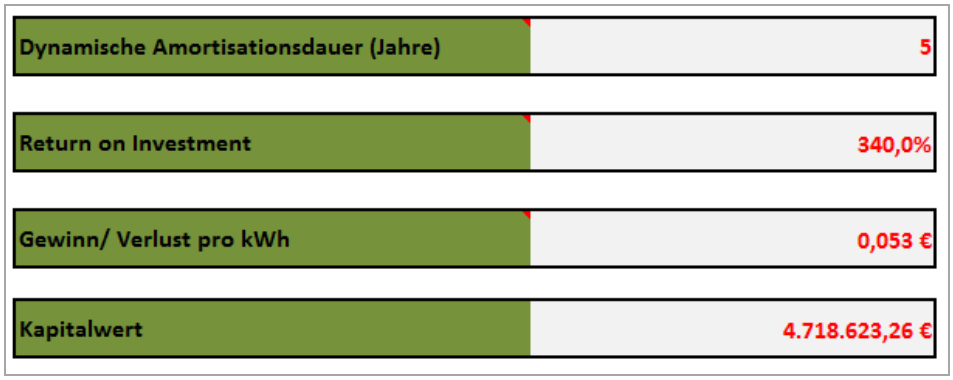
Abbildung 29: Inbetriebnahme 2013 kleine Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Wie die Ergebnisse in Abbildung 30 zeigen, führt die Inbetriebnahme in 2013 bei der großen Anlage dazu, dass die dynamische Amortisationsdauer um ein Jahr steigt. Der Gewinn pro kWh sinkt um 3,64% zu 0,053€ und der Kapitalwert reduziert sich ebenfalls um 4,5% und beträgt 4.718.623,26€.

Abbildung 30: Inbetriebnahme 2013 große Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei beiden Anlagen führt die Inbetriebnahme im Jahre 2013 zu einem Rückgang der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage. Durch die geringere Vergütung nach dem EEG reduziert sich der Gewinn pro kWh bei der kleinen Anlage um 9,68% und bei der großen Anlage um 3,64%. Auch der Kapitalwert der Investition sinkt bei der kleinen Anlage um 13,45% und bei der großen um 4,5%. Demnach sollte ein landwirtschaftliches Unternehmen, das vor der Entschei-

dung steht entweder 2012 oder 2013 in eine Biogasanlage zu investieren, sich für eine Inbetriebnahme in 2012 entscheiden.

4.2.7 Anstieg der externen Wärmenutzung um 30%

Im Folgenden soll untersucht werden, wie sich ein 30%iger Anstieg in der externen Wärmenutzung auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage auswirkt. Die externe Wärmenutzung beträgt in diesem Szenario 65% und wird für 3 Cent pro kWh vergütet.

Zunächst wird wieder die 200kW$_{el}$ Biogasanlage betrachtet. Durch die Veränderung in der externen Wärmenutzung reduziert sich die dynamische Amortisationsdauer um 2 Jahre auf 7 Jahre, wie die Ergebnisse in Abbildung 31 zeigen. Der ROI erhöht sich um 57,9% und der Gewinn pro kWh steigt um 48,39% auf 0,046€. Der Kapitalwert verzeichnet einen Zuwachs von 424.943,42 auf 713.345,01€.

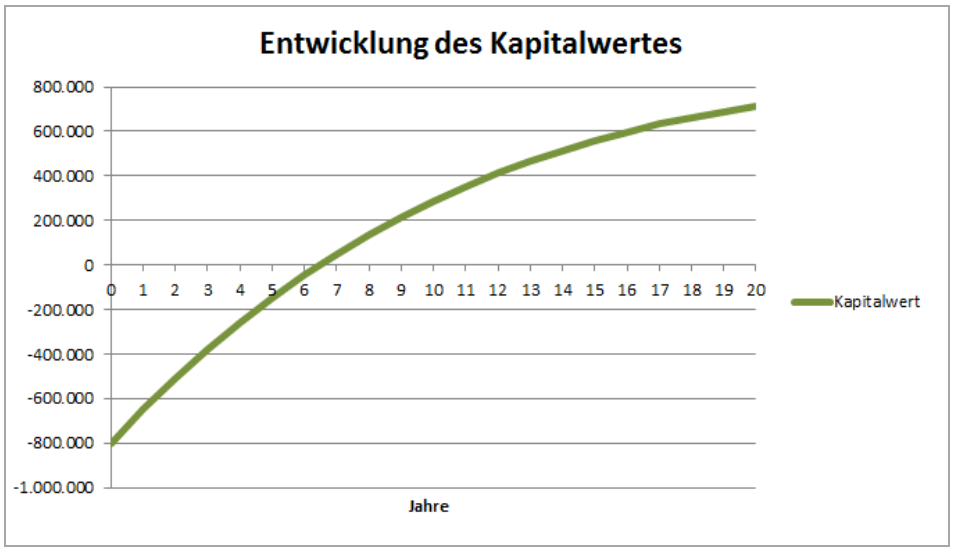
Abbildung 31: Anstieg externe Wärmenutzung kleine Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	7
Return on Investment	183,3%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,046 €
Kapitalwert	713.345,01 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

In Abbildung 32 ist die Entwicklung des Kapitalwertes bei einer externen Wärmenutzung von 65% grafisch dargestellt. Im Vergleich zum Ausgangsszenario ist der Kurvenverlauf in diesem Fall steiler. Nach 20 Jahren ist eine leichte Abflachung der Kurve zu beobachten. In der Mitte des sechsten Jahres wird der Kapitalwert positiv. Damit wird durch die externe Wärmenutzung die Wirtschaftlichkeit der kleinen Anlage erhöht.

Abbildung 32: Kapitalwert kleine Anlage bei Erhöhung der Wärmenutzung



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Abbildung 33 stellt die Ergebnisse für die 1000 kWel Anlage dar. Aus diesen geht hervor, dass es durch den Anstieg der externen Wärmenutzung keine Veränderung in der dynamischen Amortisationsdauer gibt. Der ROI steigt um 64,6% im Vergleich zum Ausgangsszenario. Der Gewinn pro kWh beträgt 0,065€ und steigt damit um 18,81%. Der Kapitalwert verzeichnet ebenfalls einen Zuwachs von 20,38% und beträgt 5.947.808,20€.

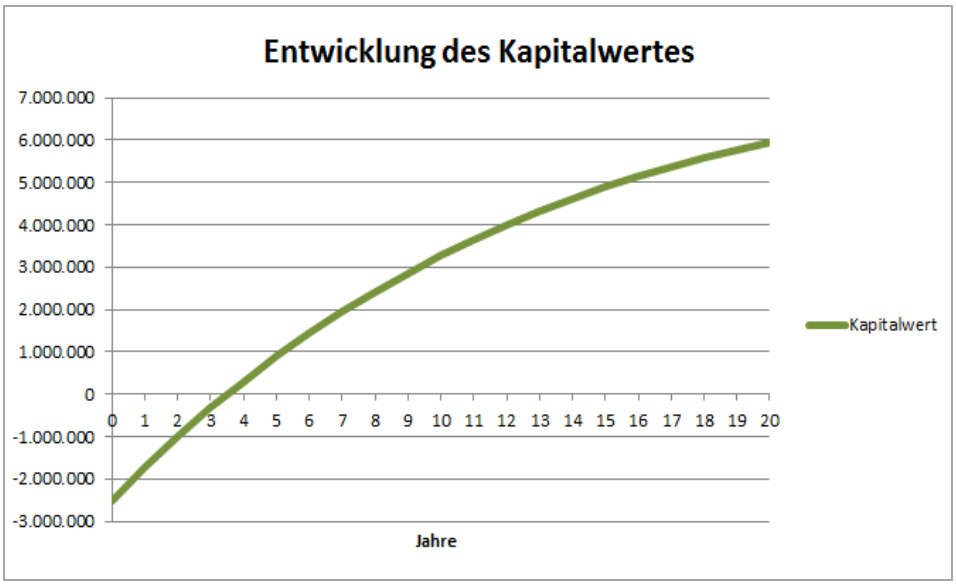
Abbildung 33: Anstieg externe Wärmenutzung große Anlage

Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	4
Return on Investment	418,9%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,065 €
Kapitalwert	5.947.808,20 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Bei der Betrachtung der in Abbildung 34 dargestellten Entwicklung des Kapitalwertes der großen Anlage wird deutlich, dass der Kurvenverlauf im Vergleich zum Ausgangsszenario etwas steiler verläuft und dadurch ein höherer Kapitalwert am Ende der Laufzeit erzielt wird.

Abbildung 34: Kapitalwertentwicklung große Anlage



Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

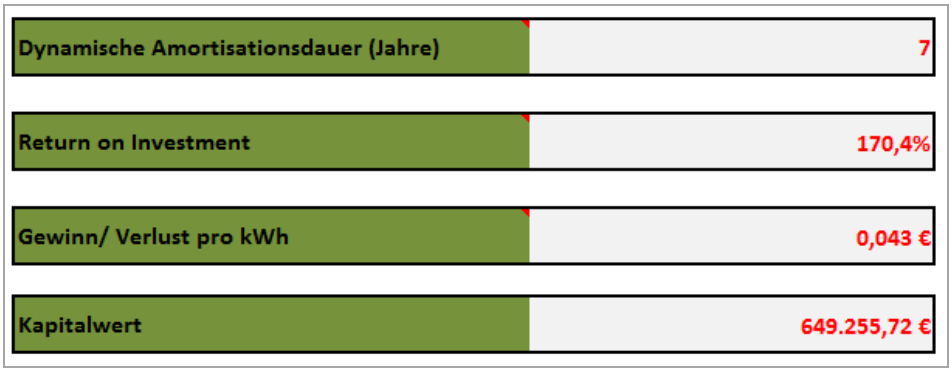
Bei beiden Biogasanlagen hat sich durch den Anstieg der externen Wärmenutzung die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöht. Der Effekt war bei der kleinen Anlage größer, als bei der großen Anlage. Bei der 200 kW_{el} Biogasanlage beträgt der Anstieg im Gewinn pro kWh 48,39% und im Kapitalwert 67,87%. Bei der 1000 kW_{el} Anlage steigen der Gewinn pro kWh vergleichsweise nur um 18,81% und der Kapitalwert um 20,38%.

4.2.8 Anstieg der Wärmevergütung um 2 Cent

Zuletzt soll die Auswirkung eines Zuwachses in der Wärmevergütung von 3 Cent auf 5 Cent auf die Wirtschaftlichkeit der beiden Biogasanlagen untersucht werden.

Wie die Abbildung 35 zeigt, führt bei der 200 kW_{el} Anlage ein Anstieg in der Wärmevergütung um 2 Cent zu einer dynamischen Amortisationsdauer von 7 Jahren. Der ROI erhöht sich um 45% und beträgt 170,4%. Der Gewinn pro kWh steigt um 38,71% auf 0,043€ und der Kapitalwert steigt von 424.943,42€ auf 649.255,72€.

Abbildung 35: Anstieg der Wärmevergütung kleine Anlage

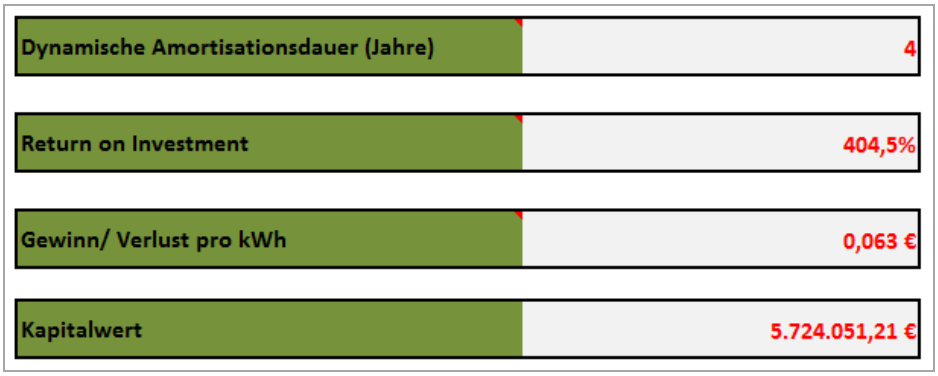


Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	7
Return on Investment	170,4%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,043 €
Kapitalwert	649.255,72 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Die Ergebnisse für die 1000 kW_{el} Anlage sind in Abbildung 36 dargestellt. Demnach ist die Amortisationsdauer mit 4 Jahren durch den Anstieg in der Wärmevergütung unverändert. Der ROI steigt von 354,3% auf 404,5%. Der Gewinn pro kWh erhöht sich um 14,55% und beträgt 0,063€. Der Kapitalwert steigt um 15,85% zu 5.724.051,21€.

Abbildung 36: Anstieg der Wärmevergütung große Anlage



Dynamische Amortisationsdauer (Jahre)	4
Return on Investment	404,5%
Gewinn/ Verlust pro kWh	0,063 €
Kapitalwert	5.724.051,21 €

Quelle: Tool Wirtschaftlichkeitsberechnung, Arbeitsblatt „Ergebnisse“.

Der Vergleich zwischen den beiden Anlagengrößen in diesem Szenario zeigt, dass sich der Anstieg in der Wärmevergütung stärker auf die Wirtschaftlichkeit der kleinen Anlage auswirkt als auf die der großen. Der Gewinn pro kWh steigt bei der kleinen Anlage um 38,71% und bei der großen Anlage um 14,55%. Auch bezogen auf den Kapitalwert hat die kleine Anlage einen höheren Anstieg. Hier beträgt der Zuwachs 52,78%, während er bei der großen Anlage nur 15,85% beträgt.

4.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden sollen die wichtigsten Ergebnisse aus den acht Szenario Analysen zusammengefasst werden. Hierfür sollen sich die Ausführungen auf zwei Investitionskennzahlen beschränken: den Gewinn pro kWh und den Kapitalwert.

In Tabelle 7 ist die prozentuale Veränderung des Gewinns pro kWh zum Ausgangsszenario zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 7: Veränderung des Gewinns zum Ausgangsszenario

Szenario	200 kWel Anlage	1000 kWel Anlage
Ausgangsszenario (Gewinn €/kWh)	0,031€	0,055€
Investitionskosten +10%	Δ **-6,45%** (0,029€)	Δ **-1,82%** (0,054€)
Kosten für Wartung und sonstige Kosten +10%	Δ **-16,13%** (0,026€)	Δ **-3,64%** (0,053€)
Substratpreis +10%	Δ **-35,48%** (0,020€)	Δ **-21,82%** (0,043€)
Kalkulationszinssatz +2%	Δ **0%** (0,031€)	Δ **0%** (0,055€)
Inflationsrate +2%	Δ **-116,13%** (-0,005€)	Δ **-47,27%** (0,029€)
Inbetriebnahmejahr 2013	Δ **-9,68%** (0,028€)	Δ **-3,64%** (0,053€)
Externe Wärmenutzung +30%	Δ **+48,39%** (0,046€)	Δ **+18,81%** (0,065€)
Wärmevergütung +2 Cent	Δ **+38,71%** (0,043€)	Δ **+14,55%** (0,063€)

Quelle: Eigene Darstellung

Bei beiden Anlagengrößen hat die Veränderung in der Inflationsrate um 2% den stärksten Einfluss auf den Rückgang im Gewinn pro kWh. Dieser beträgt bei der 200 kW_{el} Anlage -116,13% und bei der 1000 kW_{el} Anlage -47,27%. Der größte Zuwachs im Gewinn pro kWh wird bei beiden Anlagen durch den Anstieg in der externen Wärmenutzung um 30% erreicht. Dieser beträgt bei der kleinen Anlage +48,39% und bei der großen Anlage +18,81%. Keinen Einfluss auf den Gewinn pro kWh hat hingegen die Änderung im Kalkulationszinssatz, da dieser nicht in die Berechnung des Gewinns pro kWh einfließt. Die kleinste Veränderung ist durch den Anstieg der Investitionskosten von 2% zu verzeichnen. Hier

beträgt der Rückgang bei der 200 kW_{el} Anlage -6,45% und bei der 1000 kW_{el} Anlage -1,82%.

In Tabelle 8 sind die prozentualen Veränderungen des Kapitalwertes für die acht Szenarien dargestellt. Auch hier bezieht sich die prozentuale Veränderung auf den Kapitalwert des Ausgangsszenarios.

Tabelle 8: Veränderung des Kapitalwertes zum Ausgangsszenario

Szenario	200 kWel Anlage	1000 kWel Anlage
Ausgangsszenario (Kapitalwert)	424.943,42€	4.940.901,98€
Investitionskosten +10%	Δ **-18,83%** (344.943,42€)	Δ **-5,06%** (4.690.901,98€)
Kosten für Wartung und sonstige Kosten +10%	Δ **-22,43%** (329.618,30€)	Δ **-4,08%** (4.739.252,73€)
Substratpreis +10%	Δ **-51,16%** (207.528,84€)	Δ **-18,71%** (4.016.298,27€)
Kalkulationszinssatz +2%	Δ **-35,84%** (272.633,24€)	Δ **-20,29%** (3.938.234,74€)
Inflationsrate +2%	Δ **-138,18%** (-162.234,35€)	Δ **-42,80%** (2.826.329,61€)
Inbetriebnahmejahr 2013	Δ **-13,45%** (367.791,72€)	Δ **-4,5%** (4.718.623,26€)
Externe Wärmenutzung +30%	Δ **+67,87%** (713.345,01€)	Δ **+20,38%** (5.947.808,20€)
Wärmevergütung +2 Cent	Δ **+52,78%** (649.255,72€)	Δ **+15,85%** (5.724.051,21€)

Quelle: Eigene Darstellung

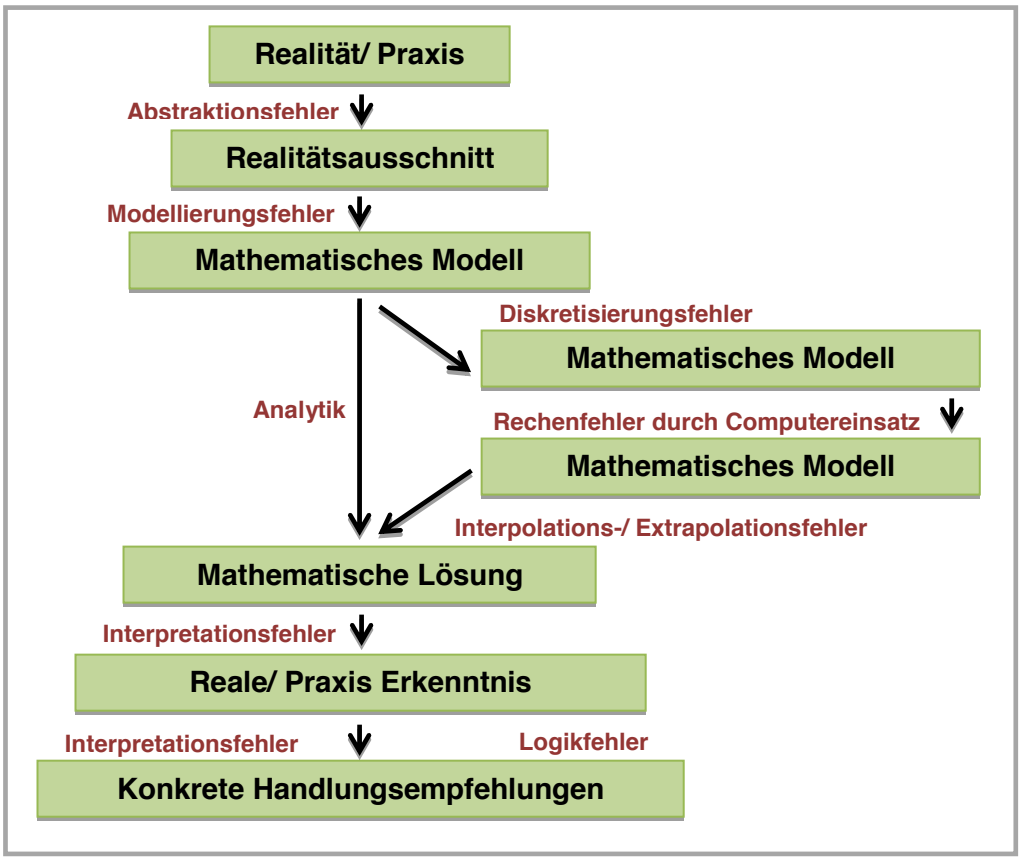
Die stärkste Veränderung im Kapitalwert ist durch den Anstieg in der Inflationsrate um 2% zu beobachten. Bei der kleinen Anlage beträgt dieser -138,18% und bei der großen Anlage -42,80%. Die zweitgrößte Veränderung kann in dem Szenario mit dem Anstieg der externen Wärmenutzung um 30% verzeichnet werden. Der Kapitalwert der kleinen Anlage hat in diesem Fall einen Zuwachs von +67,87% und bei der großen Anlage +20,38%. Bei der 200 kW_{el} Anlage wirkt sich eine Inbetriebnahme in 2013 am geringsten auf den Kapitalwert aus. Die 1000 kW_{el} Anlage hat die kleinste Veränderung im Kapitalwert bei einem Anstieg der Kosten für Wartung und sonstige Kosten um 10%.

Durch die Betrachtung der Ergebnisse in Tabelle 7 und Tabelle 8 wird deutlich, dass die 200 kW_{el} Anlage eine stärkere Anfälligkeit für Veränderungen in der Wirtschaftlichkeit hat als die große Biogasanlage. Dies führt dazu, dass Risiken stärker ins Gewicht fallen und dass Chancen besser genutzt werden können. Bei der großen Anlage können kleinere Schocks problemlos überwunden werden, ohne damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage zu gefährden. Dies hat aber auch zur Folge, dass positive wirtschaftliche Entwicklungen weniger Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben.

4.4 Limitationen der Analyse

Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte quantitative Entscheidungsunterstützungsmodell unterliegt bestimmten Limitationen, die ausreichend beachtet werden müssen. In Abbildung 37 ist dargestellt, welche Fehler ausgehend von der Realität/Praxis runtergebrochen bis zur konkreten Handlungsempfehlung auftreten können. Im Folgenden sollen die wichtigsten Fehlerquellen bezogen auf das vorliegende Tool diskutiert werden.

Abbildung 37: FDSS Limitationen



Quelle: In Anlehnung an Breitner, M.H., (Vorlesung vom 20.10.2011), Folie # 26.

Der Abstraktionsfehler unterläuft bei der Betrachtung des relevanten Realitätsausschnitts. Dadurch, dass der Realitätsausschnitt auf einen bestimmten Sachverhalt beschränkt ist, werden z. B. bestimmte Umweltfaktoren oder wirtschaftliche Zusammenhänge nur unzureichend berücksichtigt, obwohl diese für die Berechnungen signifikant sein könnten. Vom Realitätsausschnitt zum mathematischen Modell unterläuft der Modellierungsfehler. Der Modellierungsfehler könnte zum einen durch die getroffenen Restriktionen im Hinblick auf den Toolaufbau entstehen. Eine Übersicht zu den Restriktionen des Tools kann Tabelle 9 entnommen werden. Zum anderen könnten Modellierungsfehler durch die getroffenen Annahmen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeitsanalyse für die beiden Anlagengrößen entstehen. Dazu gehören z. B. die Annahme zur Bestimmung der Wartungskosten und die angesetzten Substratpreise.

Tabelle 9: Restriktionen des Tools Wirtschaftlichkeitsberechnung

	Restriktionen des Tools
1.	Beschränkung der Substratauswahl auf acht Substrate
2.	Inbetriebnahme nach 2013 nicht möglich
3.	Beschränkung der Nutzungsdauer auf 20 Jahre
4.	Rumpfjahr wird nicht berücksichtigt
5.	Keine Berücksichtigung von Fremdkapitalkosten
6.	Steuern werden vernachlässigt
7.	Keine Berücksichtigung der Kostenveränderung im Zeitverlauf (Substratpreise, Wartungskosten etc.)
8.	Gasaufbereitungsbonus nach dem EEG wird nicht berücksichtigt
9.	Keine Berücksichtigung von Bioabfallvergärung nach dem EEG
10.	Keine Berücksichtigung der Direktvermarktung

Quelle: Eigene Darstellung

Vom mathematischen Modell bis zur mathematischen Lösung können Diskretisierungsfehler auftreten. Diese könnten zum Beispiel dadurch entstehen, wenn bei einem Näherungsverfahren Zwischenergebnisse nur auf eine geringe Anzahl an Nachkommastellen gerundet werden und dadurch das Endergebnis sich vom exakten Wert unterscheidet. Darüber hinaus können vom mathematischen Modell zur mathematischen Lösung Rechenfehler auftreten durch den

Einsatz vom Computer. Bei der Ableitung der Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus der mathematischen Lösung können Interpretationsfehler auftreten d. h., dass die Ergebnisse falsch interpretiert werden könnten und sich daraus falsche Handlungsstrategien ergeben.

4.5 Handlungsstrategien

Im Folgenden sollen Anhand der Ergebnisse aus der Sensitivitätsanalyse Handlungsstrategien für landwirtschaftliche Unternehmen und Fremdkapitalgeber abgeleitet werden.

Dadurch, dass der Ertrag nach dem EEG über die gesamte Laufzeit konstant ist, ist die Sensitivität der beiden Anlagengrößen im Hinblick auf die Kosten und die potenzielle Wärmevergütung für die Wirtschaftlichkeit entscheidend. Wie die Szenario Analyse gezeigt hat reagieren kleinere Biogasanlagen stärker auf Veränderungen in den einzelnen Parametern, als größere Biogasanlagen. Demnach ist es entscheidend wie bei der Planung die Substratkosten und die Kosten für Wartung/ sonstige Kosten sowie die erwartete Inflationsrate angesetzt werden, da das Tool die zukünftigen Volatilitäten in diesen Parametern nicht berücksichtigt. Aufgrund der höheren Sensitivität von kleinen Biogasanlagen ergibt sich im Fall einer günstigen Preisentwicklung (im Sinne von stabilen Kostenentwicklung sowie steigenden Wärmevergütung) ein höheres Potenzial für die Wirtschaftlichkeit der kleinen Anlage, während Preisschocks die Wirtschaftlichkeit der Anlage negativ beeinflussen. Die größere Biogasanlage kann auch bei schlechteren Preisentwicklungen wirtschaftlich betrieben werden. Demnach ist die Investition in eine größere Anlage mit weniger Risiken behaftet. In den untersuchten Szenarien stellt die große Biogasanlage, aufgrund des höheren ROI sowie des größeren Gewinns pro kWh in jedem Fall die bessere Investitionsalternative dar.

Ein landwirtschaftliches Unternehmen sollte dann in eine kleinere Biogasanlage investieren, wenn die erwartete Preis- und Kostenentwicklungen relativ stabil sind oder wenn das landwirtschaftliche Unternehmen sich selbst mit Substraten versorgen kann. Grund hierfür ist, dass der Gewinn aus der Investition in eine kleinere Biogasanlage bei Veränderungen in den Kosten sehr volatil sein kann. Demnach können sich Preisrisiken in hohem Maße auf die Wirtschaftlichkeit der

Anlage auswirken. Für Fremdkapitalgeber gilt es bei einer Investition in eine kleine Biogasanlage zu überprüfen, welchen Risiken die geplante Anlage standhalten kann. Die Entscheidung für die Finanzierung sollte erst nach gründlicher Analyse der Ausstattung der Anlage und ihrer Wirtschaftlichkeit gefällt werden.

Eine große Biogasanlage ist weniger anfällig gegenüber Sensitivitäten. Dadurch können Schocks und negative Kostenentwicklungen besser verkraftet werden und wirken sich geringer auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage aus. Eine Investition in die große Biogasanlage ist somit mit weniger Risiken behaftet. Sofern sich der Betreiber nicht selber mit den benötigten Substraten versorgen kann, sollte bevorzugt in eine große Biogasanlage investiert werden. Auch für Fremdkapitalgeber ist die Investition in eine größere Biogasanlage mit weniger Risiken behaftet. Trotzdem bedarf es auch hier vor der Finanzierung der Überprüfung, ob die Investition unter den gegebenen Bedingungen erfolgsversprechend ist, da in der Praxis nicht alle großen Biogasanlagen gleichermaßen wirtschaftlich sind.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Ausgangspunkt dieser Arbeit war die Forschungsfrage, welchen Einfluss verschiedene Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage haben und welche Rolle die Anlagengröße dabei spielt. Um diese beantworten zu können, wurden zunächst im **zweiten Kapitel** die allgemeinen Grundlagen zur Gewinnung und Nutzung von Biogas vorgestellt. Der erste Abschnitt des Kapitels geht auf die aktuellen Branchenzahlen aus Deutschland ein. Es gibt immer mehr große Biogasanlagen, so dass die durchschnittliche installierte elektrische Leistung stetig ansteigt. Im Abschnitt 2.2 wurden die chemischen Grundlagen zu Biogaserzeugung kurz erläutert. Die anaerobe Fermentation ist ein sehr sensibler Prozess. Viele Parameter wie Temperatur, pH-Wert, Konsistenz der Biomasse, Nährstoffversorgung müssen kontinuierlich gemessen werden, um optimale Bedingungen für Mikroorganismen zu schaffen. Im Abschnitt 2.3 wurden die in deutschen Biogasanlagen meist verwendeten Substrate beschrieben. Deren wichtigsten Eigenschaften sind der Biogasertrag, der Methangehalt sowie der Trockensubstanzgehalt. Je nach Zusammensetzung der Biomasse

schwankt die Gasausbeute. Bei Kofermentation mit z. B. Abfallresten aus Industrie muss die Biomasse hygienisiert werden, um den Gärprozess nicht zu stören und die Felder mit belasteten Gärresten nicht zu verseuchen. Die Wahl der Substrate hängt nicht zuletzt von örtlichen Bedingungen wie dem Vorhandensein von Anbauflächen, naheliegenden Liefermöglichkeiten der Substrate und Lagervoraussetzungen der jeweiligen Stoffe ab. Gülle ist grundsätzlich nicht transportwürdig. Für andere Substrate sind oft große Lagerräume notwendig, um die Versorgung über das ganze Jahr zu sichern oder die Substrate noch vor dem Einsatz vorzubereiten.

Bei der Biogasgewinnung sind verschiedene Anlagenkonzepte denkbar. Im Abschnitt 2.4 wurden Bestandteile einer kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlage dargestellt. Jeder Betrieb benötigt eine Vorgrube, einen Fermenter und einen Gärrestelager. Dennoch ist jede Biogasanlage einmalig. Die Ausführung hängt vor allem vom Investitionswillen der Betreiber und den Nutzungsmöglichkeiten des Biogases ab. Im nächsten Abschnitt wurde das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizkraftwerken und die Einspeisung in das Erdgasnetz erläutert. Es sollte immer darauf geachtet werden, einen maximalen Wirkungsgrad des BHKW bei Strom- und Wärmeerzeugung zu erreichen. Die Wärmenutzung durch naheliegende Wohngebiete oder Betriebe kann die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage bedeutend verbessern. Die Einspeisung in das Erdgasnetz rentiert sich wegen hohen Investitions- und Betriebskosten vor allem für größere Biogasanlagen. Durch die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan kann es beliebig mit Erdgas vermischt werden.

Vor Projektplanung sollten nicht zuletzt die ökologischen und sozialen Vorteile und Nachteile verschiedener Ausführungskonzepte abgewogen werden. Im letzten Abschnitt des Kapitels 2 wurden die Vorteile und Nachteile von Biogas diskutiert. Die Biogasherstellung ist weitgehend CO_2-neutral und unterliegt keinen jahres- und tageszeitlichen oder witterungsbedingten Schwankungen. Die landwirtschaftlichen Biogasanlagen wirken sich positiv auf die wirtschaftliche Situation der Regionen aus. Kritiker bemängeln die intensive Landwirtschaft für die Biomassegewinnung, welche Monokulturen, Boden- und Grundwasserbelastung, sowie Artenrückgang nach sich ziehen kann.

Das **dritte Kapitel** der Arbeit befasste sich mit der Finanzierung von Biogasanlagen unter besonderer Berücksichtigung der EEG Novelle 2012. Die Attraktivität von Investitionsvorhaben in erneuerbare Energien ergibt sich zurzeit vornehmlich aus der staatlichen Förderung. Das mit Abstand wichtigste Instrument zur Förderung regenerativer Energien ist das EEG, welches den Absatzmarkt für Strom aus erneuerbaren Energien reguliert. Die i. d. R. über 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung schafft Investitionssicherheit und ermöglicht auch kleinen und mittleren Unternehmen den Zugang zum Strommarkt. Im Zuge des Energiekonzepts der Bundesregierung wurde das EEG mit Wirkung zum 01.01.2012 letztmalig novelliert. Mit der aktuellen Novelle wurden die Vergütungsstrukturen grundlegend reformiert.

Für Biogasanlagen gibt es ab 2012 eine leistungsabhängige Grundvergütung, die durch zwei neue Einsatzstoffvergütungsklassen ergänzt wird. Während die Einsatzstoffvergütungsklasse 1 die klassischen nachwachsenden Rohstoffe enthält, umfasst die Klasse 2 ökologisch wünschenswerte Stoffe, die dementsprechend höher vergütet werden. Im Gegenzug werden alle bisher gewährten Boni mit Ausnahme des Gasaufbereitungsbonus gestrichen. Für die Vergärung von Gülle in Kleinanlagen sowie die Vergärung von Bioabfällen wurden gesonderte Vergütungsklassen geschaffen.

Trotz erheblicher Kritik seitens der Fachverbände überwiegen die Vorteile der neuen Novelle die Nachteile. Durch die Streichung diverser Boni konnte die Komplexität des Vergütungssystems gegenüber dem EEG 2009 deutlich reduziert werden. Begrüßenswert ist auch die bessere Förderung von Reststoffen, wie Gülle und Bioabfällen, um Nutzungskonkurrenzen zu reduzieren. Im Rahmen der Förderung von kleinen güllebetriebenen Biogasanlagen wird die dezentrale Nutzung der Bioenergie gestärkt. Mit neuen Instrumenten wie der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie wird die Markt- und Systemintegration von Biogas vorangetrieben. Insbesondere die Flexibilitätsprämie bietet die Chance Bioenergie als Regelenergie innerhalb der erneuerbaren Energien zu etablieren. Dadurch kann die Bioenergie dazu beitragen, die starken Schwankungen unterliegende Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie auszugleichen.

Bezüglich der Finanzierungsformen lässt sich festhalten, dass die klassische Unternehmens- und die Projektfinanzierung am weitesten verbreitet sind. Alternative Finanzierungsformen spielen bislang kaum eine Rolle. Die Unternehmensfinanzierung (klassische Kreditfinanzierung) kommt überwiegend bei kleineren und mittleren Biogasanlagen zum Einsatz, die in einen Betrieb integriert sind. Mit zunehmender Anlagengröße gewinnt die Projektfinanzierung an Bedeutung. Die Projektfinanzierung ist in der Regel mit höheren Finanzierungskosten verbunden, bietet auf der anderen Seite aber den Vorteil einer zeitlich beschränkten Haftung der Eigenkapitalgeber gegenüber den kreditgebenden Banken. Im Gegenzug wird das Kreditinstitut in die Gestaltung des Risikomanagements eingebunden. Was neben einem tieferen Einblick in die potentiellen Risiken auch eine bessere Möglichkeit zur Risikovermeidung mit sich bringt.

Um den langfristigen Erfolg einer Biogasanlage zu gewährleisten, bedarf es eines tragfähigen Risikomanagements. Besonders bei der Projektfinanzierung stellt die effiziente Ausgestaltung des Risikomanagements einen wesentlichen Bestandteil der Finanzierungsentscheidung dar, weil der aus dem Projekt erwirtschaftete Cashflow meistens die werthaltigste Sicherheit darstellt. Die Analyse der verschiedenen Risikoarten hat gezeigt, dass sich die meisten Risiken durch die Wahl geeigneter Risikoinstrumente sowie der Allokation von Risiken auf andere Beteiligte wirkungsvoll absichern lassen. Die größte Herausforderung an das Risikomanagement einer Biogasanlage beinhaltet die Begrenzung des Beschaffungsrisikos. Durch die Wahl geeigneter Instrumente lässt sich zwar die termingerechte Beschaffung der Einsatzstoffe in einer genügenden Menge und ausreichenden Qualität gewährleisten. Aufgrund der volatilen Preisentwicklung von Biomasse lässt sich das Preisrisiko jedoch nur kurzfristig absichern.

Darauf aufbauend wurde im **vierten Kapitel** mittels einer toolbasierten Wirtschaftlichkeitsanalyse untersucht, welche einzelnen Parameter Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von einer kleinen und einer großen Biogasanlagen haben. Unter den getroffenen Annahmen hatten im Ergebnis die Veränderung in der Inflationsrate um 2% und der Anstieg in der externen Wärmenutzung um 30% den stärksten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der beiden Biogasanlagen. Die

geringste Veränderung war hingegen bei einem Anstieg in den Investitionskosten um 10% zu beobachten. Es wurde gezeigt, dass die Größe der Biogasanlage auf die Sensitivität der Anlage auswirkt. Demnach waren die Veränderungen in der Wirtschaftlichkeit bei der kleinen Anlage durchweg stärker als bei der großen Anlage. Dies führt dazu, dass bei der kleinen Anlage Risiken stärker ins Gewicht fallen und dass günstige Preisentwicklungen ein höheres Potenzial für die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben. Ein weiteres Ergebnis ist, dass in den untersuchten Szenarien die große Biogasanlage, aufgrund des höheren ROI sowie des größeren Gewinns pro kWh, die bessere Investitionsalternative darstellt als die kleine Anlage.

Ausgehend von den gewonnenen Ergebnissen ist die Investition in eine kleine Biogasanlage nur bei einer stabilen Kostenentwicklung sinnvoll oder wenn der Betreiber die benötigten Substrate selber herstellt (Landwirt). Die Sensitivität einer großen Biogasanlage ist vergleichsmäßig geringer, was dazu führt, dass negative Kostenentwicklungen die Wirtschaftlichkeit weniger stark beeinflussen. In einem volatilen Markt wäre demnach eine Investition in eine große Biogasanlage vorteilhafter.

Bei der Betrachtung der Ergebnisse ist nicht zu vernachlässigen, dass der Bau einer Biogasanlage von sehr vielen unterschiedlichen Faktoren abhängt, die alle ausreichend berücksichtigt werden müssen. Je nachdem welche Annahmen für die Berechnungen getroffen werden, können diese zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Tool dient dazu Handlungsstrategien bezüglich des Investitionsvorhabens in eine Biogasanlage zu geben. Die Qualität der Ergebnisse kann nur dann gesichert werden, wenn valide Prognosen für die durchschnittlichen zukünftige Preise und Kosten getroffen werden.

Auf Grundlage der erzielten Untersuchungsergebnisse ist zu erwarten, dass sich der bisherige Trend zu immer größeren Biogasanlagen fortsetzen wird. Unter der im EEG 2012 gegebenen Vergütungsstruktur lassen sich mit größeren Biogasanlagen Skaleneffekte realisieren, welche die geringere durchschnittliche Vergütung mehr als kompensiert. Daher sind diese Anlagen weniger anfällig für volatile Preisentwicklungen bei den Substraten.

In einer fortführenden Arbeit könnte an den Restriktionen des Tools angeknüpft und darauf aufbauend eine Erweiterung des Tools erstellt werden. Demnach könnte z. B. die Anzahl der auswählbaren Substrate auf alle in der Biomassenverordnung festgelegten Substrate erweitert werden. Ein interessanter Ansatz wäre zudem die Integration eines Optimierungsverfahrens in das Tool. Dieses Verfahren sollte bei gegebenen Inputfaktoren (Größe der Anlage, Kosten der Substrate) eine optimale Substratauswahl treffen, die den Gewinn der Anlage maximiert.

Literaturverzeichnis

Agentur für erneuerbare Energien (2011a): Biogasanlagen in Deutschland 1992-2011, URL: http://www.unendlich-viel-energie.de/de/bioenergie/detailansicht/article/155/biogasanlagen-in-deutschland-1992-2011.html [Stand 11.01.2012].

Agentur für erneuerbare Energien (2011b): Wie funktioniert eine Biogasanlage?, URL: http://www.unendlich-viel-energie.de/de/bioenergie/detailansicht/article/103/wie-funktioniert-eine-biogasanlage.html [Stand 10.01.2012].

Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (2008): Faustzahlen für die Biogaserzeugung, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, URL**:** http://www.lla-bayreuth.de/files/1_Aktuelles/infos/datei/Vergleichszahlen.pdf [Stand 03.01.2012].

Bioenergie Südoldenburg (2011): Lösung der Nährstoffproblematik, URL: http://www.bioenergie-suedoldenburg.de/konzept/massnahmenbereichenetzwerke/loesung-der-naehrstoffproblematik.html [Stand 2.01.2012].

BioProm, Wirtschaftlichkeitsberechnung, URL**:** http://www.bioprom.net/wirtschaftlichkeit.html [Stand 22.12.2011].

Böttcher, J. (2009): Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben, 1. Auflage, München: Oldenbourg Verlag.

Bundeslandwirtschaftsministerium (2011): Grundsätze für die einzelbetriebliche Förderung landwirtschaftlicher Unternehmen, Teil B: Förderung von Investitionen zur Diversifizierung, URL: http://www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Landwirtschaft/Foerderung/GAK-Foerderungsgrundsaetze/2011/GrundsaetzeEinzelbetrieblicheFoerderungTeilB.html [Stand 20.12.2011].

Bundesnetzagentur (2011): Höhe der EEG-Umlage verändert sich 2012 nur geringfügig, Pressemitteilung vom 14.10.2011, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111014_EEG_Umlage.html?nn=65116 [Stand 22.12.2011].

Bundestagsdrucksache 17/6071: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, URL: http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/060/1706071.pdf [Stand 22.12.2011].

Bundestagsdrucksache 17/6085: Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, URL: http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/060/1706085.pdf [Stand 22.12.2011].

Bundesumweltministerium (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010, URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf

Bundesumweltministerium (2011a): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/map_waerme_2011_bf.pdf [Stand 10.10.2012].

Bundesumweltministerium (2011b): Informationen und häufig gestellte Fragen zur EEG Novelle, URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_informationen_faq_bf.pdf [Stand 27.12.2011].

Bundesverband Bioenergie e.V. (2011): Bioenergie bei EEG Novellierung mit blauen Auge davongekommen, Pressemitteilung vom 06.07.2011, URL: http://www.bioenergie.de/index.php?option=com_content&view=article&id=966:ktuell-062011-bioenergie-bei-der-eeg-novellierung-mit-blauem-auge-davongekommen&catid=7:pm-bbe&Itemid=23 [Stand 29.12.2011].

Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (2011): Die Verantwortung wächst**,** Pressemitteilung vom 16.12.2011, URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/F621711626407AE0C12579680030C167?open&WT.mc_id=Pressemeldung-20111216 [Stand 22.12.2011].

Chicago Mercantile Exchange (CME), URL: http://www.cmegroup.com/trading/agricultural/ [Stand 10.01.2012].

Degenhart, H.; Holstenkamp, L. (2011): Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft, 1. Auflage, Wiesbaden: Gabler Verlag.

Deutscher Biogasrat e.V. (2011) : Biogasrat sieht deutlichen Nachbesserungsbedarf beim EEG-Regierungsentwurf, Pressemitteilung vom 29.06.2011, URL: http://www.biogasrat.de/index.php?option=com_content&view=article&id=268%3Abiogasrat-sieht-deutlichen-nachbesserungsbedarf-beim-eeg-regierungsentwurf-&catid=60%3Ablog-unten&Itemid=1 [Stand 29.12.2011].

Eder, B./ Schulz, H. (2007): Biogas-Praxis, Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit, 4. Aufl., Staufen bei Freiburg.

EnergieAgentur.NRW/forseo GmbH (2006): Biogas – Leitfaden für Kreditinstitute, 2. Aufl., URL: http://www.energy-base.org/fileadmin/media/base/downloads/Biogas_Leitfaden_Ib.pdf [Stand 07.01.2012].

Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009): Biogas Messprogramm II, Erstellt durch das Johann Heinrich von Thünen-Institut.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2006): Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2. Aufl., Leipzig.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2010): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung, 5. Aufl., Gülzow.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011a): Basisdaten Bioenergie Deutschland, September 2011, URL: http://www.dlr-eifel.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/a0e8dba46db89ca4c1257625005152bb/25e1d5025583cce1c12579110043bb93/$FILE/Basisdaten_Bioenergie_Deutschland_2011.pdf [Stand 01.01.2012]

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011b): Entwicklung Biogasanlagen, URL: http://www.nachwachsenderohstoffe.de/service/daten-und-fakten/bioenergie/strom/ [Stand 11.01.2012].

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011c): Biogas. Pflanzen, Rohstoffe, Produkte, 7. Aufl., URL: http://www.am.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/a0e8dba46db89ca4c1257625005152bb/25e1d5025583cce1c12579110043bb93/$FILE/Biogas_Pflanzen_Rohstoffe_Produkte.pdf [Stand 25.12.2011].

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2011d): Gärrest, URL: http://www.biogasportal.info/biogas-gewinnung/gaerrest/ [Stand 10.01.2012].

Fachverband Biogas e. V. (2011a): Pressemitteilung 27/11, Biogas 2012 – Neue Herausforderungen für die Branche, URL: http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM_27_11 [Stand 11.01.2011].

Fachverband Biogas e.V. (2011b): Fördermöglichkeiten von Nahwärmenetzen, URL: http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_8AFK53_Foerdermoeglichkeiten_von_Nahwaermenetzen/$file/11-04-14_F%C3%B6rderm%C3%B6glichkeiten%20von%20Nahw%C3%A4rmenetzen_gf.pdf [Stand 29.12.2011].

Fachverband Biogas e.V. (2011c): Bundesrat verabschiedet EEG 2012, Pressemittteilung vom 08.07.2011, URL: http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM_24_11/$file/11-07-08_PM_EEG2012-Bundesrat.pdf [Stand 29.12.2011].

Fachverband Biogas e.V. (2011d): Biogas – Branchenzahlen 2011, URL: http://biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-11-15_Biogas%20Branchenzahlen%202011.pdf [Stand 02.01.2012].

Gas-Magazin (2011): Welche Nachteile Biogas mit sich bringt, URL: http://www.gas-magazin.de/biogas-nachteile/, [Stand 11.01.2012].

Gottwald, T./ G'Giorgis, T. (2010): Europäisches Biogas als Eckpfeiler autarker und ökologischer Energieversorgung, in: Dratwa, F. A./ Ebers, M./ Pohl, A. K. et al. (Hrsg.): Energiewirtschaft in Europa im Spannungsfeld zwischen Klimapolitik, Wettbewerb und Versorgungssicherheit, Heidelberg, S. 23-40.

Greenpeace (2010): Biogas – Fehlentwicklungen korrigieren, URL: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/landwirtschaft/FS_Biogas_03_2011.pdf [Stand 05.01.2012].

Grundmann, P./ Kenkmann, T./ Luckhaus, C. et al. (2006): Biogas in der Landwirtschaft, 3. Überarbeitete und erweiterte Auflage, Potsdam.

Heizungsfinder, Das Blockheizkraftwerk, URL: http://www.heizungsfinder.de/bhkw/ratgeber/stromkennzahl-wirkungsgrad [Stand 25.12.2011].

Hopfensperger, G./ Noack, B./ Onischke, S. (2009):
EnEV-Novelle 2009 und neue Heizkostenverordnung, München.

IWR Bioenergie, URL: http://www.iwr.de/bio/biogas/Checkliste-Biogas-Anlage.html [Stand 22.12.2011].

Kappas, M. (2009): Klimatologie. Klimaforschung im 21. Jahrhundert - Herausforderungen für Natur- und Sozialwissenschaften, Heidelberg.

Kirchner, R. (2011): Vergütung von Biogasanlagen und Biomasseheizkraftwerken nach EEG 2011, URL: http://www.biomasse-nutzung.de/grundvergutung-vergutungsklassen-biogasanlage-eeg-2011-2012/ [Stand 20.12.2011].

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas, URL: http://daten.ktbl.de/biogas/navigation.do?selectedAction=Startseite#start [Stand 25.12.2011].

KWH-Preis (2011): Biogas Pro und Contra, URL: http://www.kwh-preis.de/biogas/biogas-pro-contra [Stand: 05.01.2012].

Land und Forst (2006): Wohin mit der Abwärme?, Zeitung Nr. 44, 2, November 2006, Hannover.

Landwirtschaftliche Rentenbank (2011): Energie vom Land, URL: http://www.rentenbank.de/cms/dokumente/10013159/93041291/Energie_vom_Land.pdf [Stand: 10.11.2011].

Märkl, H./ Friedmann H. (2006): Biogasproduktion, in: Antranikian, G. (Hrsg.): Angewandte Mikrobiologie, Heidelberg, S. 460-489.

Olzem, B. (2011): Biogas im EEG 2012: Wie geht es weiter?, GoingPublic Magazin, Sonderausgabe Cleantech 2011, Jg. 2, S. 54-55.

Schaper, C.; Beitzen-Heineke, C.; Theuvsen, L. (2008): Finanzierung und Organisation landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Eine empirische Untersuchung, in: Yearbook of Socioeconomics in Agriculture 2008, S. 39-74.

Schaumann, G. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung, 4. Aufl., Heidelberg.

Scholvin, F./ Liebetrau, J./ Edelmann, W. (2009): Biogaserzeugung und –nutzung, Grundlagen, in: Kaltschmitt, M./ Hartmann, H./ Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, Heidelberg, S. 851-874.

Übertragungsnetzbetreiber (2011): Pressemitteilung vom 14.10.2011, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/111014_PM_EEG-Umlagex.pdf [Stand 22.12.2011].

Valentin, F.; Buchmüller, C. (2011): Direktvermarktung im EEG 2012 – Neue Wege für Biogasanlagenbetreiber, Biogas Journal, Jg. 14, Nr. 6, S. 126-128.

Weitz, M. (2006): Biokraftstoffe. Potenzial, Zukunftsszenarien und Herstellungsverfahren im wirtschaftlichen Vergleich, Hamburg.

Wolf, E. (2011): Projektfinanzierung von Biogasanlagen. Analyse und Begrenzung der Bankspezifischen Risiken, Hamburg.

Anhangsverzeichnis

Anhang 1: EEG Novelle 2012

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien

(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes
in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung *

(Grundlage: Entwurf der Bundesregierung vom 6. Juni 2011 – BT-Drucks. 17/6071 und Beschluss des Deutschen Bundestages vom 30. Juni 2011 – BT-Drucks. 17/6363)

Änderungen gegenüber der geltenden Rechtslage sind fett-kursiv hervorgehoben

Inhaltsübersicht

Teil 1
Allgemeine Vorschriften

§ 1 Zweck des Gesetzes
§ 2 Anwendungsbereich
§ 3 Begriffsbestimmungen
§ 4 Gesetzliches Schuldverhältnis

Teil 2
Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 5 Anschluss
§ 6 Technische Vorgaben
§ 7 Ausführung und Nutzung des Anschlusses
§ 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung

* Hinweis: Die nachfolgende konsolidierte Fassung ist unverbindlich. Eine Haftung wird nicht übernommen. Verbindlich ist nur die Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt. Anmerkungen können Sie an die Email-Adresse KIIII4@bmu.bund.de schicken.

Abschnitt 2
Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 9 Erweiterung der Netzkapazität
§ 10 Schadensersatz
§ 11 Einspeisemanagement
§ 12 Härtefallregelung

Abschnitt 3
Kosten

§ 13 Netzanschluss
§ 14 Kapazitätserweiterung
§ 15 Vertragliche Vereinbarung

Teil 3
Einspeisevergütung

Abschnitt 1
Allgemeine Vergütungsvorschriften

§ 16 Vergütungsanspruch
§ 17 Verringerung des Vergütungsanspruchs
§ 18 Vergütungsberechnung
§ 19 Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen
§ 20 Absenkungen von Vergütungen und Boni
§ 20a Absenkung der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie
§ 21 Vergütungsbeginn und -dauer
§ 22 Aufrechnung

Abschnitt 2
Besondere Vergütungsvorschriften

§ 23 Wasserkraft
§ 24 Deponiegas
§ 25 Klärgas
§ 26 Grubengas
§ 27 Biomasse
§ 27a Vergärung von Bioabfällen
§ 27b Vergärung von Gülle

§ 27c ***Gemeinsame Vorschriften für gasförmige Energieträger***
§ 28 Geothermie
§ 29 Windenergie
§ 30 Windenergie Repowering
§ 31 Windenergie Offshore
§ 32 Solare Strahlungsenergie
§ 33 Solare Strahlungsenergie ***in***, an oder auf Gebäuden

Teil 3a
Direktvermarktung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 33a Grundsatz, Begriff
§ 33b Formen der Direktvermarktung
§ 33c Pflichten bei der Direktvermarktung
§ 33d Wechsel zwischen verschiedenen Formen
§ 33e Verhältnis zur Einspeisevergütung
§ 33f Anteilige Direktvermarktung

Abschnitt 2
Prämien für die Direktvermarktung

§ 33g Marktprämie
§ 33h Anzulegender Wert bei der Marktprämie
§ 33i Flexibilitätsprämie

Teil 4
Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1
Bundesweiter Ausgleich

§ 34 Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber
§ 35 Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern
§ 36 Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern
§ 37 Vermarktung und EEG-Umlage
§ 38 Nachträgliche Korrekturen
§ 39 Verringerung der EEG-Umlage

Abschnitt 2
Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen

§ 40 Grundsatz
§ 41 Unternehmen des produzierenden Gewerbes
§ 42 Schienenbahnen
§ 43 Antragsfrist und Entscheidungswirkung
§ 44 Auskunftspflicht

Teil 5
Transparenz

Abschnitt 1
Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

§ 45 Grundsatz
§ 46 Anlagenbetreiberinnen und -betreiber
§ 47 Netzbetreiber
§ 48 Übertragungsnetzbetreiber
§ 49 Elektrizitätsversorgungsunternehmen
§ 50 Testierung
§ 51 Information der Bundesnetzagentur
§ 52 Information der Öffentlichkeit

Abschnitt 2
EEG-Umlage und Stromkennzeichnung

§ 53 Ausweisung der EEG-Umlage
§ 54 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage

Abschnitt 3
Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot

§ 55 Herkunftsnachweis
§ 56 Doppelvermarktungsverbot

Teil 6

Rechtsschutz und behördliches Verfahren

§ 57 Clearingstelle

§ 58 Verbraucherschutz

§ 59 Einstweiliger Rechtsschutz

§ 60 Nutzung von Seewasserstraßen

§ 61 Aufgaben der Bundesnetzagentur

§ 62 Bußgeldvorschriften

§ 63 Fachaufsicht

§ 63a Gebühren und Auslagen

Teil 7

Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen

§ 64 Verordnungsermächtigung ***zu Systemdienstleistungen***

§ 64a Verordnungsermächtigung zur Stromerzeugung aus Biomasse

§ 64b Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse

§ 64c Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus

§ 64d Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen

§ 64e Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

§ 64f Weitere Verordnungsermächtigungen

§ 64g Gemeinsame Vorschriften für die Verordnungsermächtigungen

§ 65 Erfahrungsbericht

§ 65a Monitoringbericht

§ 66 Übergangsbestimmungen

Anlagen

Anlage 1: ***Gasaufbereitungs-Bonus***

Anlage 2: ***Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung***

Anlage 3: ***Referenzertrag***

Anlage 4: ***Höhe der Marktprämie***

Anlage 5: ***Höhe der Flexibilitätsprämie***

Teil 1

Allgemeine Vorschriften

§ 1 Zweck des Gesetzes

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,

2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,

3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und

4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.

(3) Das Ziel nach Absatz 2 Nummer 1 dient auch dazu, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen.

§ 2 Anwendungsbereich

Dieses Gesetz regelt

1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,

2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber einschließlich des Verhältnisses zu Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie einschließlich Prämien für die Integration dieses Stroms in das Elektrizitätsversorgungssystem,

3. ***den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen Stroms, für den eine Vergütung oder eine Prämie gezahlt worden ist.***

§ 3 Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Gesetzes ist

1. „Anlage“ jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas gelten auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

2. „Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber“, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt,

2a. „Bemessungsleistung“ einer Anlage der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage,

2b. „Biogas“ Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird,

2c. „Biomethan“ Biogas oder sonstige gasförmige Biomasse, das oder die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist,

2d. „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher liefert,

3. „Erneuerbare Energien“ Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, ***Biomethan,*** Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie,

4. „Generator“ jede technische Einrichtung, die mechanische, chemische, thermische oder elektromagnetische Energie direkt in elektrische Energie umwandelt,

4a. „Gewerbe“ ein nach Art und Umfang in kaufmännischer Weise eingerichteter Geschäftsbetrieb, der unter Beteiligung am allgemeinen wirtschaftlichen Verkehr nachhaltig mit eigener Gewinnerzielungsabsicht betrieben wird,

4b. „Gülle“ alle Stoffe, die Gülle sind im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch die Richtlinie 2010/63/EU (ABl. L 276 vom 20.10.2010, S. 33) geändert worden ist,

4c. „Herkunftsnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Endkunden im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des

Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt wurde,

5. „Inbetriebnahme“ die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme,

5a. „KWK-Anlage“ eine KWK-Anlage im Sinne von § 3 Absatz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,

6. ***„installierte Leistung“ einer Anlage*** die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann,

7. „Netz“ die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung,

8. „Netzbetreiber“ die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,

9. „Offshore-Anlage“ eine Windenergieanlage, die ***auf See*** in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen gemessen von der Küstenlinie aus seewärts errichtet worden ist. Als Küstenlinie gilt die in der Karte Nummer 2920 Deutsche Nordseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., sowie in der Karte Nummer 2921 Deutsche Ostseeküste und angrenzende Gewässer, Ausgabe 1994, XII., des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie im Maßstab 1 : 375 000[*] dargestellte Küstenlinie,

9a. „Speichergas“ jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird,

10. „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ Strom im Sinne von § 3 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes,

11. „Übertragungsnetzbetreiber“ der regelverantwortliche Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen,

12. „Umweltgutachterin oder Umweltgutachter“ eine Person oder Organisation, die nach dem Umweltauditgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 4. September 2002 (BGBl. I S. 3490), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 17. März 2008 (BGBl. I S. 399) geändert worden

---

[*] Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 20359 Hamburg.

ist, in der jeweils geltenden Fassung, als Umweltgutachterin, Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation tätig werden darf,

13. „Unternehmen“ die kleinste rechtlich selbständige Einheit,

14. „Unternehmen des produzierenden Gewerbes“ jedes Unternehmen, das an der zu begünstigenden Abnahmestelle dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008† zuzuordnen ist.

§ 4 Gesetzliches Schuldverhältnis

(1) Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer Verpflichtungen aus diesem Gesetz nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen.

(2) Von den Bestimmungen dieses Gesetzes darf unbeschadet des § 8 Absatz 3 und 3a nicht zu Lasten der Anlagenbetreiberin, des Anlagenbetreibers oder des Netzbetreibers abgewichen werden. Dies gilt nicht für abweichende vertragliche Vereinbarungen zu den §§ 3 bis 33i, 45, 46, 56 und 66 sowie zu den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen, die

1. Gegenstand eines Prozessvergleichs im Sinne des § 794 Absatz 1 Nummer 1 der Zivilprozessordnung sind,

2. dem Ergebnis eines von den Parteien vor der Clearingstelle durchgeführten Verfahrens nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 entsprechen,

3. einer für die Parteien von der Clearingstelle abgegebenen Stellungnahme nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 entsprechen oder

4. einer Entscheidung der Bundesnetzagentur nach § 61 entsprechen.

Teil 2
Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 5 Anschluss

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer ***installierten Leistung***

† Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; auch zu beziehen über www.destatis.de.

von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen.

(3) Der Netzbetreiber ist abweichend von den Absätzen 1 und 2 berechtigt, der Anlage einen anderen Verknüpfungspunkt zuzuweisen. Dies gilt nicht, wenn die Abnahme des Stroms aus der betroffenen Anlage nach § 8 Abs. 1 nicht sichergestellt wäre.

(4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 9 möglich wird.

(5) Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln. In diesem Zeitplan ist anzugeben:

1. in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und

2. welche Informationen die Einspeisewilligen aus ihrem Verantwortungsbereich den Netzbetreibern übermitteln müssen, damit die Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder ihre Planungen nach § 9 durchführen können.

(6) Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeisewilligen nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, Folgendes zu übermitteln:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten,

2. alle Informationen, die Einspeisewillige für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigen, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,

3. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die den Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreibern durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung.

Das Recht der Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber nach § 7 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 1 Nummer 3 übermittelt hat.

§ 6 Technische Vorgaben

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen müssen ihre Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann und

2. die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

1. mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt müssen die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen,

2. mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt müssen

a) die Pflicht nach Absatz 1 Nummer 1 erfüllen oder

b) am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

(3) Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der installierten Leistung im Sinne der Absätze 1 und 2 als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden und

2. innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Entsteht eine Pflicht nach den Absätzen 1 und 2 für eine Anlagenbetreiberin oder einen Anlagenbetreiber erst durch den Zubau von Anlagen einer anderen Anlagenbetreiberin oder eines anderen Anlagenbetreibers, kann sie oder er von dieser anderen Anlagenbetreiberin oder diesem anderen Anlagenbetreiber den Ersatz der daraus entstehenden Kosten verlangen.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases

1. ein neu zu errichtendes Gärrestlager am Standort der Biogaserzeugung technisch gasdicht abgedeckt ist und die hydraulische Verweilzeit in dem gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System mindestens 150 Tage beträgt und

2. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.

Die Anforderung nach Satz 1 Nummer 1 gilt nicht, wenn zur Erzeugung des Biogases ausschließlich Gülle im Sinne des § 2 Satz 1 Nummer 4 des Düngegesetzes eingesetzt wird.

(5) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen müssen sicherstellen, dass am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erfüllt werden.

(6) Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1, 2, 4 oder 5 richten sich bei Anlagen, für deren Stromerzeugung dem Grunde nach ein Anspruch auf Vergütung nach § 16 besteht, nach § 17 Absatz 1. Bei den übrigen Anlagen entfällt der Anspruch der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 8 für die Dauer des Verstoßes gegen Absatz 1, 2, 4 oder 5; Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen verlieren in diesem Fall ihren Anspruch auf Zuschlagszahlung nach § 4 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes oder, soweit ein solcher nicht besteht, ihren Anspruch auf vorrangigen Netzzugang nach § 4 Absatz 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes.

§ 7 Ausführung und Nutzung des Anschlusses

(1) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, den Anschluss der Anlagen sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen zu lassen. ***Für Messstellenbetrieb und Messung gelten die Vorschriften der §§ 21b bis 21h des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf Grund von § 21i des Energiewirtschaftsgesetzes ergangenen Rechtsverordnungen.***

(2) Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 18. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2966) geändert worden ist, entsprechen.

(3) Bei der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas gilt zugunsten der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers § 18 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) entsprechend.

§ 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung

(1) Netzbetreiber sind vorbehaltlich des § 11 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. ***Die Verpflichtung nach Satz 1 und die Verpflichtungen nach § 4 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 4 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind gleichrangig.***

(2) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen auch, wenn die Anlage an das Netz der Anlagenbetreiberin, des Anlagenbetreibers oder einer dritten Person, die nicht Netzbetreiber im Sinne von § 3 Nr. 8 ist, angeschlossen ist und der Strom mittels kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe durch dieses Netz in ein Netz nach § 3 Nr. 7 angeboten wird.

(3) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber und Netzbetreiber unbeschadet des § 12 zur besseren Integration der Anlage in das Netz ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen.

(3a) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber und Netzbetreiber ausnahmsweise auf Grund vertraglicher Vereinbarungen vom Abnahmevorrang abweichen und dies durch die Ausgleichsmechanismusverordnung zugelassen ist.

(4) Die Verpflichtungen zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung treffen im Verhältnis zum aufnehmenden Netzbetreiber, der nicht Übertragungsnetzbetreiber ist,

1. den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber,

2. den nächstgelegenen inländischen Übertragungsnetzbetreiber, wenn im Netzbereich des abgabeberechtigten Netzbetreibers kein inländisches Übertragungsnetz betrieben wird, oder,

3. insbesondere im Fall der Weitergabe nach Absatz 2, jeden sonstigen Netzbetreiber.

Abschnitt 2
Kapazitätserweiterung und Einspeisemanagement

§ 9 Erweiterung der Netzkapazität

(1) Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. ***Dieser Anspruch besteht auch gegenüber Netzbetreibern, an deren Netz die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, sondern auch für vorgelagerte Netze mit einer Spannung bis einschließlich 110 Kilovolt, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen.***

(2) Die Pflicht erstreckt sich auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen.

(3) Der Netzbetreiber ist nicht zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau seines Netzes verpflichtet, soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist.

(4) Die Verpflichtungen nach § 4 Abs. 6 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sowie nach § 12 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes bleiben unberührt.

§ 10 Schadensersatz

(1) Verletzt der Netzbetreiber seine Verpflichtungen aus § 9 Abs. 1, können Einspeisewillige Ersatz des hierdurch entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Netzbetreiber die Pflichtverletzung nicht zu vertreten hat.

(2) Liegen Tatsachen vor, die die Annahme begründen, dass der Netzbetreiber seine Pflicht aus § 9 Abs. 1 nicht erfüllt hat, können Anlagenbetreiberinnen und -betreiber Auskunft von dem Netzbetreiber darüber verlangen, ob und inwieweit der Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes nachgekommen ist. Die Auskunft kann verweigert werden, wenn sie zur Feststellung, ob ein Anspruch nach Absatz 1 vorliegt, nicht erforderlich ist.

§ 11 Einspeisemanagement

(1) Netzbetreiber sind unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 1, Absatz 2 Nummer 1 oder 2 Buchstabe a ausgestattet sind, zu regeln, soweit

1. ***andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Netzengpass entstünde,***

2. ***der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Anlagen zur Stromerzeugung am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, und***

3. ***sie die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.***

Bei der Regelung der Anlagen nach Satz 1 sind Anlagen im Sinne des § 6 Absatz 2 erst nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen zu regeln. Im Übrigen müssen die Netzbetreiber sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, Betreiberinnen und Betreibern von Anlagen nach § 6 Absatz 1 spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Regelung zu unterrichten, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist.

(3) Die Netzbetreiber müssen die von Maßnahmen nach Absatz 1 Betroffenen unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Regelung unterrichten und auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu

können; zu diesem Zweck sind im Fall eines Verlangens nach Satz 1 letzter Halbsatz insbesondere die nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 erhobenen Daten vorzulegen. Die Netzbetreiber können abweichend von Satz 1 Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen nach § 6 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 nur einmal jährlich über die Maßnahmen nach Absatz 1 unterrichten, solange die Gesamtdauer dieser Maßnahmen 15 Stunden pro Anlage im Kalenderjahr nicht überschritten hat; diese Unterrichtung muss bis zum 31. Januar des Folgejahres erfolgen. § 13 Absatz 5 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

§ 12 Härtefallregelung

(1) Wird die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Absatz 1 reduziert, sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiberinnen und Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt, hat die Kosten der Entschädigung zu tragen. Gegenüber den betroffenen Betreiberinnen und Betreibern haftet er gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.

(2) Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

(3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.

Abschnitt 3
Kosten

§ 13 Netzanschluss

(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 oder 2 sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms trägt die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber.

(2) Weist der Netzbetreiber den Anlagen nach § 5 Abs. 3 einen anderen Verknüpfungspunkt zu, muss er die daraus resultierenden Mehrkosten tragen.

§ 14 Kapazitätserweiterung

Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber.

§ 15 Vertragliche Vereinbarung

(1) Netzbetreiber können infolge der Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 entstandene Kosten im nachgewiesenen Umfang bei der Ermittlung des Netzentgelts in Ansatz bringen***, soweit diese Kosten im Hinblick auf § 1 wirtschaftlich angemessen sind.***

(2) Die Kosten unterliegen der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes.

Teil 3
Einspeisevergütung

Abschnitt 1
Allgemeine Vergütungsvorschriften

§ 16 Vergütungsanspruch

(1) Netzbetreiber müssen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten. Dies gilt nur für Strom, der tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(2) Die Verpflichtung nach Absatz 1 besteht auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sie sich auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Die Vergütungshöhe bestimmt sich nach der Höhe der Vergütung, die der Netzbetreiber nach Absatz 1 bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz ohne Zwischenspeicherung an die Anlagenbetreiberin oder den Anlagenbetreiber zahlen müsste. Die Verpflichtung nach Satz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz von erneuerbaren Energien und Speichergasen. Satz 1 gilt nicht bei Strom aus solarer Strahlungsenergie, wenn für diesen Strom eine Vergütung nach § 33 Absatz 2 in Anspruch genommen worden ist.

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, die den Vergütungsanspruch nach Absatz 1 für Strom aus einer Anlage geltend machen, sind verpflichtet, ab diesem Zeitpunkt dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom,

1. für den dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach Absatz 1 besteht,

2. der nicht von ihnen selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird und

3. der durch ein Netz durchgeleitet wird,

zur Verfügung zu stellen, und sie dürfen den in der Anlage erzeugten Strom nicht als Regelenergie vermarkten.

§ 17 Verringerung des Vergütungsanspruchs

(1) Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich auf Null, solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gegen § 6 Absatz 1, 2, 4 oder 5 verstoßen.

(2) Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („MW"),

1. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie den Standort und die installierte Leistung der Anlage nicht übermittelt haben an

   a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder

   b) einen Dritten, der zum Betrieb eines Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Verordnung,

2. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber im Fall der Errichtung eines allgemeinen Anlagenregisters die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister nicht nach Maßgabe einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64e beantragt haben,

3. solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gegen § 16 Absatz 3 verstoßen, mindestens jedoch für die Dauer des gesamten Kalendermonats, in dem ein solcher Verstoß erfolgt ist, und soweit sie den Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt haben oder

4. soweit die Errichtung oder der Betrieb der Anlage dazu dient, die Vorbildfunktion öffentlicher Gebäude auf Grund einer landesrechtlichen Regelung nach § 3 Absatz 4 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zu erfüllen, und wenn die Anlage keine KWK-Anlage ist.

(3) Der Vergütungsanspruch nach § 16 verringert sich ferner auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („MW"), wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, die ihren Strom direkt vermarktet haben, dem Netzbetreiber den Wechsel in die Vergütung nach § 16 nicht nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit § 33d Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 4 übermittelt haben. Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung der Direktvermarktung folgt.

§ 18 Vergütungsberechnung

(1) Die Höhe der Vergütung für Strom, der in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung oder der installierten Leistung der Anlage vergütet wird, bestimmt sich

1. bei den §§ 23 bis 28 jeweils anteilig nach der Bemessungsleistung der Anlage und

2. bei dem § 33 jeweils anteilig nach der installierten Leistung der Anlage

im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert.

(2) In den Vergütungen ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

§ 19 Vergütung für Strom aus mehreren Anlagen

(1) Mehrere Anlagen gelten unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn

1. sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden,

2. sie Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen,

3. der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der ***Bemessungsleistung oder der installierten Leistung*** der Anlage vergütet wird und

4. sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb ***genommen*** worden sind.

Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Anlage zur Erzeugung von Biogas stammt.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber können Strom aus mehreren Generatoren, die gleichartige Erneuerbare Energien ***oder Grubengas*** einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen. In diesem Fall ist für die Berechnung der Vergütungen vorbehaltlich des Absatzes 1 ***die Bemessungsleistung*** jeder einzelnen Anlage maßgeblich.

(3) Wenn Strom aus mehreren Windenergieanlagen, für die sich unterschiedliche Vergütungshöhen errechnen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, erfolgt die Zuordnung der Strommengen zu den Windenergieanlagen im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge.

§ 20 Absenkungen von Vergütungen und Boni

(1) Die Vergütungen und Boni nach den §§ 23 bis 31 gelten unbeschadet des § 66 für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen werden. Sie gelten ferner für Strom aus

Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden, mit der Maßgabe, dass sich die Vergütungen und Boni nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 verringern. Die zum jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt errechneten Vergütungen und Boni gelten jeweils für die gesamte Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2.

(2) Die Vergütungen und Boni verringern sich jährlich zum 1. Januar für Strom aus

1. Wasserkraft (§ 23) ab dem Jahr 2013: um 1,0 Prozent,

2. Deponiegas (§§ 24 und 27c Absatz 2) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent,

3. Klärgas (§§ 25 und 27c Absatz 2) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent,

4. Grubengas (§ 26) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent,

5. Biomasse (§ 27 Absatz 1, §§ 27a, 27b und 27c Absatz 2) ab dem Jahr 2013: um 2,0 Prozent,

6. Geothermie (§ 28) ab dem Jahr 2018: um 5,0 Prozent,

7. Windenergie

a) aus Offshore-Anlagen (§ 31) ab dem Jahr 2018: um 7,0 Prozent und

b) aus sonstigen Anlagen (§ 29) ab dem Jahr 2013: um 1,5 Prozent.

(3) Die jährlichen Vergütungen und Boni werden nach der Berechnung gemäß den Absätzen 1 und 2 auf zwei Stellen nach dem Komma gerundet. Für die Berechnung der Höhe der Vergütungen und Boni des jeweils darauffolgenden Kalenderjahres sind die ungerundeten Werte des Vorjahres zugrunde zu legen.

§ 20a Absenkung der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie

(1) Die Vergütungen nach den §§ 32 und 33 verringern sich für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen werden, nach Maßgabe der Absätze 2 bis 7.

(2) Die Vergütungen nach den §§ 32 und 33 verringern sich vorbehaltlich der Absätze 3 und 4 ab dem Jahr 2012 jährlich zum 1. Januar um 9,0 Prozent gegenüber den jeweils am 1. Januar des Vorjahres geltenden Vergütungssätzen.

(3) Der Prozentsatz nach Absatz 2 erhöht sich ab dem Jahr 2012, sobald die installierte Leistung der zum 30. September des jeweiligen Vorjahres innerhalb der vorangegangenen zwölf Monate nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registrierten Anlagen

1. 3 500 Megawatt überschreitet, um 3,0 Prozentpunkte,

2. 4 500 Megawatt überschreitet, um 6,0 Prozentpunkte,

3. 5 500 Megawatt überschreitet, um 9,0 Prozentpunkte,

4. 6 500 Megawatt überschreitet, um 12,0 Prozentpunkte oder

5. 7 500 Megawatt überschreitet, um 15,0 Prozentpunkte.

(4) Der Prozentsatz nach Absatz 2 verringert sich ab dem Jahr 2012, sobald die installierte Leistung der zum 30. September des jeweiligen Vorjahres innerhalb der vorangegangenen zwölf Monate nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registrierten Anlagen

1. 2 500 Megawatt unterschreitet, um 2,5 Prozentpunkte,

2. 2 000 Megawatt unterschreitet, um 5,0 Prozentpunkte oder

3. 1 500 Megawatt unterschreitet, um 7,5 Prozentpunkte.

(5) Die Vergütungen nach den §§ 32 und 33 verringern sich ab dem Jahr 2012 gegenüber den jeweils am 1. Januar geltenden Vergütungssätzen zusätzlich für Strom aus Anlagen, die nach dem 30. Juni des jeweiligen Jahres und vor dem 1. Januar des Folgejahres in Betrieb genommen werden, wenn die installierte Leistung der nach dem 30. September des Vorjahres und vor dem 1. Mai des jeweiligen Jahres nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 registrierten Anlagen mit dem Wert 12 multipliziert und durch den Wert 7 geteilt

1. 3 500 Megawatt überschreitet, um 3,0 Prozent,

2. 4 500 Megawatt überschreitet, um 6,0 Prozent,

3. 5 500 Megawatt überschreitet, um 9,0 Prozent,

4. 6 500 Megawatt überschreitet, um 12,0 Prozent oder

5. 7 500 Megawatt überschreitet, um 15,0 Prozent.

(6) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Bundesanzeiger

1. jeweils zum 31. Oktober die nach den Absätzen 3 und 4 in Verbindung mit Absatz 2 für das Folgejahr geltenden Prozentsätze und die daraus resultierenden Vergütungen, die jeweils ab dem 1. Januar des Folgejahres gelten,

2. jeweils zum 30. Mai den nach Absatz 5 ermittelten Prozentsatz und die daraus resultierenden Vergütungen, die ab dem 1. Juli des jeweiligen Jahres gelten.

(7) § 20 Absatz 1 Satz 3 und Absatz 3 gilt für die Absätze 1 bis 5 entsprechend.

§ 21 Vergütungsbeginn und -dauer

(1) Die Vergütungen sind ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas erzeugt und in das Netz nach § 8 Absatz 1 oder 2 eingespeist hat oder der Strom erstmals nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist.

(2) Die Vergütungen sind jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Beginn der Frist nach Satz 1 ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme, soweit sich aus den nachfolgenden Vorschriften nichts anderes ergibt.

§ 22 Aufrechnung

(1) Die Aufrechnung von Vergütungsansprüchen der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers nach § 16 mit einer Forderung des Netzbetreibers ist nur zulässig, soweit die Forderung unbestritten oder rechtskräftig festgestellt ist.

(2) Das Aufrechnungsverbot des § 23 Abs. 3 der Niederspannungsanschlussverordnung gilt nicht, soweit mit Ansprüchen aus diesem Gesetz aufgerechnet wird.

Abschnitt 2
Besondere Vergütungsvorschriften

§ 23 Wasserkraft

(1) Für Strom aus Wasserkraft beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 12,7 Cent pro Kilowattstunde,

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 2 Megawatt 8,3 Cent pro Kilowattstunde,

3. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 6,3 Cent pro Kilowattstunde,

4. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 10 Megawatt 5,5 Cent pro Kilowattstunde,

5. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,3 Cent pro Kilowattstunde,

6. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 50 Megawatt 4,2 Cent pro Kilowattstunde und

7. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 50 Megawatt 3,4 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch auf die Vergütung nach Absatz 1 besteht auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden, wenn nach dem 31. Dezember 2011

1. die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen der Anlage erhöht wurde oder

2. die Anlage mit einer technischen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung nach § 6 Absatz 1 Nummer 1 erstmals nachgerüstet wurde.

Der Anspruch auf die Vergütung nach Satz 1 besteht ab dem Abschluss der Maßnahme für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des restlich verbleibenden Teils des Jahres, in dem die Maßnahme nach Satz 1 abgeschlossen worden ist.

(3) Für Strom aus Wasserkraft, der in Anlagen nach Absatz 2 mit einer installierten Leistung von mehr als 5 Megawatt erzeugt wird, besteht der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 nur für den Strom, der der Leistungserhöhung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 zuzurechnen ist. Wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2012 eine installierte Leistung bis einschließlich 5 Megawatt aufwies, besteht für den Strom, der diesem Leistungsanteil entspricht, der Vergütungsanspruch nach der bislang geltenden Regelung.

(4) Der Anspruch auf Vergütung nach den Absätzen 1 und 2 besteht für Anlagen an oberirdischen Gewässern nur, wenn die Wasserkraftnutzung den Anforderungen nach den §§ 33 bis 35 und 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 2 des Wasserhaushaltsgesetzes entspricht. Als Nachweis der Erfüllung der Voraussetzungen des Satzes 1 gilt für Anlagen nach Absatz 1 und, soweit im Rahmen der Maßnahmen nach Absatz 2 eine Neuzulassung der Wasserkraftnutzung erfolgt ist, für Anlagen nach Absatz 2 die Zulassung der Wasserkraftnutzung. Im Übrigen kann die Erfüllung der Voraussetzungen nach Satz 1 wie folgt nachgewiesen werden:

1. durch eine Bescheinigung der zuständigen Wasserbehörde oder

2. durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft, das der Bestätigung durch die zuständige Wasserbehörde bedarf; äußert sich die Behörde innerhalb von zwei Monaten nach Vorlage des Gutachtens nicht, gilt die Bestätigung als erteilt; diese Bestätigung darf nur versagt werden, wenn die Behörde erhebliche Zweifel an der Richtigkeit des Gutachtens hat.

(5) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht ferner nur, wenn die Anlage

1. im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft neu zu errichtenden Staustufe oder Wehranlage oder

2. ohne durchgehende Querverbauung

errichtet worden ist.

(6) Der Anspruch auf Vergütung nach Absatz 1 besteht bei Speicherkraftwerken nur, wenn sie an einem bestehenden Speicher oder einem bestehenden Speicherkraftwerk errichtet worden sind.

§ 24 Deponiegas

Für Strom aus Deponiegas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 8,60 Cent pro Kilowattstunde und

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,89 Cent pro Kilowattstunde.

§ 25 Klärgas

Für Strom aus Klärgas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 6,79 Cent pro Kilowattstunde und

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 5,89 Cent pro Kilowattstunde.

§ 26 Grubengas

(1) Für Strom aus Grubengas beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 6,84 Cent pro Kilowattstunde,

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 4,93 Cent pro Kilowattstunde und

3. ab einer Bemessungsleistung von mehr als 5 Megawatt 3,98 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Pflicht zur Vergütung besteht nur, wenn das Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus stammt.

§ 27 Biomasse

(1) Für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer ***Bemessungsleistung*** von 150 Kilowatt ***14,3*** Cent pro Kilowattstunde,

2. bis einschließlich einer ***Bemessungsleistung*** von 500 Kilowatt ***12,3*** Cent pro Kilowattstunde,

3. bis einschließlich einer ***Bemessungsleistung*** von 5 Megawatt ***11,0*** Cent pro Kilowattstunde und

4. bis einschließlich einer ***Bemessungsleistung*** von 20 Megawatt ***6,0*** Cent pro Kilowattstunde.

Pflanzenölmethylester gilt in dem Umfang, der zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist, als Biomasse.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich,

1. *soweit der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 2 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (Einsatzstoffvergütungsklasse I),*

    a) *bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt um 6,0 Cent pro Kilowattstunde,*

    b) *bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 750 Kilowatt um 5,0 Cent pro Kilowattstunde und*

    c) *bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 4,0 Cent pro Kilowattstunde oder*

    d) *im Fall von Strom aus Rinde oder aus Waldrestholz abweichend von den Buchstaben b und c bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um jeweils 2,5 Cent pro Kilowattstunde,*

2. *soweit der Strom entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag aus Einsatzstoffen der Anlage 3 zur Biomasseverordnung erzeugt wird (Einsatzstoffvergütungsklasse II),*

    a) *bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 8,0 Cent pro Kilowattstunde oder*

    b) *im Fall von Strom aus Gülle im Sinne der Nummern 3, 9, 11 bis 15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung abweichend von Buchstabe a*

        aa) *bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt um 8,0 Cent pro Kilowattstunde und*

        bb) *bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt um 6,0 Cent pro Kilowattstunde.*

(3) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen und nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gelten die Absätze 1 und 2 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 Kilowatt nicht übersteigt.

(4) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht in der dort genannten Höhe nur, wenn und solange

1. *mindestens*

    a) *25 Prozent bis zum Ende des ersten auf die erstmalige Erzeugung von Strom in der Anlage folgenden Kalenderjahres und danach*

    b) *60 Prozent*

des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird; hierbei wird im Fall der Stromerzeugung aus Biogas die Wärme in Höhe von 25 Prozentpunkten des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms zur Beheizung des Fermenters angerechnet, oder

2. *der Strom in Anlagen erzeugt wird, die Biogas einsetzen, und zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle von mindestens 60 Masseprozent eingesetzt wird.*

(5) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 besteht ferner in der dort genannten Höhe nur, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, und für Strom

1. *aus Anlagen, die Biogas einsetzen, nur, wenn der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 60 Masseprozent beträgt,*

2. *aus Anlagen, die Biomethan nach § 27c Absatz 1 einsetzen, abweichend von Absatz 4 nur, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 zu diesem Gesetz erzeugt wird,*

3. *aus Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, nur für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist; flüssige Biomasse ist Biomasse, die zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist.*

(6) Bei erstmaliger Inanspruchnahme des Vergütungsanspruchs nach § 16 und danach jährlich bis zum 28. Februar eines Jahres jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr sind nachzuweisen

1. *die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 2 jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien,*

2. *die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 1 nach Maßgabe der Nummer 2 der Anlage 2 zu diesem Gesetz,*

3. *die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 4 Nummer 2 durch Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien,*

4. *die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 5 Nummer 1 und der Stromanteil aus flüssiger Biomasse nach Absatz 5 Nummer 3 jeweils für das vorangegangene Kalenderjahr durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs,*

5. die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 5 Nummer 2 nach Maßgabe der Nummer 2 der Anlage 2 zu diesem Gesetz.

(7) Der Vergütungsanspruch nach den Absätzen 1 und 2 verringert sich in dem jeweiligen Kalenderjahr insgesamt auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig, wenn die Voraussetzungen der Absätze 4 und 5 nicht nachweislich eingehalten werden. Abweichend von Satz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 nach dem Ende des fünften auf die erstmalige Geltendmachung des Vergütungsanspruchs nach § 16 folgenden Kalenderjahres auf 80 Prozent der Vergütung für jedes folgende Kalenderjahr, für das die Voraussetzungen nach Absatz 4 nicht nachgewiesen werden, sofern alle übrigen erforderlichen Voraussetzungen nachgewiesen werden.

(8) Soweit nach Absatz 5 oder 6 der Nachweis des Vergütungsanspruchs durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs zu führen ist, sind die für den Nachweis nicht erforderlichen personenbezogenen Angaben im Einsatzstoff-Tagebuch von der Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber zu schwärzen.

§ 27a Vergärung von Bioabfällen

(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung in dem jeweiligen Kalenderjahr von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 16,0 Cent pro Kilowattstunde und

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 14,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Für Strom aus Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gilt Absatz 1 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 Kilowatt nicht übersteigt.

(3) Der Vergütungsanspruch nach Absatz 1 besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden.

(4) Die Vergütung nach Absatz 1 kann unbeschadet des § 27c Absatz 2 nicht mit einer Vergütung nach § 27 kombiniert werden.

(5) Im Rahmen des § 27a gelten entsprechend

1. die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach § 27 Absatz 5,

2. § 27 Absatz 5 Nummer 2 und 3 einschließlich der Nachweisregelungen nach Absatz 6 Nummer 4 und 5,

3. § 27 Absatz 7 Satz 1 hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen des § 27a und

4. § 27 Absatz 8.

§ 27b Vergärung von Gülle

(1) Für Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung gewonnen worden ist, beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. die Stromerzeugung am Standort der Biogaserzeugungsanlage erfolgt,

2. die installierte Leistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage insgesamt höchstens 75 Kilowatt beträgt und

3. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Gülle im Sinne der Nummern 9 und 11 bis 15 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 kann nicht mit einer Vergütung nach § 27 kombiniert werden.

(3) Im Rahmen des § 27b gelten entsprechend

1. die Pflicht zur Nachweisführung, welche Biomasse eingesetzt wird und dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden, durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs nach § 27 Absatz 5,

2. § 27 Absatz 5 Nummer 3 einschließlich der Nachweisregelung nach Absatz 6 Nummer 4,

3. § 27 Absatz 7 Satz 1 hinsichtlich der Rechtsfolgen bei nicht nachgewiesener Einhaltung der Vergütungsvoraussetzungen des § 27 b und

4. § 27 Absatz 8.

§ 27c Gemeinsame Vorschriften für gasförmige Energieträger

(1) Aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas gilt jeweils als Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas,

1. soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomethan oder Speichergas entspricht, die an anderer Stelle im Geltungsbereich dieses Gesetzes in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und

2. wenn für den gesamten Transport und Vertrieb des Gases von seiner Herstellung oder Gewinnung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz und seinem Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme verwendet worden sind.

(2) Die Vergütung nach den §§ 24, 25, 27 Absatz 1 und § 27a Absatz 1 erhöht sich für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Deponiegas, Klärgas oder Biomethan gilt, und das vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde, nach Maßgabe der Anlage 1 (Gasaufbereitungs-Bonus).

(3) Für Strom aus Anlagen, die aus einem Erdgasnetz entnommenes Gas einsetzen, das nach Absatz 1 als Biomethan gilt, und die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, gilt Absatz 2 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 Kilowatt nicht übersteigt.

§ 28 Geothermie

(1) Für Strom aus Geothermie beträgt die Vergütung 25,0 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Die Vergütung nach Absatz 1 erhöht sich für Strom, der auch durch Nutzung petrothermaler Techniken erzeugt wird, um 5,0 Cent pro Kilowattstunde.

§ 29 Windenergie

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen beträgt die Vergütung ***4,87*** Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage ***8,93*** Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Diese Frist verlängert sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrags unterschreitet. Referenzertrag ist der errechnete Ertrag der Referenzanlage nach Maßgabe der Anlage ***3*** zu diesem Gesetz. Die Anfangsvergütung erhöht sich für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar ***2015*** in Betrieb genommen worden sind, um ***0,48*** Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen nach ***§ 6 Absatz 5*** nachweislich erfüllen.

(3) Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 50 Kilowatt gelten im Sinne des Absatzes 2 als Anlagen mit einem Ertrag von 60 Prozent ihres Referenzertrags.

§ 30 Windenergie Repowering

(1) Für Strom aus Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen angrenzenden Landkreis eine oder mehrere bestehende Anlagen endgültig ersetzen (Repowering-Anlagen), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro Kilowattstunde, wenn

1. die ersetzten Anlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind,

2. für die ersetzten Anlagen dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung besteht,

3. die installierte Leistung der Repowering-Anlage mindestens das Zweifache der ersetzten Anlagen beträgt und

4. die Anzahl der Repowering-Anlagen die Anzahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigt.

Im Übrigen gilt § 29 entsprechend.

(2) Eine Anlage wird ersetzt, wenn sie höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der Repowering-Anlage vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage außer Betrieb genommen wurde. Der Vergütungsanspruch für die ersetzten Anlagen entfällt endgültig.

§ 31 Windenergie Offshore

(1) Für Strom aus Offshore-Anlagen beträgt die Vergütung 3,5 Cent pro Kilowattstunde (Grundvergütung).

(2) In den ersten zwölf Jahren ab der Inbetriebnahme der Offshore-Anlage beträgt die Vergütung 15,0 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung). Der Zeitraum der Anfangsvergütung nach Satz 1 verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie nach § 3 Nummer 9 Satz 2 entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

(3) Wenn die Offshore-Anlage vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen worden ist und die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies vor Inbetriebnahme der Anlage von dem Netzbetreiber verlangt, erhält sie oder er in den ersten acht Jahren ab der Inbetriebnahme eine erhöhte Anfangsvergütung von 19,0 Cent pro Kilowattstunde. In diesem Fall entfällt der Anspruch nach Absatz 2 Satz 1, während der Anspruch auf die Zahlung nach Absatz 2 Satz 2 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden ist, dass die verlängerte Anfangsvergütung 15,0 Cent pro Kilowattstunde beträgt.

(4) Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17 Absatz 2a Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht

rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich die Vergütung nach den Absätzen 2 und 3, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung.

(5) Die Absätze 1 bis 3 gelten nicht für Strom aus Offshore-Anlagen, deren Errichtung nach dem 31. Dezember 2004 in einem Gebiet der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone oder des Küstenmeeres genehmigt worden ist, das nach § 57 in Verbindung mit § 32 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes oder nach Landesrecht zu einem geschützten Teil von Natur und Landschaft erklärt worden ist. Satz 1 gilt bis zur Unterschutzstellung auch für solche Gebiete, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit der ***Europäischen Kommission*** als Gebiete von gemeinschaftlicher Bedeutung oder als Europäische Vogelschutzgebiete benannt hat.

§ 32 Solare Strahlungsenergie

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie beträgt die Vergütung 21,11 Cent pro Kilowattstunde abzüglich der Verringerung nach § 20a, wenn die Anlage

1. an oder auf einer baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist,

2. auf einer Fläche errichtet worden ist, für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuches durchgeführt worden ist, oder

3. im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist und

a) der Bebauungsplan vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten,

b) der Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 für die Fläche, auf der die Anlage errichtet worden ist, ein Gewerbe- oder Industriegebiet im Sinne der §§ 8 und 9 der Baunutzungsverordnung ausgewiesen hat, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie zu errichten, oder

c) der Bebauungsplan nach dem 1. September 2003 zumindest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden ist und sich die Anlage auf Flächen befindet, die längs von Autobahnen oder Schienenwegen liegen, und sie in einer Entfernung bis zu 110 Metern, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet worden ist.

(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung 22,07 Cent pro Kilowattstunde abzüglich der Verringerung nach § 20a, wenn die Anlage im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans im Sinne des § 30 des Baugesetzbuches errichtet worden ist, der nach dem 1. September 2003 zumin-

dest auch mit dem Zweck der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie aufgestellt worden ist und sich die Anlage

1. auf Flächen befindet, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt waren, oder

2. auf Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung befindet und diese Flächen zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans nicht

a) als Naturschutzgebiet im Sinne des § 23 des Bundesnaturschutzgesetzes oder

b) als Nationalpark im Sinne des § 24 des Bundesnaturschutzgesetzes

rechtsverbindlich festgesetzt worden sind.

(3) Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Grund eines technischen Defekts, einer Beschädigung oder eines Diebstahls am selben Standort ersetzen, gelten abweichend von § 3 Nummer 5 als zu dem Zeitpunkt in Betrieb genommen, zu dem die ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind. Der Vergütungsanspruch für die nach Satz 1 ersetzten Anlagen entfällt endgültig.

§ 33 Solare Strahlungsenergie ***in,*** an oder auf Gebäuden

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die ausschließlich ***in,*** an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, beträgt die Vergütung

1. bis einschließlich einer ***installierten*** Leistung von 30 Kilowatt 28,74 Cent pro Kilowattstunde,

2. bis einschließlich einer ***installierten*** Leistung von 100 Kilowatt 27,33 Cent pro Kilowattstunde,

3. bis einschließlich einer ***installierten*** Leistung von 1 Megawatt 25,86 Cent pro Kilowattstunde und

4. ab einer ***installierten*** Leistung von mehr als 1 Megawatt 21,56 Cent pro Kilowattstunde,

jeweils abzüglich der Verringerung nach § 20a. § 32 Absatz 3 gilt entsprechend.

(2) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt besteht ein Anspruch auf Vergütung, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen, dies nachweisen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Für diesen Strom verringert sich die Vergütung nach Absatz 1

1. um 16,38 Cent pro Kilowattstunde für den Anteil dieses Stroms, der 30 Prozent der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge nicht übersteigt, und

2. um 12,00 Cent pro Kilowattstunde für den Anteil dieses Stroms, der 30 Prozent der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge übersteigt.

Verringert sich die Vergütung nach Satz 2 auf einen Wert kleiner Null, entfällt der Vergütungsanspruch nach Satz 1. Die Sätze 1 und 2 gelten vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 2a nur für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden.

(3) Gebäude sind selbständig benutzbare, überdeckte bauliche Anlagen, die von Menschen betreten werden können und vorrangig dazu bestimmt sind, dem Schutz von Menschen, Tieren oder Sachen zu dienen.

Teil 3a
Direktvermarktung

Abschnitt 1
Allgemeine Vorschriften

§ 33a Grundsatz, Begriff

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f an Dritte veräußern (Direktvermarktung).

(2) Veräußerungen von Strom an Dritte gelten abweichend von Absatz 1 nicht als Direktvermarktung, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas an Dritte veräußern, die den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

§ 33b Formen der Direktvermarktung

Eine Direktvermarktung nach § 33a kann in den folgenden Formen erfolgen:

1. als Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g oder

2. als Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 oder

3. als sonstige Direktvermarktung.

§ 33c Pflichten bei der Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen Strom in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 ferner nur direkt vermarkten, wenn

1. für den direkt vermarkteten Strom

a) unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,

b) kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Absatz 1 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung in Anspruch genommen wird,

2. der direkt vermarktete Strom in einer Anlage erzeugt wird, die mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 ausgestattet ist,

3. die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird und

4. der direkt vermarktete Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, der in derselben Form des § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarktet wird.

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse dürfen abweichend von Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a Strom auch dann direkt vermarkten, wenn der Vergütungsanspruch nach § 16 nur deshalb nicht besteht, weil die Voraussetzungen nach § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 oder § 27c Absatz 3 nicht erfüllt sind.

(4) Die Rechtsfolgen von Verstößen gegen die Absätze 1 und 2 richten sich nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2.

§ 33d Wechsel zwischen verschiedenen Formen

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen zwischen der Vergütung nach § 16 und der Direktvermarktung oder zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung nur zum ersten Kalendertag eines Monats wechseln; dies gilt für

1. den Wechsel von der Vergütung nach § 16 in die Direktvermarktung nach § 33a,

2. den Wechsel zwischen verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b und

3. den Wechsel von der Direktvermarktung nach § 33a in die Vergütung nach § 16.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen einen Wechsel nach Absatz 1 dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mitteilen. In den Fällen des Absatzes 1 Nummer 1 oder Nummer 2 sind auch mitzuteilen:

1. die Form der Direktvermarktung im Sinne des § 33b, in die gewechselt wird, und

2. der Bilanzkreis im Sinne des § 3 Nummer 10a des Energiewirtschaftsgesetzes, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll.

(3) Die Netzbetreiber müssen unverzüglich, spätestens jedoch ab dem 1. Januar 2013, für den Wechsel von Anlagen im Sinne der Absätze 1 und 2 bundesweit einheitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren einschließlich Verfahren für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung und Nutzung der Meldungsdaten zur Verfügung stellen, die den Vorgaben des Bundesdatenschutzgesetzes genügen. Für den elektronischen Datenaustausch nach Maßgabe des Bundesdatenschutzgesetzes ist ein einheitliches Datenformat vorzusehen. Die Verbände der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sind an der Entwicklung der Verfahren und Formate für den Datenaustausch angemessen zu beteiligen.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber Mitteilungen nach Absatz 2 in dem Verfahren und Format nach Absatz 3 übermitteln, sobald diese zur Verfügung gestellt worden sind.

(5) Die Rechtsfolgen von Verstößen von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern gegen Absatz 1 Nummer 1 und 2, Absatz 2 oder 4 richten sich nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2. Für die Dauer der dort jeweils genannten Rechtsfolgen sind auch die jeweils anderen Ansprüche ausgeschlossen.

§ 33e Verhältnis zur Einspeisevergütung

Solange Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber Strom aus ihrer Anlage direkt vermarkten, entfallen der Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 1 und 2 sowie die Pflicht nach § 16 Absatz 3 für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom. Dieser Zeitraum wird auf die Vergütungsdauer nach § 21 Absatz 2 angerechnet.

§ 33f Anteilige Direktvermarktung

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen den in ihrer Anlage erzeugten Strom anteilig auf die Vergütung nach § 16 und die Direktvermarktung nach § 33a oder auf verschiedene Formen der Direktvermarktung nach § 33b verteilen, wenn sie

1. dem Netzbetreiber die Prozentsätze, die sie der Vergütung nach § 16 und den verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b zuordnen, in einer Mitteilung nach § 33d Absatz 2 übermittelt haben und

2. die Prozentsätze nach Nummer 1 nachweislich jederzeit eingehalten haben.

(2) Der Vergütungsanspruch nach § 16 Absatz 1 und 2 sowie die Pflicht nach § 16 Absatz 3 entfallen bei einer Direktvermarktung nach Absatz 1 abweichend von § 33e Satz 1 nur in Höhe des Prozentsatzes des direkt vermarkteten Stroms, und die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können für den verbleibenden Anteil die Vergütung nach § 16 beanspruchen.

(3) Bei Verstößen gegen Absatz 1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 16 für den in der Anlage erzeugten Strom, der nicht direkt vermarktet wird, auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz (MW). Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des Verstoßes gegen Absatz 1 folgt. Im Übrigen richten sich die Rechtsfolgen von Verstößen gegen Absatz 1 nach § 33g Absatz 3 und § 39 Absatz 2.

Abschnitt 2
Prämien für die Direktvermarktung

§ 33g Marktprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, den sie nach § 33b Nummer 1 direkt vermarkten, von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Dies gilt nur für Strom, der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen worden ist; die Größe dieser Strommenge muss dem Netzbetreiber für jeden Monat bis zum zehnten Werktag des jeweiligen Folgemonats übermittelt werden.

(2) Die Höhe der Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet. Die Berechnung erfolgt rückwirkend anhand der für den jeweiligen Kalendermonat tatsächlich festgestellten oder berechneten Werte auf Grund des anzulegenden Werts nach § 33h und nach Maßgabe der Anlage 4 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(3) Der Anspruch nach Absatz 1 entfällt, wenn Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber

1. *gegen § 33c Absatz 1 oder 2 verstoßen,*
2. *dem Netzbetreiber den Wechsel in die Form der Direktvermarktung nach § 33b Nummer 1 nicht nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 oder 2 und Absatz 4 übermittelt haben oder*
3. *gegen § 33f Absatz 1 verstoßen.*

Satz 1 gilt bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des in Nummer 1, 2 oder 3 benannten Verstoßes folgt.

(4) § 22 gilt entsprechend.

§ 33h Anzulegender Wert bei der Marktprämie

Die Marktprämie wird berechnet anhand der Höhe der Vergütung nach § 16, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den §§ 23 bis 33, auch unter Berücksichtigung der §§ 17 bis 21, tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte (anzulegender Wert). Bei der Berechnung des anzulegenden Werts sind § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 und § 27c Absatz 3 nicht anzuwenden.

§ 33i Flexibilitätsprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas können ergänzend zur Marktprämie von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen,

1. ***wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 oder 3 direkt vermarktet wird und für diesen Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,***

2. ***wenn die Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Nummer 1 der Anlage 5 zu diesem Gesetz mindestens das 0,2fache der installierten Leistung der Anlage beträgt,***

3. ***sobald sie den Standort und die installierte Leistung sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldet haben an***

   a) ***die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder***

   b) ***einen Dritten, der zum Betrieb eines allgemeinen Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung und***

4. ***sobald eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist.***

(2) Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung nach Maßgabe der Anlage 5 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(3) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab mitteilen.

(4) Die Flexibilitätsprämie ist für die Dauer von zehn Jahren zu zahlen. Beginn der Frist ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung nach Absatz 3 folgenden Kalendermonats.

(5) § 22 gilt entsprechend.

Teil 4

Ausgleichsmechanismus

Abschnitt 1

Bundesweiter Ausgleich

§ 34 Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber

Netzbetreiber sind verpflichtet, den nach § 16 vergüteten Strom unverzüglich an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weiterzugeben.

§ 35 Ausgleich zwischen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern

(1) ***Vorgelagerte*** Übertragungsnetzbetreiber ***sind*** zur Vergütung der von Netzbetreiber***n*** nach § 16 vergüteten Strommenge entsprechend den §§ ***16*** bis 33 verpflichtet.

(1a) Vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber sind ferner zur Vergütung der Prämien verpflichtet, die Netzbetreiber nach den §§ 33g und 33i gezahlt haben.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, vermiedene Netzentgelte nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung, die nach § 18 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Stromnetzentgeltverordnung nicht an Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gewährt werden und nach § 18 Absatz 2 und 3 der Stromnetzentgeltverordnung ermittelt worden sind, an die vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber auszuzahlen. § 8 Absatz 4 Nummer 2 gilt entsprechend.

(3) Die Zahlungen nach den Absätzen 1 bis 2 sind zu saldieren. Auf die Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.

(4) Zahlt ein Übertragungsnetzbetreiber dem Netzbetreiber eine höhere als in den §§ 16 bis 18 vorgesehene Vergütung oder eine höhere als in den §§ 33g und 33i vorgesehene Prämie, ist er zur Rückforderung des Mehrbetrages verpflichtet. Der Rückforderungsanspruch verjährt mit Ablauf des 31. Dezember des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres; die Pflicht nach Satz 1 erlischt insoweit. Die Sätze 1 und 2 gelten im Verhältnis von aufnehmendem Netzbetreiber und Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber entsprechend, es sei denn, die Zahlungspflicht ergibt sich aus einer vertraglichen Vereinbarung. § 22 Absatz 1 ist auf Ansprüche nach Satz 3 nicht anzuwenden.

§ 36 Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet,

1. den unterschiedlichen Umfang und den zeitlichen Verlauf der nach § 16 vergüteten Strommengen ***zu speichern,***

2. ***die Zahlungen von Vergütungen nach § 16 einschließlich der Vergütung nach § 33 Absatz 2 zu speichern,***

3. die Zahlungen von Prämien nach den §§ 33g und 33i zu speichern,

4. die Strommengen ***nach Nummer 1*** unverzüglich untereinander vorläufig auszugleichen***,***

5. monatliche Abschläge in angemessenem Umfang auf die Zahlungen nach den Nummern 2 und 3 zu entrichten sowie

6. die Strommengen ***nach Nummer 1 und die Zahlungen nach den Nummern 2 und 3*** nach Maßgabe von Absatz 2 abzurechnen.

Bei der Speicherung und Abrechnung der Zahlungen nach Satz 1 Nummer 2, 3 und 5 sind die Saldierungen auf Grund des § 35 Absatz 3 zugrunde zu legen.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln bis zum 31. Juli eines jeden Jahres die Strommenge, die sie im vorangegangenen Kalenderjahr nach § 8 oder § 34 abgenommen und nach § 16 oder § 35 vergütet ***oder nach den §§ 33g und 33i prämiert*** sowie nach Absatz 1 vorläufig ausgeglichen haben, und den Anteil dieser Menge an der gesamten Strommenge, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr an ***Letztverbraucherinnen und*** Letztverbraucher geliefert haben.

(3) Übertragungsnetzbetreiber, die größere Mengen abzunehmen hatten, als es diesem durchschnittlichen Anteil entspricht, haben gegen die anderen Übertragungsnetzbetreiber einen Anspruch auf Abnahme und Vergütung nach den §§ 16 bis 33, bis auch diese Netzbetreiber eine Strommenge abnehmen, die dem Durchschnittswert entspricht.

§ 37 Vermarktung und EEG-Umlage

(1) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen selbst oder gemeinsam den nach den §§ 16 und 35 Absatz 1 vergüteten Strom diskriminierungsfrei, transparent und unter Beachtung der Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarkten.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber können von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung verlangen (EEG-Umlage). Der Anteil ist so zu bestimmen, dass jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede von ihm an eine Letztverbraucherin oder einen Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom dieselben Kosten trägt. Auf die Zahlung der EEG-Umlage sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu entrichten.

(3) Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, sofern dieser

1. von einer dritten Person geliefert wird oder

2. durch ein Netz durchgeleitet wird, es sei denn,

a) der Strom wird zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Speicher aus dem Netz entnommen und zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist oder

b) die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher betreibt die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage.

§ 38 Nachträgliche Korrekturen

Ergeben sich durch

1. Rückforderungen auf Grund von § 35 Absatz 4,

2. eine rechtskräftige Gerichtsentscheidung im Hauptsacheverfahren***,***

3. ein zwischen den Parteien durchgeführtes Verfahren vor der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1,

4. eine für die Parteien abgegebene Stellungnahme der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2,

5. ***Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 61 Absatz 1a*** oder

6. ***einen*** vollstreckbaren Titel, der erst nach der Abrechnung nach § 36 ***Absatz*** 1 ergangen ist,

Änderungen der abzurechnenden Strommenge oder Vergütungs***- oder Prämien***zahlungen, sind diese Änderungen bei der jeweils nächsten Abrechnung zu berücksichtigen.

§ 39 Verringerung der EEG-Umlage

(1) Die EEG-Umlage verringert sich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen in einem Kalenderjahr um 2,0 Cent pro Kilowattstunde, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage, wenn

1. der Strom, den sie an ihre gesamten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, in diesem Kalenderjahr sowie zugleich jeweils in mindestens acht Monaten dieses Kalenderjahres folgende Anforderungen erfüllt:

a) mindestens 50 Prozent des Stroms ist Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 und

b) mindestens 20 Prozent des Stroms ist Strom im Sinne der §§ 29 bis 33;

bei der Berechnung der Anteile nach Halbsatz 1 darf Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 nur bis zu der Höhe des aggregierten Bedarfs der gesamten belieferten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, berücksichtigt werden,

2. ***die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage bis zum 30. September des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres übermittelt haben; hierbei ist auch die Strommenge anzugeben, die die Elektrizitätsversorgungsunternehmen voraussichtlich in dem Kalenderjahr an ihre gesamten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern werden; diese Menge ist auf Grund der Stromlieferungen der ersten Hälfte des vorangegangenen Kalenderjahres abzuschätzen,***

3. ***die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber das Vorliegen der Voraussetzungen nach Nummer 1 nach Maßgabe des § 50 nachweisen und***

4. ***gelieferter Strom im Sinne der Nummer 1 Buchstabe a und b gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes nur dann als erneuerbare Energien ausgewiesen wird, wenn die Eigenschaft des Stroms als erneuerbare Energie nicht getrennt von dem Strom, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, verwendet worden ist.***

(2) Für die Berechnung der Strommengen nach Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a und b darf nur Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas angerechnet werden, wenn die jeweiligen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber

1. ***den Strom nach § 33b Nummer 2 direkt vermarkten,***

2. ***nicht gegen § 33c Absatz 1 oder 2 verstoßen,***

3. ***dem Netzbetreiber den Wechsel in die Form der Direktvermarktung nach § 33b Nummer 2 nach Maßgabe des § 33d Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 oder 2 und Absatz 4 übermittelt haben und***

4. ***nicht gegen § 33f Absatz 1 verstoßen.***

Soweit Strom nicht nach Satz 1 angerechnet werden darf, gilt dies bei der jeweiligen Strommenge für den gesamten Kalendermonat, in dem die Voraussetzungen nach Satz 1 ganz oder teilweise nicht erfüllt sind.

Abschnitt 2
Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen

§ 40 Grundsatz

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt auf Antrag für eine Abnahmestelle ***die EEG-Umlage, die*** von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird***, entsprechend der §§ 41 und 42***. Die Begrenzung erfolgt, um die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu

erhalten, soweit hierdurch die Ziele des Gesetzes nicht gefährdet werden und die Begrenzung mit den Interessen der Gesamtheit der ***Stromverbraucherinnen und*** Stromverbraucher vereinbar ist.

§ 41 Unternehmen des produzierenden Gewerbes

(1) Bei einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes erfolgt die Begrenzung nur, soweit es nachweist, dass und inwieweit

1. im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr

   a) der von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahmestelle ***mindestens 1 Gigawattstunde betragen*** hat,

   b) das Verhältnis der ***von dem Unternehmen zu tragenden*** Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007‡ , ***mindestens 14 Prozent betragen hat***,

   c) ***die EEG-Umlage*** anteilig an das Unternehmen weitergereicht ***wurde*** und

2. eine Zertifizierung erfolgt ist, mit der der Energieverbrauch und die Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet worden sind***; dies gilt nicht für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von unter 10 Gigawattstunden***.

(2) Die ***Erfüllung der*** Voraussetzungen nach Absatz 1 ***Nummer*** 1 ***ist*** durch die Stromlieferungsverträge und die Stromrechnungen für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr sowie ***die*** Bescheinigung einer Wirtschaftsprüferin, eines Wirtschaftsprüfers, ***einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft,*** einer vereidigten Buchprüferin oder eines vereidigten Buchprüfers auf Grundlage des Jahresabschlusses für das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr nachzuweisen. ***Für die Bescheinigungen nach Satz 1 gelten § 319 Absatz 2 bis 4, § 319b Absatz 1, § 320 Absatz 2 und § 323 des Handelsgesetzbuches entsprechend.*** Die Voraussetzung nach Absatz 1 ***Nummer 2*** ist durch die Bescheinigung der Zertifizierungsstelle nachzuweisen.

(2a) Unternehmen, die nach dem 30. Juni des Vorjahres neu gegründet wurden, können abweichend von Absatz 1 Daten über ein Rumpfgeschäftsjahr ***übermitteln***. Absatz 2 gilt entsprechend. Neu gegründete Unternehmen sind nur solche, die ***unter Schaffung von im Wesentlichen neuem Betriebsvermögen ihre Tätigkeit erstmals aufnehmen; sie dürfen*** nicht durch Umwandlung entstanden ***sein***. Als Zeitpunkt der Neugründung gilt der Zeitpunkt, an dem ***erstmals*** Strom zu Produktions- oder Fahrbetriebszwecken abgenommen wird.

(3) Für Unternehmen, deren Strombezug im Sinne von Absatz 1 ***Nummer*** 1 ***Buchstabe a***

1. mindestens 1 Gigawattstunde betragen hat, wird die EEG-Umlage hinsichtlich des an der betreffenden Abnahmestelle im Begrenzungszeitraum selbst verbrauchten Stroms

‡ Amtlicher Hinweis: Zu beziehen beim Statistischen Bundesamt, ***Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden; auch zu beziehen über www.destatis.de***.

a) für den Stromanteil bis einschließlich 1 Gigawattstunde nicht begrenzt,

b) für den Stromanteil über 1 bis einschließlich 10 Gigawattstunden auf 10 Prozent der nach § 37 Absatz 2 ermittelten EEG-Umlage begrenzt,

c) für den Stromanteil über 10 bis einschließlich 100 Gigawattstunden auf 1 Prozent der nach § 37 Absatz 2 ermittelten EEG-Umlage begrenzt und

d) für den Stromanteil über 100 Gigawattstunden auf 0,05 Cent je Kilowattstunde begrenzt oder

2. ***mindestens*** 100 Gigawattstunden ***und*** deren Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung ***mehr als*** 20 Prozent ***betragen hat***, ***wird die nach § 37 Absatz 2 ermittelte EEG-Umlage auf 0,05 Cent je Kilowattstunde begrenzt.***

Die Nachweise sind in entsprechender Anwendung des Absatzes 2 zu führen.

(4) ***Eine*** Abnahmestelle ***ist die Summe aller*** räumlich ***und physikalisch*** zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen ***eines*** Unternehmens***, die sich*** auf einem ***in sich abgeschlossenen*** Betriebsgelände ***befinden und*** über eine oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden ***sind***.

(5) Die Absätze 1 bis 4 gelten für selbständige Teile des Unternehmens entsprechend. ***Ein selbständiger Unternehmensteil liegt nur vor, wenn es sich um einen eigenen Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Teilbetrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens handelt und der Unternehmensteil jederzeit als rechtlich selbständiges Unternehmen seine Geschäfte führen könnte. Für den selbständigen Unternehmensteil sind eine eigene Bilanz und eine eigene Gewinn- und Verlustrechnung in entsprechender Anwendung der für alle Kaufleute geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuches aufzustellen. Die Bilanz und die Gewinn- und Verlustrechnung nach Satz 3 sind in entsprechender Anwendung der §§ 317 bis 323 des Handelsgesetzbuches zu prüfen.***

§ 42 Schienenbahnen

(1) Eine Begrenzung der EEG-Umlage für Schienenbahnen ist nur für die Strommenge möglich, die über 10 Prozent des im Begrenzungszeitraum an der betreffenden Abnahmestelle bezogenen oder selbst verbrauchten Stroms hinausgeht. Die begrenzte EEG-Umlage beträgt 0,05 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Bei Schienenbahnen erfolgt die Begrenzung der EEG-Umlage, sofern diese nachweisen, dass und inwieweit

1. die bezogene Strommenge unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verbraucht wird und mindestens 10 Gigawattstunden beträgt und

2. die EEG-Umlage anteilig an das Unternehmen weitergereicht wurde.

(3) Abnahmestelle im Sinne des Absatzes 1 ist die Summe der Verbrauchsstellen für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr des Unternehmens. § 41 Absatz 2 und 2a gilt entsprechend.

§ 43 Antragsfrist und Entscheidungswirkung

(1) Der Antrag nach § 40 Abs. 1 in Verbindung mit § 41 oder § 42 einschließlich der vollständigen Antragsunterlagen ist jeweils zum 30. Juni des laufenden Jahres zu stellen (***materielle*** Ausschlussfrist). Die Entscheidung ergeht mit Wirkung gegenüber der antragstellenden Person, dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Sie wird zum 1. Januar des Folgejahres mit einer Geltungsdauer von einem Jahr wirksam. Die durch eine vorangegangene Entscheidung hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung des Verhältnisses der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung nach § 41 ***Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b und Absatz 3*** außer Betracht.

(2) Neu gegründete Unternehmen im Sinne des § 41 Abs. 2a können den Antrag abweichend von Absatz 1 Satz 1 bis zum 30. September des laufenden Jahres stellen. Satz 1 gilt für Schienenbahnunternehmen entsprechend.

(3) Der Anspruch des an der betreffenden Abnahmestelle regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers ***auf Zahlung der EEG-Umlage*** gegenüber den betreffenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird entsprechend der Entscheidung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle begrenzt; die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Begrenzungen im Rahmen von § 36 zu berücksichtigen.

§ 44 Auskunftspflicht

Die Begünstigten der Entscheidung nach § 40 haben dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und seinen Beauftragten auf Verlangen Auskunft über alle Tatsachen zu geben, die für die Beurteilung erforderlich sind, ob die Ziele des § 40 Abs. 1 Satz 2 erreicht werden. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse werden gewahrt.

Teil 5
Transparenz

Abschnitt 1
Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten

§ 45 Grundsatz

Anlagenbetreiberinnen, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 34 bis 39 jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den §§ 46 bis 50 genannten, unverzüglich zur Verfügung zu stellen. § 38 gilt entsprechend.

§ 46 Anlagenbetreiberinnen und -betreiber

Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind verpflichtet, dem Netzbetreiber

1. den Standort und die ***installierte*** Leistung der Anlage sowie die Strommenge nach § 33 Abs. 2 mitzuteilen,

2. bei Biomasseanlagen nach ***den §§ 27 bis 27b die Art und Menge der Einsatzstoffe nach § 27 Absatz 1 und 2, den §§ 27a und 27b sowie Angaben zu Wärmenutzungen und eingesetzten Technologien nach § 27 Absatz 4 Nummer 1 und Absatz 5 Nummer 2 und § 27a Absatz 3 oder zu dem Anteil eingesetzter Gülle nach § 27 Absatz 4 Nummer 2 und § 27b Absatz 1 Nummer 3 in der für die Nachweisführung nach den §§ 27 und 27a vorgeschriebenen Weise zu übermitteln und***

3. bis zum 28. Februar eines Jahres die für die Endabrechnung des Vorjahres erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

§ 47 Netzbetreiber

(1) Netzbetreiber, die nicht Übertragungsnetzbetreiber sind, sind verpflichtet,

1. ***ihrem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlich geleisteten Vergütungszahlungen nach § 16, die Prämien nach den §§ 33g und 33i,*** die von den Anlagenbetreiberinnen und ***Anlagen***betreibern ***erhaltenen Meldungen nach § 33d Absatz 2 (jeweils gesondert für die verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b) und die von ihnen*** erhaltenen Angaben nach § 46 ***sowie*** die sonstigen für den bundesweiten Ausgleich erforderlichen Angaben unverzüglich, nachdem sie verfügbar sind, zusammengefasst ***zu übermitteln*** und

2. bis zum 31. Mai eines Jahres mittels Formularvorlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite zur Verfügung stellt, in elektronischer Form die Endabrechnung für das Vorjahr sowohl für jede einzelne Anlage als auch zusammengefasst vorzulegen; § 19 Abs. 2 und 3 gilt entsprechend.

(2) Für die Ermittlung der auszugleichenden Energiemengen und Vergütungszahlungen nach Absatz 1 sind insbesondere erforderlich

1. die Angabe der Spannungsebene, an die die Anlage angeschlossen ist,

2. die Höhe der vermiedenen Netzentgelte nach § 35 Abs. 2,

3. die Angabe, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen von einem nachgelagerten Netz abgenommen hat, und

4. die Angabe, inwieweit der Netzbetreiber die Energiemengen nach Nummer 3 an Letztverbraucherinnen, Letztverbraucher, Netzbetreiber oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgegeben oder sie selbst verbraucht hat.

§ 48 Übertragungsnetzbetreiber

(1) Für Übertragungsnetzbetreiber gilt § 47 entsprechend mit der Maßgabe, dass die Angaben und die Endabrechnung nach § 47 Abs. 1 für Anlagen, die unmittelbar oder mittelbar nach § 8 Abs. 2 an ihr Netz angeschlossen sind, auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen sind.

(2) Übertragungsnetzbetreiber sind ***ferner*** verpflichtet, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die sie regelverantwortlich sind, bis zum 31. Juli eines Jahres die Endabrechnung für ***die EEG-Umlage des jeweiligen Vorjahres*** vorzulegen. § 47 ***Absatz*** 2 gilt entsprechend.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber sind weiterhin verpflichtet,

1. die Daten für die Berechnung der Marktprämie nach Maßgabe der Nummer 3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen,

2. die Daten für den Ausgleichsmechanismus nach Maßgabe des § 7 der Ausgleichsmechanismusverordnung zu veröffentlichen und der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

§ 49 Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich die an Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher gelieferte Energiemenge elektronisch mitzuteilen und bis zum 31. Mai die Endabrechnung für das Vorjahr vorzulegen.

§ 50 Testierung

Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen können verlangen, dass die Endabrechnungen nach § 47 ***Absatz*** 1 ***Nummer*** 2, den §§ 48 und 49 bei Vorlage durch eine Wirtschaftsprüferin, einen Wirtschaftsprüfer, ***eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft,*** eine vereidigte Buchprüferin***,*** einen vereidigten Buchprüfer ***oder eine Buchprüfungsgesellschaft geprüft*** werden. ***Bei der Prüfung sind die höchstrichterliche Rechtsprechung sowie Entscheidungen der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2, die über den Einzelfall hinausgehende Bedeutung haben, und Entscheidungen nach § 57 Absatz 4 zu berücksichtigen. Für die Prüfung nach Satz 1 gelten § 319 Absatz 2 bis 4, § 319b Absatz 1, § 320 Absatz 2 und § 323 des Handelsgesetzbuches entsprechend.***

§ 51 Information der Bundesnetzagentur

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, die Angaben, die sie nach § 46 von den Anlagenbetreiberinnen oder -betreibern erhalten, die Angaben nach § 47 Abs. 2 Nr. 1 und die Endabrechnungen nach § 47 Abs. 1 Nr. 2 sowie ***§ 48 Absatz 2*** einschließlich der zu ihrer Überprüfung erforderlichen Daten zum Ablauf der jeweiligen Fristen der Bundesnetzagentur in elektronischer Form vorzulegen; für Elektrizitätsversorgungsunternehmen gilt dies hinsichtlich der Angaben nach § 49 entsprechend.

(2) ***(aufgehoben)***

(3) Soweit die Bundesnetzagentur Formularvorlagen bereitstellt, sind Netzbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Anlagenbetreiberinnen und -betreiber verpflichtet, die Daten in dieser Form zu übermitteln. Die Daten nach ***Absatz 1*** mit Ausnahme der Strombezugskosten werden dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie von der Bundesnetzagentur für statistische Zwecke sowie die Evaluation des Gesetzes und die ***Berichterstattungen*** nach ***den §***§ 65 ***und 65a*** zur Verfügung gestellt.

§ 52 Information der Öffentlichkeit

(1) Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, auf ihren Internetseiten

1. die Angaben nach den §§ 45 bis 49 unverzüglich nach ihrer Übermittlung und

2. einen Bericht über die Ermittlung der von ihnen nach den §§ 45 bis 49 mitgeteilten Daten unverzüglich nach dem 30. September eines Jahres

zu veröffentlichen und bis zum Ablauf des Folgejahres vorzuhalten; § 48 Abs. 1 bleibt unberührt.

(1a) Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die nach § 35 Absatz 1 vergüteten und nach § 37 Absatz 1 vermarkteten Strommengen nach Maßgabe der Ausgleichsmechanismusverordnung auf einer gemeinsamen Internetseite in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen.

(2) Die Angaben und der Bericht müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die ausgeglichenen Energiemengen und Vergütungszahlungen vollständig nachvollziehen zu können.

Abschnitt 2
EEG-Umlage und Stromkennzeichnung

§ 53 Ausweisung der EEG-Umlage

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind berechtigt, die ***EEG-Umlage*** gegenüber ***Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern auszuweisen, soweit für diesen Strom keine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 40 erfolgt ist***.

(2) Bei der Anzeige ***der EEG-Umlage*** ist deutlich sichtbar und in gut lesbarer Schrift anzugeben, wie viele Kilowattstunden Strom aus ***erneuerbaren*** Energien und aus Grubengas für die Berechnung der ***EEG-Umlage*** zu Grunde gelegt wurden. Die Berechnung der ***EEG-Umlage*** ist so zu begründen, dass sie ohne weitere Informationen nachvollziehbar ist.

§ 54 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage

(1) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 des Energiewirtschaftsgesetzes den nach Absatz 2 berechneten Wert als Anteil in Prozent für „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ auszuweisen.

(2) Der nach Absatz 1 gegenüber ihren Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern auszuweisende Anteil berechnet sich in Prozent, indem die EEG-Umlage, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich für die an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strommenge in einem Jahr gezahlt hat,

1. mit dem EEG-Quotienten nach Absatz 3 multipliziert,

2. danach durch die gesamte in diesem Jahr an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strommenge dividiert und

3. anschließend mit Hundert multipliziert

wird. Der nach Absatz 1 auszuweisende Anteil ist unmittelbarer Bestandteil der gelieferten Strommenge und kann nicht getrennt ausgewiesen oder weiter vermarktet werden.

(3) Der EEG-Quotient ist das Verhältnis der Summe der Strommenge, für die in dem vergangenen Kalenderjahr eine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen wurde, und der Strommenge, die in der Form des § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wurde, zu den gesamten durch die Übertragungsnetzbetreiber erhaltenen Einnahmen aus der EEG-Umlage für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im vergangenen Kalenderjahr gelieferten Strommengen an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen auf einer gemeinsamen Internetplattform in einheitlichem Format bis zum 30. September 2011 und in den folgenden Jahren bis zum 31. Juli den EEG-Quotienten in nicht personenbezogener Form für das jeweils vorangegangene Kalenderjahr.

(4) Die Anteile der nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 und Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes anzugebenden Energieträger sind mit Ausnahme des Anteils für Strom aus „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ entsprechend anteilig für die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher um den nach Absatz 1 auszuweisenden Prozentsatz zu reduzieren.

(5) Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, gegenüber Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern, deren Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage nach den §§ 40 bis 43 begrenzt ist, zusätzlich zu dem Gesamtenergieträgermix einen gesonderten nach den Sätzen 3 und 4 zu berechnenden „Energieträgermix für nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz privilegierte Unternehmen“ auszuweisen. In diesem Energieträgermix sind die Anteile nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes auszuweisen. Der Anteil in Prozent für „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ berechnet sich abweichend von Absatz 2, indem die EEG-Umlage, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich für die in einem Jahr an die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher gelieferte Strommenge gezahlt hat,

1. mit dem EEG-Quotienten nach Absatz 3 multipliziert,

2. danach durch die gesamte an die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher gelieferte Strommenge dividiert und

3. anschließend mit Hundert multipliziert

wird. Die Anteile der anderen nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes anzugebenden Energieträger sind entsprechend anteilig für die jeweilige Letztverbraucherin oder den jeweiligen Letztverbraucher um den nach Satz 3 berechneten Prozentsatz zu reduzieren.

Abschnitt 3
Herkunftsnachweis und Doppelvermarktungsverbot

§ 55 Herkunftsnachweise

(1) Die zuständige Behörde stellt Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern Herkunftsnachweise für Strom aus ***erneuerbaren*** Energien aus. ***Satz 1 gilt nicht für Strom, der nach § 33b Nummer 1 direkt vermarktet oder für den eine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen wird. Die zuständige Behörde*** überträgt ***und*** entwertet Herkunftsnachweise. Ausstellung, Übertragung und Entwertung erfolgen elektronisch und nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach ***§ 64d***; sie müssen vor Missbrauch geschützt sein.

(2) Die zuständige Behörde erkennt auf Antrag nach Maßgabe der Rechtsverordnung nach ***§ 64d*** Herkunftsnachweise für Strom aus ***erneuerbaren*** Energien ***aus dem Ausland*** an. Das gilt nur für Herkunftsnachweise, die ***mindestens die Vorgaben des Artikels*** 15 ***Absatz 6 und 9*** der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) ***erfüllen***. ***Strom, für den ein Herkunftsnachweis nach Satz 1 anerkannt worden ist, gilt als Strom, der nach § 33b Nummer 3 direkt vermarktet wird.***

(3) Die zuständige Behörde richtet eine elektronische Datenbank ein, in der die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen registriert werden (Herkunftsnachweisregister).

(4) Zuständige Behörde im Sinne der Absätze 1 bis 3 ist das Umweltbundesamt.

(5) Herkunftsnachweise sind keine Finanzinstrumente im Sinne des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes.

§ 56 Doppelvermarktungsverbot

(1) Strom aus ***erneuerbaren*** Energien und aus Grubengas sowie in ein Gasnetz eingespeistes Deponie- oder Klärgas sowie Gas aus Biomasse dürfen nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen werden oder entgegen § 34 an eine dritte Person veräußert werden. ***Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas darf insbesondere nicht in mehreren Formen nach § 33b oder mehrfach in dersel-***

ben Form nach § 33b veräußert werden. Die Vermarktung als Regelenergie gilt im Rahmen der Direktvermarktung nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom.

(2) Anlagenbetreiberinnen oder ***Anlagen***betreiber, die eine Vergütung ***nach § 16*** für Strom aus ***erneuerbaren*** Energien oder aus Grubengas in Anspruch nehmen ***oder diesen Strom in den Formen nach § 33b Nummer 1 direkt vermarkten***, dürfen Herkunftsnachweise oder sonstige Nachweise, die die Herkunft des Stroms belegen, für diesen Strom nicht weitergeben. Gibt eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber einen Herkunftsnachweis oder sonstigen Nachweis, der die Herkunft des Stroms belegt, für Strom aus ***erneuerbaren*** Energien oder aus Grubengas weiter, darf für diesen Strom ***weder eine Vergütung nach § 16 noch eine Marktprämie nach § 33g*** in Anspruch genommen werden.

(3) Solange im Rahmen einer gemeinsamen Projektumsetzung nach dem Projekt-Mechanismen-Gesetz für die Emissionsminderungen der Anlage Emissionsreduktionseinheiten erzeugt werden können, darf ***für den*** Strom aus der betreffenden Anlage ***weder eine Vergütung nach § 16 noch eine Prämie nach § 33g oder § 33i in Anspruch genommen werden***.

(4) Unbeschadet des § 62 Absatz 1 Nummer 1 gilt bei Verstößen gegen die Absätze 1 bis 3 Folgendes:

1. ***Der Anspruch auf die Vergütung nach § 16 verringert sich im Fall einer Abnahme des Stroms durch die Netzbetreiber auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts nach Nummer 1.1 der Anlage 4 zu diesem Gesetz („MW“); in sonstigen Fällen entfällt der Anspruch,***

2. ***der Anspruch auf die Marktprämie nach § 33g entfällt,***

3. ***der Strom darf nicht für die Berechnung der Strommengen nach § 39 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe a und b angerechnet werden,***

jeweils für den Zeitraum der Dauer des Verstoßes zuzüglich der darauffolgenden sechs Kalendermonate.

Teil 6
Rechtsschutz und behördliches Verfahren

§ 57 Clearingstelle

(1) Zu diesem Gesetz wird eine Clearingstelle durch eine juristische Person des Privatrechts betrieben, die von dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hierzu beauftragt worden ist.

(2) Aufgabe der Clearingstelle ist die Klärung von Fragen und Streitigkeiten zur Anwendung der §§ 3 bis 33i, 45, 46, 56 und 66 sowie der hierzu auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen (Anwendungsfragen) nach Maßgabe der Absätze 3 und 4. Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben müssen die Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten sowie Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 61 beachtet werden. Ferner sollen die Empfehlungen der Kommission

98/257/EG vom 30. März 1998 betreffend die Grundsätze für Einrichtungen, die für die außergerichtliche Beilegung von Verbraucherrechtsstreitigkeiten zuständig sind (ABl. L 115 vom 17.4.1998, S. 31), und 2001/310/EG vom 4. April 2001 über die Grundsätze für an der einvernehmlichen Beilegung von Verbraucherrechtsstreitigkeiten beteiligte außergerichtliche Einrichtungen (ABl. L 109 vom 19.4.2001, S. 56) berücksichtigt werden. Soweit die Clearingstelle Anwendungsfragen geklärt hat und diese Klärung nicht im Widerspruch zu Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach § 61 steht, richten sich die Rechtsfolgen nach § 4 Absatz 2, § 38 Nummer 3 und 4 sowie § 50 Satz 2; im Übrigen richten sich die Rechtsfolgen der Entscheidungen der Clearingstelle nach den vertraglichen Vereinbarungen zwischen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern sowie Netzbetreibern.

(3) Zur Klärung von Anwendungsfragen zwischen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern sowie Netzbetreibern (Parteien) kann die Clearingstelle

1. *Verfahren zur Klärung der Anwendungsfragen zwischen den Parteien auf ihren gemeinsamen Antrag durchführen,*

2. *Stellungnahmen für die Parteien zu Anwendungsfragen auf ihren gemeinsamen Antrag abgeben oder*

3. *Stellungnahmen für ordentliche Gerichte, bei denen diese Anwendungsfragen rechtshängig sind, auf deren Ersuchen abgeben.*

In den Fällen des Satzes 1 Nummer 1 und 2 findet § 204 Absatz 1 Nummer 11 des Bürgerlichen Gesetzbuchs entsprechende Anwendung. Verfahren nach Satz 1 Nummer 1 können ferner im Einvernehmen der Parteien auch als schiedsrichterliche Verfahren im Sinne des Zehnten Buchs der Zivilprozessordnung durchgeführt werden. Das Recht der Parteien, die ordentlichen Gerichte anzurufen, bleibt unberührt.

(4) Zur Klärung von Anwendungsfragen über den Einzelfall hinaus kann die Clearingstelle Verfahren durchführen, sofern dies mindestens eine Anlagenbetreiberin oder ein Anlagenbetreiber, ein Netzbetreiber oder ein betroffener Verband beantragt und ein öffentliches Interesse an der Klärung dieser Anwendungsfragen besteht. Betroffene Verbände sind zu beteiligen.

(5) Die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 erfolgt nach Maßgabe der Verfahrensordnung, die sich die Clearingstelle selbst gibt; Erlass und Änderungen der Verfahrensordnung bedürfen der vorherigen Zustimmung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Die Wahrnehmung der Aufgaben steht jeweils unter dem Vorbehalt der vorherigen Zustimmung der Parteien oder sonstigen Verfahrensbeteiligten zu der Verfahrensordnung. Sie ist keine Rechtsdienstleistung im Sinne des § 2 Absatz 1 des Rechtsdienstleistungsgesetzes. Eine Haftung der Betreiberin der Clearingstelle für Vermögensschäden, die aus der Wahrnehmung der Aufgaben entstehen, wird ausgeschlossen; dies gilt nicht für Vorsatz.

(6) Die Clearingstelle muss jährlich einen Tätigkeitsbericht über die Wahrnehmung der Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 auf ihrer Internetseite in nicht personenbezogener Form veröffentlichen. Berichtspflichten auf Grund anderer Bestimmungen bleiben hiervon unberührt.

(7) Die Clearingstelle kann nach Maßgabe ihrer Verfahrensordnung Entgelte zur Deckung des Aufwands für Handlungen nach Absatz 3 von den Parteien erheben. Verfahren nach Absatz 4 sind unentgeltlich durchzuführen. Für sonstige Handlungen, die im Zusammenhang mit den Aufgaben nach den Absätzen 2 bis 4 stehen, kann die Clearingstelle zur Deckung des Aufwands Entgelte erheben.

§ 58 Verbraucherschutz

Die §§ 8 bis 14 des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb gelten für Verstöße gegen die §§ 16 bis 33 entsprechend.

§ 59 Einstweiliger Rechtsschutz

(1) Auf Antrag der Anlagenbetreiberin oder des Anlagenbetreibers kann das für die Hauptsache zuständige Gericht bereits vor Errichtung der Anlage unter Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalles durch einstweilige Verfügung regeln, dass die Schuldnerin oder der Schuldner der in den §§ 5, 8, 9 und 16 bezeichneten Ansprüche Auskunft zu erteilen, die Anlage vorläufig anzuschließen, sein Netz unverzüglich zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen, den Strom abzunehmen und hierfür einen als billig und gerecht zu erachtenden Betrag als Abschlagszahlung zu leisten hat.

(2) Die einstweilige Verfügung kann erlassen werden, auch wenn die in den §§ 935, 940 der Zivilprozessordnung bezeichneten Voraussetzungen nicht vorliegen.

§ 60 Nutzung von Seewasserstraßen

Solange Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber den Vergütungsanspruch nach § 16 geltend machen ***oder den Strom in der Form nach § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarkten***, können sie die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone oder das Küstenmeer unentgeltlich für den Betrieb der Anlagen nutzen.

§ 61 Aufgaben der Bundesnetzagentur

(1) Die Bundesnetzagentur hat ***vorbehaltlich weiterer Aufgaben, die ihr in Rechtsverordnungen auf Grund dieses Gesetzes übertragen werden,*** die Aufgabe, zu überwachen, dass

1. Netzbetreiber nur Anlagen nach § 11 regeln, zu deren Regelung sie berechtigt sind,

2. die Übertragungsnetzbetreiber den nach den §§ 16 und 35 vergüteten Strom entsprechend der Vorschriften des § 37 Absatz 1 in Verbindung mit der Ausgleichsmechanismusverordnung vermarkten, die EEG-Umlage ordnungsgemäß ermitteln, festlegen, veröffentlichen und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen berechnen und dass insbesondere den Übertragungs-

netzbetreibern nur die Vergütungen nach den §§ 16 bis 33 sowie die Prämien nach den §§ 33g und 33i berechnet werden und hierbei die Saldierungen nach § 35 Absatz 3 berücksichtigt worden sind sowie dass sich die EEG-Umlage nur für Elektrizitätsversorgungsunternehmen verringert, die die Voraussetzungen nach § 39 erfüllen,

3. die Daten nach § 51 ***übermittelt*** sowie nach § 52 veröffentlicht werden,

4. Dritten ***die EEG-Umlage*** nur nach Maßgabe ***des § 53*** angezeigt ***wird und die Kennzeichnung des nach diesem Gesetz geförderten Stroms nur nach Maßgabe des § 54 erfolgt***.

(1a) Für die Wahrnehmung der Aufgaben nach Absatz 1 Nummer 2 können bei begründetem Verdacht auch bei Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern Kontrollen durchgeführt werden. Das Recht von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern oder Netzbetreibern, die ordentlichen Gerichte anzurufen oder ein Verfahren vor der Clearingstelle nach § 57 Absatz 3 einzuleiten, bleibt unberührt.

(1b) Die Bundesnetzagentur kann unter Berücksichtigung des Zwecks und Ziels nach § 1 Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zu den technischen Einrichtungen nach § 6 Absatz 1 und 2, insbesondere zu den Datenformaten,

2. im Anwendungsbereich des § 11 dazu,

   a) in welcher Reihenfolge die verschiedenen von einer Maßnahme nach § 11 betroffenen Anlagen und KWK-Anlagen geregelt werden,

   b) nach welchen Kriterien der Netzbetreiber über diese Reihenfolge entscheiden muss,

   c) welche Stromerzeugungsanlagen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 auch bei Anwendung des Einspeisemanagements am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten,

3. zur Übermittlung der Daten nach § 17 Absatz 2 Nummer 1 oder § 33i Absatz 1 Nummer 3, zur Abwicklung von Wechseln nach § 33d Absatz 2 und 3, jeweils insbesondere zu Verfahren, Fristen und Datenformaten,

4. zur Berücksichtigung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, der nach § 33 Absatz 2 selbst verbraucht wird, bei den Veröffentlichungspflichten nach § 48 und bei der Berechnung des tatsächlichen Monatsmittelwerts des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie nach Nummer 2.4.2.4 der Anlage 4 zu diesem Gesetz, jeweils insbesondere zu Berechnung oder Abschätzung der Strommengen.

(2) Für die Wahrnehmung der Aufgaben nach ***Absätzen 1 bis 1b*** gelten die Vorschriften des Teils 8 des Energiewirtschaftsgesetzes mit Ausnahme von § 69 Abs. 1 Satz 2, Abs. 10, der §§ 91, 92 und 95 bis 101 sowie des Abschnitts 6 entsprechend.

(3) Die Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach Absatz 2 werden von den Beschlusskammern getroffen; § 59 Abs. 1 Satz 2 und 3, Abs. 2 und 3 sowie § 60 des Energiewirtschaftsgesetzes gelten entsprechend.

§ 62 Bußgeldvorschriften

(1) Ordnungswidrig handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. entgegen § 56 Abs. 1 Strom oder Gas mehrfach verkauft, anderweitig überlässt an eine dritte Person veräußert,

2. einer vollziehbaren Anordnung nach § 61 Abs. 2 in Verbindung mit § 65 Abs. 1 oder 2 oder § 69 Abs. 7 Satz 1 oder Abs. 8 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zuwiderhandelt oder

3. einer Rechtsverordnung

   a) ***nach § 64b Nummer 3***,

   b) nach § 64d Nummer 1

   c) nach § 64d Nummer 3 oder 4,

   d) nach § 64e Nummer 2, 3 oder 4

   oder einer vollziehbaren Anordnung auf Grund einer solchen Rechtsverordnung zuwiderhandelt, soweit die Rechtsverordnung für einen bestimmten Tatbestand auf diese Bußgeldvorschrift verweist.

(2) Die Ordnungswidrigkeit kann in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe c mit einer Geldbuße bis zu fünfzigtausend Euro und in den übrigen Fällen mit einer Geldbuße bis zu ***zweihunderttausend*** Euro geahndet werden.

(3) Verwaltungsbehörde im Sinne des § 36 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über Ordnungswidrigkeiten ist

1. in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 1 und 2 die Bundesnetzagentur,

2. in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe a die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung,

3. in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe b und c das Umweltbundesamt***,***

4. ***in den Fällen des Absatzes 1 Nummer 3 Buchstabe d die Behörde nach § 64e Nummer 2.***

§ 63 Fachaufsicht

Soweit Bundesbehörden Aufgaben nach diesem Gesetz wahrnehmen, unterliegen sie der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Dies gilt nicht für die Fachaufsicht über die Bundesnetzagentur.

§ 63a Gebühren und Auslagen

(1) Für Amtshandlungen nach diesem Gesetz und den auf diesem Gesetz beruhenden Rechtsverordnungen werden zur Deckung des Verwaltungsaufwands Gebühren und Auslagen erhoben. Die gebührenpflichtigen Tatbestände und die Gebührensätze sind durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu bestimmen. Dabei können feste Sätze, auch in Form von Zeitgebühren, oder Rahmensätze vorgesehen und die Erstattung von Auslagen auch abweichend vom Verwaltungskostengesetz geregelt werden.

(2) Zum Erlass von Rechtsverordnungen nach Absatz 1 Satz 2 und 3 sind ermächtigt

1. das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur nach § 61 Absatz 2 oder 3 in Verbindung mit § 65 des Energiewirtschaftsgesetzes,

2. das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium der Finanzen für Amtshandlungen der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung im Zusammenhang mit der Anerkennung von Systemen oder mit der Anerkennung und Überwachung einer unabhängigen Kontrollstelle nach der Rechtsverordnung auf Grund des ***§ 64b***,

3. das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit für Amtshandlungen der zuständigen Behörde im Zusammenhang mit der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung oder Entwertung von Herkunftsnachweisen nach der Rechtsverordnung auf Grund des ***§ 64d***. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann die Ermächtigung durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates auf das Umweltbundesamt übertragen.

Teil 7

Verordnungsermächtigung, Erfahrungsbericht, Übergangsbestimmungen

§ 64 Verordnungsermächtigung ***zu Systemdienstleistungen***

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates ***die Anforderungen nach § 6 Absatz 5 und § 66 Absatz 1 Nummer 8 an Windenergieanlagen zur Verbesserung der Netzintegration und zur Befeuerung (Systemdienstleistungen) zu regeln. Die Rechtsverordnung nach Satz 1 soll insbesondere folgende Anforderungen enthalten, soweit deren Umsetzung wirtschaftlich zumutbar ist:***

1. für Anlagen nach den §§ 29 und 30 Anforderungen

a) an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,

b) an die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung,

c) an die Frequenzhaltung,

d) an das Nachweisverfahren,

e) an den Versorgungswiederaufbau und

f) bei der Erweiterung bestehender Windparks,

2. für Anlagen nach § 66 Absatz 1 Nummer 8 Anforderungen

a) an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall,

b) an die Frequenzhaltung,

c) an das Nachweisverfahren,

d) an den Versorgungswiederaufbau und

e) bei der Nachrüstung von Altanlagen in bestehenden Windparks.

§ 64a Verordnungsermächtigung zur Stromerzeugung aus Biomasse

(1) Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich der §§ 27 bis 27b zu regeln,

1. welche Stoffe als Biomasse gelten,

2. für welche Stoffe eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann, welche energetischen Referenzwerte für die Berechnung dieser Vergütung anzuwenden und in welcher Art nachzuweisen sind und wie die einsatzstoffbezogene Vergütung zu berechnen ist,

3. welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen und

4. welche Umwelt- und Naturschutzanforderungen dabei zu erfüllen sind.

(2) Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates im Anwendungsbereich des § 27c Absatz 1 Nummer 2 Anforderungen an ein Massenbilanzsystem zur Rückverfolgung von aus einem Erdgasnetz entnommenem Gas zu regeln.

§ 64b Verordnungsermächtigung zu Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. zu regeln, dass der Anspruch auf die Vergütung für Strom aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse nur besteht, wenn die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse folgende Anforderungen erfüllt:

a) bestimmte ökologische und sonstige Anforderungen an einen nachhaltigen Anbau und an die durch den Anbau in Anspruch genommenen Flächen, insbesondere zum Schutz natürlicher Lebensräume, von Grünland mit großer biologischer Vielfalt im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG und von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand,

b) bestimmte ökologische und soziale Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung,

c) ein bestimmtes Treibhausgas-Minderungspotenzial, das bei der Stromerzeugung mindestens erreicht werden muss,

2. die Anforderungen nach Nummer 1 einschließlich der Vorgaben zur Ermittlung des Treibhausgas-Minderungspotenzials nach Nummer 1 Buchstabe c zu regeln,

3. festzulegen, wie Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber die Einhaltung der Anforderungen nach den Nummern 1 und 2 nachweisen müssen; dies schließt Regelungen ein

a) zum Inhalt, der Form und der Gültigkeitsdauer dieser Nachweise einschließlich Regelungen zur Anerkennung von Nachweisen, die nach dem Recht der Europäischen Union oder eines anderen Staates als Nachweis über die Erfüllung von Anforderungen nach Nummer 1 anerkannt wurden,

b) zur Einbeziehung von Systemen und unabhängigen Kontrollstellen in die Nachweisführung und

c) zu den Anforderungen an die Anerkennung von Systemen und unabhängigen Kontrollstellen sowie zu den Maßnahmen zu ihrer Überwachung einschließlich erforderlicher Auskunfts-, Einsichts-, Probenentnahme und Weisungsrechte sowie des Rechts der zuständigen Behörde oder unabhängiger Kontrollstellen, während der Geschäfts- oder Betriebszeit Grundstücke, Geschäfts-, Betriebs- und Lagerräume sowie Transportmittel zu betreten, soweit dies für die Überwachung oder Kontrolle erforderlich ist,

4. die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung mit Aufgaben zu betrauen, die die Einhaltung der in der Rechtsverordnung nach den Nummern 1 bis 3 geregelten Anforderungen sicherstellen, insbesondere mit der näheren Bestimmung der in der Rechtsverordnung auf Grund der Nummern 1 und 2 geregelten Anforderungen sowie mit der Wahrnehmung von Aufgaben nach Nummer 3; im Fall einer solchen Betrauung verbleibt die Fachaufsicht über

die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung abweichend von § 63 bei dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz.

§ 64c Verordnungsermächtigung zum Ausgleichsmechanismus

Die Bundesregierung wird ermächtigt, zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. *dass Vorgaben zur Vermarktung des nach diesem Gesetz geförderten Stroms gemacht werden können, einschließlich*

   a) *der Möglichkeit, die Vergütungszahlungen und Transaktionskosten durch finanzielle Anreize abzugelten oder Übertragungsnetzbetreiber an den Gewinnen und Verlusten bei der Vermarktung zu beteiligen,*

   b) *der Überwachung der Vermarktung,*

   c) *Anforderungen an die Vermarktung, Kontoführung und Ermittlung der EEG-Umlage einschließlich von Veröffentlichungs- und Transparenzpflichten, Fristen und Übergangsregelungen für den finanziellen Ausgleich,*

2. *dass die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt werden können, mit Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen zu treffen, die unter angemessener Berücksichtigung des Einspeisevorrangs der Optimierung der Vermarktung des Stroms dienen; dies schließt die Berücksichtigung der durch solche Vereinbarungen entstehenden Kosten im Rahmen des Ausgleichsmechanismus ein, sofern sie volkswirtschaftlich angemessen sind,*

3. *dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden können, insbesondere für die Verrechnung der Verkaufserlöse, der notwendigen Transaktionskosten und der Vergütungszahlungen ein gemeinsames transparentes EEG-Konto zu führen,*

4. *dass die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet werden können, gemeinsam auf Grundlage der prognostizierten Strommengen aus erneuerbaren Energien und Grubengas die voraussichtlichen Kosten und Erlöse einschließlich einer Liquiditätsreserve für das folgende Kalenderjahr und unter Verrechnung des Saldos des EEG-Kontos für das folgende Kalenderjahr eine bundesweit einheitliche EEG-Umlage zu ermitteln und in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen,*

5. *dass die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber ganz oder teilweise auf Dritte übertragen werden können; dies schließt Regelungen für das hierfür durchzuführende Verfahren einschließlich der Ausschreibung der von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des bundesweiten Ausgleichs erbrachten Dienstleistungen oder der EEG-Strommengen sowie die Möglichkeit ein, die Aufgabenwahrnehmung durch Dritte abweichend von jener durch die Übertragungsnetzbetreiber zu regeln,*

6. die erforderlichen Anpassungen an die Regelungen der Direktvermarktung sowie die erforderlichen Anpassungen der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen, der Regelung zur nachträglichen Korrekturmöglichkeit, der Befugnisse der Bundesnetzagentur, der Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten sowie der EEG-Umlage an den weiterentwickelten Ausgleichsmechanismus.

§ 64d Verordnungsermächtigung zu Herkunftsnachweisen

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates

1. die Anforderungen zu regeln an

a) die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 55 Absatz 1,

b) die Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen, die vor der Inbetriebnahme des Herkunftsnachweisregisters ausgestellt worden sind, sowie

c) die Anerkennung von Herkunftsnachweisen nach § 55 Absatz 2,

2. den Inhalt, die Form und die Gültigkeitsdauer der Herkunftsnachweise festzulegen,

3. das Verfahren für die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen zu regeln sowie festzulegen, wie Antragsteller dabei die Einhaltung der Anforderungen nach Nummer 1 nachweisen müssen,

4. die Ausgestaltung des Herkunftsnachweisregisters nach § 55 Absatz 3 zu regeln sowie festzulegen, welche Angaben an das Herkunftsnachweisregister übermittelt werden müssen und wer zur Übermittlung verpflichtet ist; dies schließt Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten ein,

5. abweichend von § 55 Absatz 5 zu regeln, dass Herkunftsnachweise Finanzinstrumente im Sinne des § 1 Absatz 11 des Kreditwesengesetzes oder des § 2 Absatz 2b des Wertpapierhandelsgesetzes sind,

6. abweichend von § 54 im Rahmen der Stromkennzeichnung die Ausweisung von Strom zu regeln, für den eine Vergütung nach § 16 in Anspruch genommen oder der in der Form des § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wird; hierbei kann insbesondere abweichend von § 55 Absatz 1 auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für diesen Strom an die Übertragungsnetzbetreiber geregelt werden,

7. abweichend von § 55 Absatz 4 eine juristische Person des öffentlichen Rechts mit den Aufgaben nach § 55 Absatz 1 bis 3, insbesondere mit der Einrichtung und dem Betrieb des Herkunftsnachweisregisters sowie mit der Ausstellung, Anerkennung, Übertragung oder Entwer-

tung von Herkunftsnachweisen einschließlich der Vollstreckung der hierzu ergehenden Verwaltungsakte zu betrauen oder in entsprechendem Umfang eine juristische Person des Privatrechts zu beleihen und hierzu die Einzelheiten, einschließlich der Rechts- und Fachaufsicht durch das Umweltbundesamt, zu regeln.

§ 64e Verordnungsermächtigung zum Anlagenregister

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. *die Einrichtung und den Betrieb eines öffentlichen Verzeichnisses, bei dem Anlagen zu registrieren sind (Anlagenregister),*

2. *die Verpflichtung von einer oder mehreren juristischen Personen des Privatrechts zum Betrieb dieses Anlagenregisters einschließlich der Überwachung durch die zuständige Bundesoberbehörde und der Vorgaben hierzu sowie der Regelung der zuständigen Bundesoberbehörde,*

3. *die Ausgestaltung dieses Anlagenregisters; hierbei kann auch festgelegt werden,*

   a) *welche Angaben an das Anlagenregister übermittelt werden müssen, einschließlich der Fristen sowie der Anforderungen an die Art, die Formate, den Umfang und die Aufbereitung der zu liefernden Daten,*

   b) *wer zur Übermittlung verpflichtet ist,*

   c) *dass die Registrierung bei einem Dritten erfolgen muss, der zur Übermittlung an den Betreiber des Anlagenregisters verpflichtet ist,*

   d) *dass die Angaben mit den Daten des Herkunftsnachweisregisters nach § 55 Absatz 3 oder mit anderen Registern abgeglichen werden, die auf Grund dieses Gesetzes oder einer hierauf erlassenen Rechtsverordnung eingerichtet werden,*

   e) *dass im Fall eines Betriebs des Anlagenregisters durch juristische Personen des Privatrechts*

      aa) *die Daten an die Bundesnetzagentur und nach Maßgabe des § 51 Absatz 3 Satz 2 an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie übermittelt werden müssen, soweit dies für die Erfüllung ihrer Aufgaben nach diesem Gesetz erforderlich ist,*

      bb) *Entgelte erhoben werden können, einschließlich Festlegung, Ausgestaltung und Bemessungsgrundlage der Entgelte,*

4. die Pflicht der Netzbetreiber, die jeweilige Ist-Einspeisung von Anlagen, die im Anlagenregister registriert sind und die mit technischen Einrichtungen im Sinne von § 6 Absatz 1 Nummer 2 ausgestattet sind, abzurufen und diese Daten an das Anlagenregister zu übermitteln, einschließlich der Fristen sowie der Anforderungen an die Art, die Formate, den Umfang und die Aufbereitung der zu liefernden Daten,

5. Regelungen zum Schutz personenbezogener Daten im Zusammenhang mit den nach den Nummern 3 und 4 zu übermittelnden Daten,

6. das Verhältnis zu den Übermittlungs- und Veröffentlichungspflichten nach den §§ 45 bis 51; hierbei kann insbesondere geregelt werden,

a) in welchem Umfang Daten, die in dem Anlagenregister erfasst und veröffentlicht werden, ab dem Zeitpunkt ihrer Veröffentlichung nicht mehr nach den §§ 45 bis 52 übermittelt und veröffentlicht werden müssen,

b) in welchem Umfang § 51 Absatz 2 auch für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gilt, die Strom in den Formen nach § 33b Nummer 1 oder Nummer 3 direkt vermarkten, oder unter welchen Voraussetzungen § 51 Absatz 2 nicht für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber gilt, die Strom in der Form nach § 33b Nummer 2 direkt vermarkten.

§ 64f Weitere Verordnungsermächtigungen

Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln:

1. das Berechnungsverfahren für die Entschädigung nach § 12 Absatz 1, insbesondere ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der jeweils entgangenen Einnahmen und ersparten Aufwendungen, sowie ein Nachweisverfahren für die Abrechnung im Einzelfall,

2. eine Erhöhung oder Verringerung der Vergütung nach § 16 für Strom, der zu bestimmten festzulegenden Zeiten eingespeist wird; dies gilt nicht für Strom aus Wasserkraft, Windenergie und solarer Strahlungsenergie; bei der Bestimmung der maßgeblichen Zeiten kann insbesondere an Tageszeiten oder an Zeiten bestimmter Börsenpreise angeknüpft werden,

2a. im Anwendungsbereich der Vergütung von Strom aus Anlagen nach § 33 Absatz 1, den die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen, abweichend von § 33 Absatz 2

a) die zeitliche Geltung der Vergütung und die Vergütungsdauer,

b) die Vergütungshöhe; hierbei kann auch die Unterscheidung nach Eigenverbrauchsanteilen abweichend festgesetzt oder aufgehoben werden, und es können für verschiedene Bemessungsleistungen oder für Anlagen mit verschiedener installierter Leistung verschiedene Vergütungen festgesetzt werden,

c) Vergütungsvoraussetzungen, insbesondere technische Anforderungen an die Anlagen oder an die Messeinrichtungen sowie sonstige Anforderungen an die Erzeugung, Messung, Speicherung oder Nutzung des Stroms aus diesen Anlagen,

d) den Nachweis der Voraussetzungen nach Buchstabe c,

3. für die Berechnung der Marktprämie nach § 33g die Höhe der Managementprämie („P_M“) abweichend von den Nummern 2.1.2, 2.2.3, 2.3.4 oder 2.4.3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz für Strom, der nach dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung direkt vermarktet wird, auch aus Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung erstmals die Marktprämie in Anspruch genommen haben; hierbei können verschiedene Werte für verschiedene Energieträger oder für Vermarktungen auf verschiedenen Märkten oder auch negative Werte festgesetzt werden, und es kann festgesetzt werden, dass die Daten bei der Veröffentlichung nach § 48 Absatz 3 Nummer 1 in Verbindung mit Nummer 3 der Anlage 4 zu diesem Gesetz zu berücksichtigen sind,

4. für die Flexibilitätsprämie nach § 33i oder § 66 Absatz 1 Nummer 11:

a) die Höhe und die Berechnung der zusätzlich bereitgestellten installierten Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom aus Biogas („P_{Zusatz}“) einschließlich des Korrekturfaktors („f_{Kor}“) abweichend von Nummer 2.2 der Anlage 5 zu diesem Gesetz; hierbei können auch verschiedene Werte für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 oder nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden, festgesetzt werden,

b) die Höhe der Kapazitätskomponente („KK“) abweichend von Nummer 2.3 der Anlage 5 zu diesem Gesetz; hierbei können auch verschiedene Werte für verschiedene Formen von Biomasse oder für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 oder nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen wurden, festgesetzt werden,

c) die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, die

aa) ihren Strom abweichend von § 33i Absatz 1 Nummer 1 in anderen Formen des § 33b direkt vermarkten oder die die Vergütung nach § 16 in Anspruch nehmen oder

bb) Strom aus anderen Formen von Biomasse als Biogas erzeugen,

jeweils einschließlich Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten, die von den Bestimmungen des § 33i oder der Anlage 5 zu diesem Gesetz abweichen können,

5. im Anwendungsbereich des § 39

a) abweichend von § 39 Absatz 1 die Voraussetzungen für die Verringerung der EEG-Umlage, insbesondere abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 1 die Anteile, zu denen

der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher gelieferte Strom mindestens Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 sein muss, damit die Verringerung der EEG-Umlage in Anspruch genommen werden kann; hierbei können verschiedene Anteile für die einzelnen erneuerbaren Energien und Grubengas festgesetzt werden,

b) den Nachweis der Voraussetzungen nach § 39 Absatz 1 Nummer 1,

6. zur weiteren Verbesserung der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien insbesondere:

a) finanzielle Anreize für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Netzbetreiber oder Dritte, denen die Vermarktung der Strommengen auf Grund der Rechtsverordnung nach § 11 Nummer 4 der Ausgleichsmechanismusverordnung übertragen worden ist, für eine verbesserte Markt-, System- oder Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas, insbesondere für eine bedarfsgerechte Einspeisung von Strom, der nach § 16 vergütet oder nach § 33a direkt vermarktet wird,

b) die Anspruchsvoraussetzungen, Ausgestaltung und Abrechnungsmodalitäten der finanziellen Anreize nach Buchstabe a; hierbei kann auch geregelt werden,

aa) unter welchen Voraussetzungen für diesen Strom die Vergütung nach § 16 oder die Marktprämie nach § 33g ganz oder teilweise in Anspruch genommen werden kann,

bb) unter welchen Voraussetzungen der Strom direkt vermarktet werden kann,

cc) wie der Strom zu kennzeichnen ist, insbesondere inwieweit hierbei Herkunftsnachweise verwendet werden können,

dd) dass von den Voraussetzungen für die Direktvermarktung nach Teil 3a abgewichen werden kann,

7. ergänzend zu Anlage 3 Vorschriften zur Ermittlung und Anwendung des Referenzertrages.

§ 64g Gemeinsame Vorschriften für die Verordnungsermächtigungen

(1) Die Rechtsverordnungen auf Grund von den §§ 64a, 64b, 64c, 64d und 64f bedürfen der Zustimmung des Bundestages. Abweichend von Satz 1 bedürfen Änderungen der auf Grund von § 64b erlassenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nicht der Zustimmung des Bundestages, wenn die Änderungen der Umsetzung von verbindlichen Beschlüssen der Europäischen Kommission nach Artikel 17 Absatz 3 Unterabsatz 2, Artikel 18 Absatz 3 Unterabsatz 3 und Absatz 4 Unterabsatz 1 bis 4 sowie Artikel 19 Absatz 7 und 8 der Richtlinie 2009/28/EG dienen.

(2) Wenn Rechtsverordnungen nach Absatz 1 der Zustimmung des Bundestages bedürfen, kann diese Zustimmung davon abhängig gemacht werden, dass dessen Änderungswünsche übernommen werden. Übernimmt der Verordnungsgeber die Änderungen, ist eine erneute Beschlussfassung durch den Bundestag nicht erforderlich. Hat sich der Bundestag nach Ablauf von sechs Sitzungswochen seit Eingang der Rechtsverordnung nicht mit ihr befasst, gilt im Fall der §§ 64a, 64b, 64c und 64f Nummer 1, 2, 3 und 7 seine Zustimmung zu der unveränderten Rechtsverordnung als erteilt.

(3) Die Ermächtigungen zum Erlass von Rechtsverordnungen auf Grund von den §§ 64c, 64d, 64e und 64f Nummer 6 können, im Fall von §§ 64d und 64e unter Sicherstellung der Einvernehmensregelung, durch Rechtsverordnung auf eine Bundesoberbehörde übertragen werden. Absatz 1 Satz 1 findet auf die Übertragung entsprechende Anwendung.

§ 65 Erfahrungsbericht

Die Bundesregierung evaluiert dieses Gesetz und legt dem Bundestag bis zum 31. Dezember ***2014*** und dann alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vor.

§ 65a Monitoringbericht

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit berichtet der Bundesregierung bis zum 31. Dezember 2012 und dann jährlich über den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Erreichung der Ziele nach § 1 Absatz 2 und die sich daraus ergebenden Herausforderungen. Auf Grundlage des Berichts nach Satz 1 und auf Grundlage des Berichts des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 63 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes berichtet die Bundesregierung dem Bundestag und legt erforderliche Handlungsempfehlungen vor.

§ 66 Übergangsbestimmungen

(1) Für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar ***2012*** in Betrieb genommen worden sind, sind ***unbeschadet des § 23 Absatz 2 bis 4*** die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom ***25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011*** geltenden Fassung mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

1. ***Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 1 müssen ab dem 1. Juli 2012 von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt eingehalten werden; § 6 Absatz 3 ist anzuwenden.***

2. ***Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 müssen ab dem 1. Januar 2014 von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 Kilowatt und höchstens 100 Kilowatt eingehalten werden, die nach dem 31. Dezember 2008 in Betrieb genommen worden sind; § 6 Absatz 3 ist anzuwenden.***

3. Die technischen Vorgaben nach § 6 Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 müssen von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreibern von Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas ab dem 1. Januar 2014 eingehalten werden; dies gilt nicht für Anlagen, die die Voraussetzungen nach Nummer I.4 der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung erfüllen.

4. Bei Verstößen gegen die Nummern 1 bis 3 ist § 17 Absatz 1 entsprechend anzuwenden.

5. § 11 ist entsprechend auf Anlagen anzuwenden, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind,

a) wenn für diese Anlagen eine Verpflichtung zur Ausrüstung mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung nach § 6 Nummer 1 Buchstabe a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung bestand,

b) sobald sie nach § 23 Absatz 2 Nummer 2 mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung ausgestattet sind oder

c) sobald sie nach den Nummern 1 und 2 verpflichtet sind, die Anforderungen des § 6 Absatz 1 oder Absatz 2 Nummer 1 einzuhalten.

§ 11 Absatz 1 gilt nicht, soweit die Regelung einer Wasserkraftanlage wasserrechtlichen oder anderen rechtlichen Vorgaben widersprechen würde.

6. § 16 Absatz 1 Satz 2 und 3 sowie Absatz 2 Satz 2 bis 4 ist ergänzend zu § 16 Absatz 1 und 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anzuwenden. Anstelle des § 16 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ist § 17 Absatz 2 Nummer 2 mit der Maßgabe anzuwenden, dass an die Stelle des Vergütungsanspruchs nach § 16 der Vergütungsanspruch des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tritt.

7. Für Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse ist anstelle der Nummer I.1 Buchstabe a der Anlage 1 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ab dem 1. Mai 2012 die Nummer 1 Buchstabe a der Anlage 1 zu diesem Gesetz anzuwenden.

8. Die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen worden sind, erhöht sich für die Dauer von fünf Jahren um 0,7 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), sobald sie infolge einer Nachrüstung nach dem 1. Januar 2012 und vor dem 1. Januar 2016 die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung erstmals einhalten.

9. Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie an oder auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind und die die Voraussetzungen des § 33 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der jeweils zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage

geltenden Fassung erfüllen, besteht ein Anspruch auf Vergütung des verbrauchten Stroms nur, soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen, dies nachweisen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird.

10. Die §§ 33a bis 33g sind mit der Maßgabe anzuwenden, dass bei der Berechnung der Marktprämie nach § 33g der anzulegende Wert nach § 33h die Höhe der Vergütung in Cent pro Kilowattstunde ist, die für den direkt vermarkteten Strom bei der konkreten Anlage im Fall einer Vergütung nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tatsächlich in Anspruch genommen werden könnte. § 17 Absatz 3 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass an die Stelle des Vergütungsanspruchs nach § 16 der Vergütungsanspruch des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung tritt. § 16 Absatz 5, die §§ 17 und 51 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung sind ab dem 1. Januar 2012 nicht mehr anzuwenden.

11. § 33i ist vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 auch auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas anzuwenden, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind. Satz 1 gilt nur, wenn für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach den Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung besteht; im Übrigen sind vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 § 33i und die Anlage 5 zu diesem Gesetz anzuwenden.

12. § 32 Absatz 3 findet auch Anwendung auf Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind.

13. § 27a Absatz 1, 3, 4 und 5 ist auf Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, entsprechend anzuwenden.

(2) Für Strom aus Biomasseanlagen, die

1. vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen worden sind und Altholz zur Stromerzeugung einsetzen oder

2. Pflanzenölmethylester zur Stromerzeugung einsetzen und vor dem 27. Juni 2004 in Betrieb genommen worden sind oder, sofern es sich um nach den Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigungsbedürftige Anlagen handelt, deren Genehmigung nach § 4 in Verbindung mit § 6 oder § 16 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zur Errichtung und zum Betrieb vor dem 27. Juni 2004 erteilt wurde,

gilt die Biomasseverordnung in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

(3) Für Strom aus Biomasseanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, ist Nummer I.1 Buchstabe c der Anlage 2 zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung ab dem 1. Januar 2012 nicht mehr anzuwenden.

(4) Für Strom aus Biomasseanlagen, die Biogas zur Stromerzeugung einsetzen, findet § 27 Absatz 5 Nummer 1 keine Anwendung, soweit das Biogas aus Biogaserzeugungsanlagen stammt, die bereits vor dem 1. Januar 2012 Biogas erzeugt haben.

(5) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft mit einer installierten Leistung von mehr als 500 Kilowatt und höchstens 5 Megawatt, bei denen die Wasserkraftnutzung vor dem 1. Januar 2012 wasserrechtlich zugelassen worden ist und die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen werden, erhält die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber abweichend von § 23 Absatz 1 und 2 die Vergütung nach § 23 Absatz 1 und 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, wenn sie oder er dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung für Strom aus dieser Anlage gezahlt hat.

(6) Für Strom aus Anlagen, die

1. Strom aus fester Biomasse erzeugen,

2. nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigungsbedürftig sind,

3. vor dem 1. Januar 2012 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt worden sind und

4. vor dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen werden,

erhält die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber abweichend von § 27 die Vergütung nach § 27 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung, wenn sie oder er dies verlangt, bevor der Netzbetreiber zum ersten Mal eine Vergütung für Strom aus dieser Anlage gezahlt hat.

(7) Netzbetreiber dürfen im Rahmen des § 11 Anlagen nach § 6 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 3 erst regeln, sobald eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 1 ein pauschaliertes Verfahren zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen festgelegt hat.

(8) Auf Strom, den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach dem 31. Dezember 2011 und vor dem 1. Januar 2013 an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, findet § 39 mit der Maßgabe Anwendung, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 2 bis zum 29. Februar 2012 mitgeteilt haben müssen.

(9) Bis zu dem Tag, an dem das Umweltbundesamt oder die auf Grund einer Rechtsverordnung gemäß § 64d Nummer 7 betraute oder beliehene juristische Person ein Herkunftsnachweisregister nach § 55 Absatz 3 in Betrieb genommen hat, erfolgen die Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 30. April 2011 geltenden Fassung. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit macht den Tag der Inbetriebnahme nach Satz 1 im elektronischen Bundesanzeiger bekannt.

(10) § 27c Absatz 1 Nummer 2 ist nicht anzuwenden bei Strom, der vor dem 1. Januar 2013 erzeugt worden ist.

(11) Der Vergütungsanspruch für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie auf Konversionsflächen im Sinne des § 32 Absatz 2 Nummer 2 besteht auch für Anlagen auf den in § 32 Absatz 2 Nummer 2 Buchstabe a und b genannten Flächen, wenn die sonstigen Voraussetzungen des § 32 Absatz 2 erfüllt, die Anlagen vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen und der Beschluss über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans vor dem 30. Juni 2011 gefasst worden sind.

(12) § 57 gilt auch für Anwendungsfragen zu dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.

(13) § 41 findet für die Antragstellung im Jahr 2012 mit folgenden Maßgaben Anwendung:

1. *Unternehmen, die für bestimmte Abnahmestellen im Jahr 2012 erstmals Anträge stellen, weil sie auf Grund der Regelung in § 37 Absatz 3 Nummer 2 erstmals zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet sind, werden von den Anforderungen des § 41 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c befreit.*

2. *Für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mindestens 10 Gigawattstunden gilt anstelle des § 41 Absatz 1 Nummer 2 § 41 Absatz 1 Nummer 4 in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung.*

(13a) § 41 Absatz 5 Satz 3 und 4 gilt nicht für selbständige Unternehmensteile, bei denen der Anteil der Strommenge nach § 41 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung oder die EEG-Umlage nach Maßgabe des § 6 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung bereits vor dem 1. Januar 2012 begrenzt worden ist.

(14) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen worden sind, findet anstelle von § 23 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 4 § 23 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung Anwendung, wenn die Modernisierung der Anlage vor dem 1. Januar 2014 abgeschlossen ist und die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dies verlangt, bevor der Netzbetreiber erstmals die Vergütung nach § 23 Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 gezahlt hat.

(15) Soweit Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher bereits vor dem 1. September 2011 ihren Strom nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und nicht von einem Dritten bezogen haben und die Stromerzeugungsanlage schon vor dem 1. September 2011 in Betrieb genommen wurde gilt für den Strom § 37 Absatz 6 in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anstelle des § 37 Absatz 3.

(16) Die EEG-Umlage verringert sich unbeschadet des § 39 für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, für die bereits vor dem 1. September 2011 die Pflicht zur Vergütung nach § 37 Absatz 1 Satz 2

in Verbindung mit Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung verringert war, bei Strom, den sie vor dem 1. Januar 2014 an Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, in einem Kalendermonat auf Null, wenn

1. *mindestens 50 Prozent des Stroms, den sie an ihre gesamten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, in diesem Kalendermonat Strom im Sinne der §§ 23, 24, 25, 27 bis 30, 32 und 33 ist; für die Berechnung dieser Strommenge darf nur Strom aus erneuerbaren Energien angerechnet werden, wenn*

   a) *für den Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,*

   b) *der Strom*

      aa) *von den Letztverbraucherinnen und Letztverbrauchern in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird oder*

      bb) *nicht durch ein Netz durchgeleitet wird,*

   c) *der Strom*

      aa) *nach § 33b Nummer 2 direkt vermarktet wird oder*

      bb) *nach § 33a Absatz 2 an Dritte veräußert und nicht tatsächlich nach § 8 abgenommen oder nach Maßgabe des § 33 Absatz 2 verbraucht worden ist und*

   d) *die jeweiligen Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber nicht gegen § 33c Absatz 1 verstoßen;*

   bei der Berechnung des Anteils ist im Übrigen § 39 Absatz 1 Nummer 1 Halbsatz 2 entsprechend anzuwenden,

2. *die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die Inanspruchnahme der Verringerung der EEG-Umlage vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats übermittelt haben und*

3. *die Anforderungen nach § 39 Absatz 1 Nummer 4 eingehalten werden.*

Anlage 1 Gasaufbereitungs-Bonus

1. Anspruchsvoraussetzungen

Der Anspruch auf den ***Gasaufbereitungs***-Bonus nach ***§ 27c Absatz 2*** besteht für Strom, der in Anlagen mit einer ***Bemessungsleistung*** bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, soweit das ***Gas*** nach ***§ 27c Absatz 1 eingespeist und vor der Einspeisung in das Erdgasnetz aufbereitet wurde*** und nachgewiesen ***wird***, dass folgende Voraussetzungen eingehalten wurden:

a) Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von ***höchstens 0,2*** Prozent,

b) ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von ***höchstens*** 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas,

c) Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des ***Deponie-,*** Klär- oder Biogases aus ***erneuerbaren*** Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und

d) ***eine Nennleistung*** der Gasaufbereitungsanlage von ***höchstens 1 400*** Normkubikmetern ***aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas*** pro Stunde.

2. Bonushöhe

Der ***Gasaufbereitungs***-Bonus beträgt bis zu einer maximalen ***Nennleistung*** der Gasaufbereitungsanlage von

a) ***700*** Normkubikmetern aufbereitetem ***Deponiegas, Klärgas oder Biogas*** pro Stunde ***3,0*** Cent pro Kilowattstunde***,***

b) ***1 000*** Normkubikmetern aufbereitetem ***Deponiegas, Klärgas oder Biogas*** pro Stunde ***2,0*** Cent pro Kilowattstunde ***und***

c) ***1 400 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde 1,0 Cent pro Kilowattstunde***.

Für Gasaufbereitungsanlagen gilt § 19 ***Absatz*** 1 entsprechend.

Anlage 2 Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

1. Voraussetzungen der Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Strom wird in Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne des § 27 Absatz 4 Nummer 1 und Absatz 5 Nummer 2 erzeugt, soweit

a) es sich um Strom ***aus Kraft-Wärme-Kopplung*** handelt und

b) eine Wärmenutzung im Sinne der ***Nummer 3 (Positivliste)*** vorliegt oder

c) die Wärmenutzung nachweislich fossile Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent ersetzt.

2. **Erforderliche Nachweise**

2.1. Die ***Erfüllung der*** Voraussetzung nach ***Nummer 1 Buchstabe a*** ist dem Netzbetreiber nach den anerkannten Regeln der Technik nachzuweisen; die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Anforderungen des von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft – AGFW – e. V. herausgegebenen Arbeitsblatts FW 308 – Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes in der jeweils geltenden Fassung nachgewiesen werden. Der Nachweis muss ***durch Vorlage eines Gutachtens*** einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgen. Anstelle des Nachweises nach Satz 1 können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen.

2.2 Der Nachweis über die ***Erfüllung der*** Voraussetzungen nach ***Nummer 1 Buchstabe b und c*** ist durch ein Gutachten einer Umweltgutachterin oder eines Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien oder für den Bereich Wärmeversorgung zu erbringen.

3. **Positivliste**

Als Wärmenutzungen im Sinne der ***Nummer 1 Buchstabe b*** gelten:

a) die Beheizung, Warmwasserbereitstellung oder Kühlung von Gebäuden im Sinne von § 1 ***Absatz*** 1 ***Nummer*** 1 der Energieeinsparverordnung bis zu einem Wärmeeinsatz von 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr***, auch wenn der Wärmeeinsatz insgesamt 200 Kilowattstunden pro Quadratmeter Nutzfläche im Jahr übersteigt,***

b) die Wärmeeinspeisung in ein Netz mit einer Länge von mindestens 400 Metern***; bei der Wärmeeinspeisung werden als Verluste durch die Wärmeverteilung oder Wärmeübergabe höchstens durchschnittliche Verluste von 25 Prozent des Nutzwärmebedarfs der Wärmekundinnen oder Wärmekunden in jedem Kalenderjahr anerkannt***,

c) die Nutzung als Prozesswärme für

aa) industrielle Prozesse im Sinne der Nummern 2 bis 6, 7.2 bis 7.34 sowie 10.1 bis 10.10, 10.20 bis 10.23 der Anlage der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes ***oder***

bb) die ***Trocknung von Holz zur stofflichen oder energetischen Nutzung bis zu einem Wärmeeinsatz von 0,9 Kilowattstunden je Kilogramm Holz***,

d) die Beheizung von Betriebsgebäuden für die Geflügelaufzucht, wenn die Vorraussetzungen nach ***Nummer 1 Buchstabe c*** erfüllt werden,

e) die Beheizung von Tierställen mit folgenden Obergrenzen ***pro Kalenderjahr***:

aa) Geflügelmast: ***5*** Kilowattstunden pro Tier***platz***,

bb) Sauenhaltung: ***350*** Kilowattstunden pro ***Tierplatz***,

cc) Ferkelaufzucht: ***75*** Kilowattstunden pro ***Tierplatz***,

dd) Schweinemast: ***45*** Kilowattstunden pro ***Tierplatz***

f) die Beheizung von Unterglasanlagen für die Aufzucht und Vermehrung von Pflanzen, wenn die Voraussetzungen nach ***Nummer 1 Buchstabe c*** erfüllt ***sind***,

g) ***die Nutzung als Prozesswärme zur Hygienisierung oder Pasteurisierung von Gärresten, die nach geltendem Recht der Hygienisierung oder Pasteurisierung bedürfen,***

h) die Nutzung als Prozesswärme zur Aufbereitung von Gärresten zum Zweck der Düngemittelherstellung ***und***

i) ***die Nutzung der Abwärme aus Biomasseanlagen, um hieraus Strom zu erzeugen, insbesondere in Organic-Rankine- und Kalina-Cycle-Prozessen.***

4. **Negativliste**

Nicht als Wärmenutzungen im Sinne der ***Nummer 1 Buchstabe b und c*** gelten:

a) die Beheizung von Gebäuden, die nach § 1 ***Absatz*** 2 der Energieeinsparverordnung nicht Gegenstand ***dieser Rechtsverordnung*** sind, mit Ausnahme der Gebäude, die von ***Nummer 3 Buchstabe d bis f*** erfasst werden, ***und***

b) die Wärmenutzung aus Biomasseanlagen, die fossile Brennstoffe ***insbesondere*** für den Wärmeeigenbedarf einsetzen.

Anlage 3 **Referenzertrag**

1. Eine Referenzanlage ist eine Windenergieanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie, an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrages errechnet.

2. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5, in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrags geltenden Fassung der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) .

3. Der Typ einer Windenergieanlage ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.

4. Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Metern.

5. Die Leistungskennlinie ist der für jeden Typ einer Windenergieanlage ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe. Die Leistungskennlinie ist nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln; die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn die Verfahren, Grundlagen und Rechenmethoden verwendet worden sind, die enthalten sind in den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2, der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW)[1]) in der zum Zeitpunkt der Ermittlung des Referenzertrages geltenden Fassung. Soweit die Leistungskennlinie nach einem vergleichbaren Verfahren vor dem 1. Januar 2000 ermittelt wurde, kann diese anstelle der nach Satz 2 ermittelten Leistungskennlinie herangezogen werden, soweit im Geltungsbereich dieses Gesetzes nach dem 31. Dezember 2001 nicht mehr mit der Errichtung von Anlagen des Typs begonnen wird, für den sie gelten.

6. ***(aufgehoben)***

7. Zur Vermessung der Leistungskennlinien nach Nummer 5 und zur Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort nach Nummer 2 sind für die Zwecke dieses Gesetzes die Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (DIN EN ISO/IEC 17025), Ausgabe April 2000 , entsprechend von einer staatlich anerkannten oder unter Beteiligung staatlicher Stellen evaluierten Akkreditierungsstelle akkreditiert sind.

8. Bei der Anwendung des Referenzertrages zur Bestimmung des verlängerten Zeitraums der Anfangsvergütung ist die ***installierte*** Leistung zu berücksichtigen, höchstens jedoch diejenige Leistung,

die die Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz maximal erbringen darf. Temporäre Leistungsreduzierungen ***insbesondere auf Grund einer Regelung der Anlage nach § 11*** sind nicht zu berücksichtigen.

Anlage 4 Höhe der Marktprämie

1. Berechnung der Marktprämie

1.1 Im Sinne dieser Anlage ist:

– *„MP“ die Höhe der Marktprämie im Sinne des § 33g Absatz 2 in Cent pro Kilowattstunde,*

– *„EV“ der anzulegende Wert nach § 33h in Cent pro Kilowattstunde,*

– *„MW“ der jeweilige rückwirkend berechnete tatsächliche Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts in Cent pro Kilowattstunde,*

– *„P_M“ die Prämie für die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, für die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose (Managementprämie),*

– *„RW“ der nach Nummer 2 berechnete energieträgerspezifische Referenzmarktwert in Cent pro Kilowattstunde.*

1.2 Die Höhe der Marktprämie nach § 33g („MP“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$MP = EV - RW$$

Ergibt sich bei der Berechnung ein Wert kleiner Null, wird abweichend von Satz 1 der Wert „MP“ mit dem Wert Null festgesetzt.

2. Berechnung des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „RW“

2.1 Referenzmarktwert bei Strom aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie nach den §§ 23 bis 28

2.1.1 Die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „RW“ in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$RW_{Steuerbare} = MW_{EPEX} - P_{M\ (Steuerbare)}$$

Dabei ist „MW_{EPEX}“ der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde.

2.1.2 „$P_{M\ (Steuerbare)}$“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– *im Jahr 2012: 0,30 Cent pro Kilowattstunde,*

– *im Jahr 2013: 0,275 Cent pro Kilowattstunde,*

– *im Jahr 2014: 0,25 Cent pro Kilowattstunde,*

– *ab dem Jahr 2015: 0,225 Cent pro Kilowattstunde.*

2.2 Referenzmarktwert bei Strom aus Windenergie nach den §§ 29 und 30

2.2.1 Die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „RW“ in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms aus Windenergie im Sinne der §§ 29 und 30 wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$RW_{Wind\ Onshore} = MW_{Wind\ Onshore} - P_{M\ (Wind\ Onshore)}$$

2.2.2 „$MW_{Wind\ Onshore}$“ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom im Sinne der §§ 29 und 30 am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

2.2.2.1 Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms im Sinne der §§ 29 und 30 multipliziert.

2.2.2.2 Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.2.2.3 Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms im Sinne der §§ 29 und 30.

2.2.2.4 Bei den Berechnungen nach den Nummern 2.2.2.1 und 2.2.2.3 wird sowohl der nach § 16 vergütete als auch der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarktete Strom berücksichtigt. Bis zum 31. Dezember 2012 wird hierbei abweichend von den Nummern 2.2.2.1 und 2.2.2.3 auch Strom im Sinne des § 31 einberechnet.

2.2.2.5 Sofern die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms im Sinne der §§ 29 und 30 nicht bis zum 31. Januar des Folgejahres verfügbar ist, ist sie für die Zwecke der Berechnung nach den Nummern 2.2.2.1 und 2.2.2.3 jeweils unter Berücksichtigung der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 zu berechnen.

2.2.3 „$P_{M\ (Wind\ Onshore)}$“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– *im Jahr 2012: 1,20 Cent pro Kilowattstunde,*

– *im Jahr 2013: 1,00 Cent pro Kilowattstunde,*

– *im Jahr 2014: 0,85 Cent pro Kilowattstunde,*

– *ab dem Jahr 2015: 0,70 Cent pro Kilowattstunde.*

2.3 Referenzmarktwert bei Strom aus Windenergie nach § 31

2.3.1 Für Strom aus Offshore-Anlagen, der vor dem 1. Januar 2013 erzeugt wird, gilt Nummer 2.2 entsprechend.

2.3.2 Für Strom aus Offshore-Anlagen, der nach dem 31. Dezember 2012 erzeugt wird, wird die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „RW“ in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms nach der folgenden Formel berechnet:

$$RW_{Wind\ Offshore} = MW_{Wind\ Offshore} - P_{M\ (Wind\ Offshore)}$$

2.3.3 „$MW_{Wind\ Offshore}$“ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Offshore-Anlagen am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Dieser Wert wird wie folgt berechnet:

2.3.3.1 Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms aus Offshore-Anlagen multipliziert.

2.3.3.2 Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.3.3.3 Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus Offshore-Anlagen.

2.3.3.4 Bei den Berechnungen nach den Nummern 2.3.3.1 und 2.3.3.3 wird sowohl der nach § 16 vergütete als auch der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarktete Strom berücksichtigt.

2.3.3.5 Sofern die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Offshore-Anlagen nicht bis zum 31. Januar des Folgejahres verfügbar ist, ist sie für die Zwecke der Berechnung nach den Nummern 2.3.3.1 und 2.3.3.3 jeweils unter Berücksichtigung der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 zu berechnen.

2.3.4 „$PM_{(Wind\ Offshore)}$“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– *im Jahr 2013: 1,00 Cent pro Kilowattsunde,*

– *im Jahr 2014: 0,85 Cent pro Kilowattstunde,*

– *ab dem Jahr 2015: 0,70 Cent pro Kilowattstunde.*

2.4 Referenzmarktwert bei Strom aus solarer Strahlungsenergie nach den §§ 32 und 33

2.4.1 Die Höhe des energieträgerspezifischen Referenzmarktwerts „RW“ in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten Stroms aus solarer Strahlungsenergie wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$RW_{Solar} = MW_{Solar} - PM_{(Solar)}$$

2.4.2 „MW_{Solar}“ ist der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde. Er wird wie folgt berechnet:

2.4.2.1 Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig mit der Menge des in dieser Stunde tatsächlich erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie multipliziert.

2.4.2.2 Die Ergebnisse für alle Stunden dieses Kalendermonats werden summiert.

2.4.2.3 Diese Summe wird dividiert durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie.

2.4.2.4 Bei den Berechnungen nach den Nummern 2.4.2.1 und 2.4.2.3 wird sowohl der nach § 16 vergütete als auch der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarktete Strom aus solarer Strahlungsenergie berücksichtigt.

2.4.2.5 Sofern die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie nicht bis zum 31. Januar des Folgejahres verfügbar ist, ist sie für die Zwecke der Berechnung nach den Nummern 2.4.2.1 und 2.4.2.3 jeweils unter Berücksichtigung der Online-Hochrechnung nach Nummer 3.1 zu berechnen.

2.4.3 „$PM_{(Solar)}$“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 3 bei Strom, der erzeugt wird

– *im Jahr 2012: 1,20 Cent pro Kilowattstunde,*

– *im Jahr 2013: 1,00 Cent pro Kilowattstunde,*

– *im Jahr 2014: 0,85 Cent pro Kilowattstunde,*

– *ab dem Jahr 2015: 0,70 Cent pro Kilowattstunde.*

3. Veröffentlichung der Berechnung

3.1 Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jederzeit unverzüglich auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format die auf der Grundlage einer repräsentativen Anzahl von gemessenen Referenzanlagen erstellte Online-Hochrechnung der Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Windenergie und aus solarer Strahlungsenergie in ihren Regelzonen in mindestens stündlicher Auflösung veröffentlichen.

3.2 Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ferner für jeden Kalendermonat bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats auf einer gemeinsamen Internetseite in einheitlichem Format folgende Daten in nicht personenbezogener Form veröffentlichen:

a) den Wert des Stundenkontraktes am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig

aa) für jeden Kalendertag in stündlicher Auflösung und

bb) als tatsächlicher Monatsmittelwert („MW_{EPEX}“),

b) die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus Windenergie in ihren Regelzonen (kumuliert) in stündlicher Auflösung,

c) die Menge des tatsächlich erzeugten Stroms aus solarer Strahlungsenergie in ihren Regelzonen (kumuliert) in stündlicher Auflösung,

d) den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus Windenergie („$MW_{Wind\ Onshore}$“, ab 1. Januar 2013 zusätzlich: „$MW_{Wind\ Offshore}$“) auf Grund einer Berechnung nach Maßgabe der Nummern 2.1.2 und 2.3.3,

e) den tatsächlichen Monatsmittelwert des Marktwerts von Strom aus solarer Strahlungsenergie („MW_{Solar}“) auf Grund einer Berechnung nach Maßgabe der Nummer 2.4.2 und

f) den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert („RW“) nach Nummer 2, jeweils gesondert nach den verschiedenen Energieträgern:

aa) Wasserkraft,

bb) Deponiegas,

cc) Klärgas,

dd) Grubengas,

ee) Biomasse,

ff) Geothermie,

gg) Windenergie,

hh) solare Strahlungsenergie;

solange der Referenzmarktwert für die Energieträger nach den Doppelbuchstaben aa bis ff derselbe Wert ist, kann ein gemeinsamer Referenzmarktwert („RWSteuerbare“) veröffentlicht werden.

3.3 Die Daten nach Nummer 3.1 und 3.2 Buchstabe b und c müssen den nach § 8 abgenommenen Strom berücksichtigen; ferner ist der in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 direkt vermarktete Strom zu berücksichtigen.

3.4 Die Daten für Strom aus Windenergie nach Nummer 3.1 und 3.2 Buchstabe b, d und f Doppelbuchstabe gg sind ab 1. Januar 2013 jeweils gesondert für Strom im Sinne der §§ 29 und 30 und Strom im Sinne des § 31 auszuweisen.

3.5 Soweit die Daten nach Nummer 3.2 nicht bis zum Ablauf des zehnten Werktags des Folgemonats verfügbar sind, sind sie unverzüglich in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen, sobald sie verfügbar sind. Soweit diese Daten bis zum 31. Januar des Folgejahres nicht verfügbar sind, sind sie unter Berücksichtigung der Daten nach Nummer 3.1 zu berechnen und bis zu diesem Datum in nicht personenbezogener Form zu veröffentlichen.

Anlage 5 Höhe der Flexibilitätsprämie

1. Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Anlage ist

- ***„P_{Bem}“ die Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a in Kilowatt; im ersten und im zehnten Kalenderjahr der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist die Bemessungsleistung nach § 3 Nummer 2a mit der Maßgabe zu berechnen, dass nur die in den Kalendermonaten der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erzeugten Kilowattstunden und nur die vollen Zeitstunden dieser Kalendermonate zu berücksichtigen sind; dies gilt nur für die Zwecke der Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie,***
- ***„P_{inst}“ die installierte Leistung nach § 3 Nummer 6 in Kilowatt,***
- ***„P_{Zusatz}“ die zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom in Kilowatt und in dem jeweiligen Kalenderjahr,***
- ***„f_{Kor}“ der Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage,***
- ***„KK“ die Kapazitätskomponente für die Bereitstellung der zusätzlich installierten Leistung in Euro und Kilowatt,***
- ***„FP“ die Flexibilitätsprämie nach § 33i in Cent pro Kilowattstunde.***

2. Berechnung

2.1 Die Höhe der Flexibilitätsprämie nach § 33i („FP“) in Cent pro Kilowattstunde direkt vermarkteten und tatsächlich eingespeisten Stroms wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \times KK \times 100 \quad \frac{Cent}{Euro}}{P_{Bem} \times 8760 \; h}$$

2.2 „P_{Zusatz}“ wird vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 Buchstabe a nach der folgenden Formel berechnet:

$$P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{Kor} \times P_{Bem})$$

- ***Dabei beträgt „f_{Kor}“ vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 Buchstabe a***
- ***bei Biomethan: 1,6 und***
- ***bei Biogas, das kein Biomethan ist: 1,1.***

Abweichend von Satz 1 wird der Wert „P_{Zusatz}“ festgesetzt

- ***mit dem Wert Null, wenn die Bemessungsleistung die 0,2fache installierte Leistung unterschreitet,***

– ***mit dem 0,5-fachen Wert der installierten Leistung „P_{inst}“, wenn die Berechnung ergibt, dass er größer als der 0,5-fache Wert der installierten Leistung ist.***

2.3 „KK“ beträgt vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von § 64f Nummer 4 Buchstabe b 130 Euro pro Kilowatt.

Leibniz Universität Hannover
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik
Prof. Dr. Michael H. Breitner

Hausarbeit zum Thema

„Wirtschaftlichkeitsanalyse von Speichertechnologien zur Balancierung von Stromnetzen mit Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerke“

vorgelegt von

Andreas Vieregge	Bastian Modler	Moritz Alsleben
Torfweg 10 29313 Hambühren	Drosselweg 10 31157 Sarstedt	Mecklenheidestraße 99 30419 Hannover
2609610 1. Semester	2608070 1. Semester	2608200 1. Semester
vieregges@aol.com	mail@bastianmodler.de	moritz.alsleben@gmx.de

Abgabetermin: 16. Januar 2012

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis II
Tabellenverzeichnis IV
Symbolverzeichnis und Abkürzungsverzeichnis V
1. Einleitung 1
2. Motivation der Energiespeicherung 2
2.1 Erneuerbaren Energien für die Energieversorgung in Deutschland 2
2.2. Speichertechnologien für die Versorgungssicherheit 6
3. Vorhandene und zukünftige Speichertechnologien 9
3.1. Akkumulatoren 9
3.2. Brennstoffspeicher 14
3.3. Druckluftspeicher 18
3.4 Biomassespeicher 23
3.5. Pumpspeicherkraftwerke 29
3.5.1. Wasserspeicher (Talsperren) 29
3.5.2. Funktionsweise von PSW 31
3.5.3. Bestand in Deutschland 54
3.5.4. Einsatz im Harz (Fallbeispiel) 55
4. Betriebswirtschaftliche Sichtweise auf Pumpspeicherkraftwerke 58
4.1. Szenarioanalyse im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit 58
4.1.1. Modellaufbau 58
4.1.2. Modellumsetzung 65
4.1.3. Modellanwendung 76
4.1.4. Szenarioanalyse 83
4.1.5. Modellgrenzen 97
4.1.6. Heutige und zukünftige Bedeutung der Pumpspeicherkraftwerke für die Energiespeicherung 100
5. Fazit 104
Literaturverzeichnis 107
A. Anhang 113

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energiepolitisches Zieldreieck 8
Abbildung 2: Redox-Flow-Batterie 11
Abbildung 3: Funktionsweise eines Druckluftspeichers 19
Abbildung 4: Formen der Biomasse und Umwandlung zu Energieträgern 25
Abbildung 5: Bioenergie im Jahr 2030 26
Abbildung 6: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage 27
Abbildung 7: Energiebilanz einer Biogaserzeugung aus landwirtschaftlichen Stoffen 28
Abbildung 8: Eine Talsperre im Detail 30
Abbildung 9: Energiespeicher und ihre Leistungsmerkmale 32
Abbildung 10: Funktionsweise von Pumpspeicherwerken 34
Abbildung 11: Hauptbauelemente einer Pumpspeicheranlage mit Krafthauskaverne 35
Abbildung 12: Überschlägige Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeicheranlage 36
Abbildung 13: Dreimaschinensatz 39
Abbildung 14: Exemplarisches Tagesbetriebsdiagramm (durchschnittlicher Tag) des Pumpspeicherwerkes Säckingen (4 Maschinensätze), Schluchseewerk AG 40
Abbildung 15: Lastgang im PSW Wehr (Tagesganglinie) 41
Abbildung 16: Einsatzschemata eines Pumpspeicherkraftwerkes 42
Abbildung 17: Vorzuhaltende Regelleistungsarten der ÜNB 43
Abbildung 18: Darstellung des PWS Beitrags zur Kostenreduktion anhand der Merit-Order-Kurve 45
Abbildung 19: Untertage-Pumpspeicherkraftwerk 49
Abbildung 20: Ringwallspeicher für das „flache Land“ und für tiefe Gewässer 50
Abbildung 21: Ringwallspeicher im Meer 51
Abbildung 22: Aufbau eines Lageenergiespeichers 52
Abbildung 23: Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth 56
Abbildung 24: Maschinenhalle des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth 57
Abbildung 25: Verbindungsrohre Ober-/Unterbecken Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth 57
Abbildung 26: Maschinensätze im Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth 57
Abbildung 27: Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes 58
Abbildung 28: Modellierung der Kraftwerksleistung 61
Abbildung 29: Modellierung der Kosten und der Erlöse des fiktiven Kraftwerkes 65
Abbildung 30: Schematischer Aufbau des in Excel implementierten Modells 66
Abbildung 31: Hauptmenü 67
Abbildung 32: Dateneingabe 68
Abbildung 33: Szenarioüberblick 69
Abbildung 34: Berechnung der Kraftwerksleistung 70
Abbildung 35: Betriebswirtschaftliche Kraftwerksdaten 71
Abbildung 36: Wirtschaftlichkeitsberechnung des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes 72
Abbildung 37: Kapitalwertberechnung des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes 73
Abbildung 38: Programmfunktionen im Szenarioüberblick 74
Abbildung 39: Szenarien Report 75
Abbildung 40: Reportliste mit 3 Szenarien 76
Abbildung 41: Festlegung der Werte der Eingabeparameter 77
Abbildung 42: Szenarioergebnisse 78

Abbildung 43: Ergebnisse der Kraftwerksleistungsberechnung 79
Abbildung 44: Betriebswirtschaftliche Kraftwerksdaten 80
Abbildung 45: Wirtschaftlichkeitsberechnung 81
Abbildung 46: Kapitalwertberechnung 82
Abbildung 47: Schematische Darstellung der Szenarioanalyse 83
Abbildung 48: Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth 84
Abbildung 49: Ergebnisse der Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth (Referenzfall) 85
Abbildung 50: Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die im Oberbecken gespeicherte elektrische Energie 86
Abbildung 51: Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die Baukosten 87
Abbildung 52: Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die Stromgestehungskosten 88
Abbildung 53: Auswirkungen der Erhöhung der Ausbauwassermenge der Turbinen 89
Abbildung 54: Auswirkungen einer Senkung der Ausbauwassermenge auf die Turbinenleistung 90
Abbildung 55: Auswirkungen der Erhöhung des Arbeitsvolumens 92
Abbildung 56: Erhöhung des Arbeitsvolumens des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth 93
Abbildung 57: Vergrößerung des Oberbeckens des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth 94
Abbildung 58: Auswirkungen der Anzahl der Nutzungstage des Kraftwerkes auf die Stromgestehungskosten 96
Abbildung 59: Lastgang eines Pumpspeicherkraftwerkes 99

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland (Stand 2010)..... 54
Tabelle 2: Technische Eingabeparameter des Modells 59
Tabelle 3: Betriebswirtschaftliche Eingabeparameter des Modells 63
Tabelle 4: Heutiger Stromverbrauch in Deutschland und in der Metropolregion..... 101
Tabelle 5: Arbeitsvolumen Staubecken in km³ für unterschiedliche Anzahl an Tagen der Energiespeicherung 102
Tabelle 6: Benötigte Fläche für ein Staubecken eines Pumpspeicherkraftwerkes in km²..... 102
Tabelle 7: Benötigte Fläche für ein Pumpspeicherkraftwerk in km²..... 103

Symbolverzeichnis und Abkürzungsverzeichnis

A	Ausbauwassermenge
E_{pot}	Potentielle Energie
F	Förderleistung Pumpe in m³/s
h	Durchschnittlicher Höhenunterschied zwischen Ober -und Unterbecken in Metern
Kg	Kilogramm
KWh	Kilowattstunde
m	Meter
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
m^3/s	Kubikmeter pro Sekunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
P_{ab}^{P}	abgegebene Leistung Pumpe
P_{zu}^{P}	zugeführte Leistung Pumpe
P_{ab}^{T}	abgegebene Leistung Turbine
P_{zu}^{T}	Zugeführte Leistung Turbine
P_{Pumpe}	Elektrische Leistung Pumpe
$P_{Turbine}$	Elektrische Leistung Turbine
s	Sekunde
x	Masse des Wassers in Kilogramm
η_{Pumpe} bzw. n_{pump}	Wirkungsgrad Pumpe
$\eta_{Turbine}$ bzw. n_{turb}	Wirkungsgrad Turbine
n_{PSW}	Speichernutzungsgrad
$k_{Grenz,Grundlast}$	Grenzkosten der Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Einspeicherung
$k_{Grenz,Spitzenlast}$	Grenzkosten der Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Ausspeicherung
E_{zu}	Pumpmotorenergie
E_{ab}	Turbinenenergie
r	Halber Durchmesser des Zylinders
g	Fallkonstant
ρ^2	Gesteinsdichte

1. Einleitung

Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Anteil volatiler Energieträger, wie zum Beispiel Wind und Sonne, an der Energieproduktion. Im Unterschied zu konventionellen Kraftwerken wie Atom-, Gas- oder Kohlekraftwerke stehen Sonne und Wind jedoch nicht jederzeit für eine verbrauchsorientierte Energieproduktion zur Verfügung. Es besteht das Risiko der Über- oder Unterproduktion von Energie, wodurch Verluste bei Produktion und Abnahme entstehen würden. Um dies zu vermeiden ergibt sich die Notwendigkeit Energiespeicher einzurichten. Sie erlauben es Angebot und Nachfrage miteinander abzustimmen.

Einführend beschreibt Kapitel 2 zunächst die Rolle der erneuerbaren Energien für die zukünftige Energieversorgung in Deutschland. Der Abschnitt begründet warum ein Umstellungsprozess stattfinden muss und welche Herausforderungen sich aus ihm ergeben. Aufbauend auf diesen Ausführungen wird erläutert, inwieweit es möglich sein wird diesen Problemen zu begegnen. Ein wichtiger Punkt besteht in der Notwendigkeit Versorgungssicherheit zu schaffen. Dabei kommt Energiespeichern eine zentrale Bedeutung zu. Es wird aufgezeigt welche Vorteile sie bieten aber auch welche Schwierigkeiten bei ihrer Einrichtung noch zu bewältigen sind. Beispielsweise sind Wirtschaftlichkeitsaspekte zu beachten.

Exemplarisch für die große Vielfalt an möglichen Energiespeichern werden in Kapitel 3 fünf Energiespeichertechnologien vorgestellt. Neben einer Darstellung der technischen Eigenschaften und Funktionsweisen dieser Technologien werden auch mögliche Einsatzgebiete erläutert, sowie ihre jeweiligen Potentiale beleuchtet. Darüber hinaus werden jeweils die Vor- und Nachteile dieser Speichertechnologien diskutiert. Ein besonderer Schwerpunkt dieses Kapitels liegt dabei auf der Vorstellung der Pumpspeichertechnologie. Exemplarisch für die in Deutschland bestehenden Pumpspeicherkraftwerke wird das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth im Harz vorgestellt.

Nachdem im dritten Kapitel eine allgemeine Vorstellung der Pumpspeichertechnologie vorgenommen wurde, erfolgt im vierten Kapitel eine technische und betriebswirtschaftliche Analyse solcher Kraftwerke. Hierzu wird ein Modell entwickelt, dass auf der Grundlage verschiedener Eingabeparameter die Modellierung eines fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes in technischer und betriebswirtschaftlicher Hinsicht ermöglicht.

Auf der Basis des entwickelten Modells sollen schließlich im Rahmen einer Szenarioanalyse die Auswirkungen einer Variation verschiedener technischer Eingabeparameter auf die Wirtschaftlichkeit eines fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes analysiert werden. Als Referenzfall wird dabei das in Kapitel 2 vorgestellte Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth betrachtet. Im Rahmen der Szenarioanalyse wird zunächst das derzeit bestehende Kraftwerk Wendefurth modelliert. Daran anschließend werden verschiedene technische Parameter variiert und die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des modellierten Kraftwerkes analysiert. Aufbauend auf den Analyseergebnissen werden, soweit möglich, Änderungsvorschläge und Handlungsempfehlungen für das derzeit bestehende Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth erarbeitet. Abgerundet wird dieser Abschnitt durch eine Diskussion der Herausforderungen, die sich aus der zukünftigen Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken ergeben. Exemplarisch wird dazu der zukünftige Flächenbedarf ermittelt, der sich bei einer Deckung des Energiespeicherbedarfs über Pumpspeicherkraftwerke für die Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg ergeben würde.

Abschließend werden in Kapitel 5 die wesentlichen Erkenntnisse und Arbeitsergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst.

2. Motivation der Energiespeicherung

2.1 Erneuerbaren Energien für die Energieversorgung in Deutschland

Die Energieversorgung jedes Landes muss sich mit zwei Problemen befassen. Zum einen treten externe Effekte auf. Das Verbrennen von fossilen Rohstoffen wie beispielsweise Kohle führt zu hohen Emissionen und damit zu Schäden, die die gesamte Gesellschaft zu tragen hat. Ähnliche Schwierigkeiten treten im Zusammenhang mit Atomkraftwerken auf, da ihr Betrieb riskant ist und für den entstehenden Müll Endlager gefunden werden müssen. Seit der Katastrophe in Fukushima am 11. März 2011 hat Thematik noch einmal erheblich an Bedeutung gewonnen.

Die zweite Problematik liegt im begrenzten Vorrat an fossilen Rohstoffen. Auch wenn die Beschaffung heutzutage noch problemlos möglich ist, müssen für die Zukunft Lösungen entworfen werden wie mit einer zunehmenden Knappheit umzugehen ist. Es ist im Zuge dessen unumgänglich nach und nach auf erneuerbare Energiequellen umzustellen. An Stelle von Kraftwerken, die endliche Energieträger verwenden, müssen Windräder, Photovoltaikanlagen, Biomasseheizkraftwerke und ähnliche Stromgeneratoren eingesetzt

werden. Für die Entwicklung und den Aufbau solcher Anlagen muss viel Zeit eingeplant werden. Somit ist es unbedingt notwendig schon heute massive Anstrengungen in diesem Bereich zu unternehmen. Ansonsten könnten nachfolgende Generationen vor nur schwer zu lösende Probleme gestellt werden.

Daher hat der Umstellungsprozess bereits begonnen. Im Jahr 2009 wurden allein in Niedersachsen fast 15 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt[1]. 2010 lag der Anteil von regenerativ erzeugter Elektrizität in ganz Deutschland bei 10,5 Prozent. Möglich wäre sogar ein weitaus höherer Anteil gewesen, denn das Potenzial in Niedersachsen hätte für einen Anteil von 32 Prozent ausgereicht[2]. Hauptsächlich konnte dies durch den Einsatz von Windenergie und Biogasverstromung erreicht werden.

Um die weitere Entwicklung genau zu planen wurden von der Bundesregierung konkrete Ziele hinsichtlich der Zeithorizonte gesetzt. Hierbei spielen zwei Jahreszahlen eine besondere Rolle. Kurzfristige Vorgaben sind bis 2020 umzusetzen, langfristige bis 2050. Hinsichtlich des ersten Ziels gilt die Bestimmung, dass 47 Prozent des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden sollen[3]. Dafür erforderlich ist die Gewinnung von insgesamt 278 Terawattstunden durch entsprechende Generatoren. Kraftwerke, die fossile Brennstoffe verwenden, müssen dann folglich deutlich weniger Leistung erbringen als heute. Dementsprechend ist es nicht notwendig mehr von ihnen als den bereits im Bau befindlichen zu errichten um den zukünftigen Strombedarf zu decken. Besonders hinsichtlich des geplanten Atomausstiegs wirkt die Steigerung der alternativen Energieproduktion entlastend: Bis 2020 kann die Stromerzeugung aus Kernenergie um 94 Prozent gegenüber 2007 verringert werden[4].

Dadurch, dass weniger fossile Brennstoffe verwendet werden müssen, lässt sich auch das Ausmaß an Emissionen signifikant verringern. In allen Bereichen der Wirtschaft zusammengenommen ist eine Reduktion der Treibhausgase um 20 Prozent gegenüber 1990 von der EU vorgeschrieben[5]. Die Bundesregierung hat sich sogar zum Ziel gesetzt das Doppelte dieses Wertes zu erreichen. Um das möglich zu machen muss der Energiesektor einen großen Anteil leisten. Eine Realisierung der Pläne erscheint realistisch. So ist beispielsweise eine CO2-Vermeidung von 200 Millionen Tonnen erreichbar[6]. Dies hat zur

[1]Vgl. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz (2011), S.9.
[2]Vgl. Energie- Forschungszentrum Niedersachsen (2011), S.6.
[3]Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.4.
[4]Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.4.
[5]Vgl. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz (2011), S.8.
[6]Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.4.

Folge, dass die externen Kosten der Stromproduktion um schätzungsweise 6,3 Milliarden Euro fallen werden. Hinzu kommt die Verringerung des Bedarfs an fossilen Brennstoffen, wodurch sich ebenfalls Kostenerleichterungen ergeben. Darüber hinaus wirkt sich die Umstellung auf erneuerbare Energien positiv auf den Arbeitsmarkt aus. Es entsteht vor allem bei den Produzenten des für die neuen Anlagen benötigten Materials eine Reihe neuer Jobs[7].

Allerdings muss auch bedacht werden, dass die Verringerung der Leistung von Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen arbeiten, zu Arbeitsplatzverlusten in diesem Sektor führt. Hinzu kommen die Ausgaben für erforderliche Investitionen, welche im zweistelligen Milliardenbereich liegen [8] . Zieht man diese Kosten von den oben aufgeführten gesamtwirtschaftlichen Entlastungen ab, so verbleibt bei Betrachtung des Jahres 2020 dennoch ein deutlich positiver Saldo. Laut des Bundesverbandes Erneuerbare Energie liegt die geschätzte Differenz bei 2,4 Milliarden Euro. Diese Rechnung bezieht sich jedoch auf die gesamte Volkswirtschaft. Sie berücksichtigt nicht, dass entstehende Gewinne an anderer Stelle auftreten als die aufzubringenden Kosten. Um alle gesamtwirtschaftlichen Vorteile realisieren zu können ist daher ein Eingreifen des Staates notwendig. In Bereichen, in denen Investitionen erforderlich sind, muss Unterstützung durch Subventionen gegeben werden. Langfristiges Ziel ist es dabei eine selbsttragende Entwicklung aufbauen zu können[9]. Das bedeutet, dass die Gewinne der Produzenten von nachhaltig erzeugtem Strom ausreichen um weiter notwendige Investitionen tragen zu können. Bis das möglich ist, muss der Umstellungsprozess unterstützt werden. Dies gilt besonders aufgrund der Folgen der Finanzkrise. Banken agieren seitdem mit einer höheren Risikoaversion, sodass es erschwer ist Projekte durch Kredite zu finanzieren. Sinnvoll ist die Förderung einzelner Projekte. Hierbei erhaltene Erkenntnisgewinne können dann auf ähnliche Vorhaben übertragen werden, sodass dort weniger finanzielle Hilfen verwendet werden müssen.

Vollständig abgeschlossen soll der Umstellungsprozess auf erneuerbare Energien nach den Plänen der Bundesregierung im Jahr 2050 sein. Die Hauptmotivation dieses Vorhabens besteht in der Vermeidung von Treibhausgasen[10]. Ziel ist die die Gesamtemission in allen Bereichen um 80-95 Prozent zu senken. Um dies zu ermöglichen ist eine vollständige Vermeidung von Abgasen im Energiesektor notwendig.

---

[7]Vgl. Prognos (2010), S. 2.
[8]Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.36.
[9]Vgl. Offshore Forum Windenergie (2010), S.5.
[10]Vgl. Umweltbundesamt (2010), S.4.

Ein weiterer Vorteil der Umstellung auf erneuerbare Energien liegt darin, dass die Importabhängigkeit der Bundesrepublik Deutschland auf dem Strommarkt verringert werden kann[11]. Zurzeit besteht die Notwendigkeit Strom von Nachbarländern einzukaufen um den vollständigen Bedarf an Energie zu decken. Baut man die vorhandenen Energiequellen wie geplant aus, wird es 2050 möglich sein autark zu agieren. Somit kann Deutschland an wirtschaftlicher Stärke gewinnen. Hinzu kommen auch hinsichtlich 2050 die bereits oben erläuterten volkswirtschaftlichen Vorteile, die aus der Abschwächung der Emissionen und den Veränderungen des Arbeitsmarkts resultieren. Der potenzielle Schaden eines ungebremsten Klimawandels überstiege die für die Vermeidung erforderlichen Investitionen bei weitem[12]. Der Umstellungsprozess ist also nicht nur ökologisch sondern auch ökonomisch vorteilhaft.

Gelingt es die Pläne so wie beabsichtigt umzusetzen, könnten auch international Impulse gesetzt werden[13]. Deutschland könnte als Vorbild für Länder mit ähnlichen Gegebenheiten werden, wenn diese erkennen, welche Vorteile die erfolgten Veränderungen mit sich bringen.

Die technischen Gegebenheiten für die Umsetzung der Pläne gelten als ausreichend vorhanden[14]. Theoretische Erkenntnisse sind bereits auf einem weit fortgeschrittenen Niveau. Auch in den Forschungsfeldern, die noch zusätzlicher Arbeit bedürfen, ist das für weiteres Vorankommen notwendige Potenzial gegeben. Hauptsächlich ist es noch notwendig alle Energiequellen hinsichtlich ihrer Effizienz weiterzuentwickeln[15].

Auch an der Realisierung wird intensiv gearbeitet. Beispielsweise werden in dem Bereich der Offshore-Windenergiegewinnung große Anstrengungen unternommen um die gesetzten Ziele zu erreichen. Zwar sind bis heute erst wenige Projekte durchgeführt worden, bis 2030 plant die Bundesregierung jedoch die Errichtung von 20 bis 25 Offshore-Anlagen vor den Küsten des Landes[16]. Somit kann der Anteil der durch Windräder gewonnenen Energie erheblich gesteigert werden, sodass es gelingt die gegebenen Vorgaben erfüllen. Vorgesehen ist 2030 die Hälfte des aus erneuerbaren Quellen generierten Stroms in Windparks zu erzeugen.

Es ist notwendig ehrgeizige Pläne wie diesen mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln so schnell wie möglich umzusetzen. Nur auf diese Weise wird genügend Zeit verbleiben um alle

[11]Vgl. Umweltbundesamt (2010b).
[12]Vgl. Umweltbundesamt (2010), S.4.
[13] Vgl. Umweltbundesamt (2010) S. 4.
[14] Vgl. Umweltbundesamt (2010b).
[15] Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.36.
[16] Vgl. Offshore Forum Windenergie (2010), S.1.

erforderlichen Anpassungen in der gegebenen Zeit umzusetzen[17]. Neu entstehende Probleme müssen rechtzeitig gelöst werden können.

2.2. Speichertechnologien für die Versorgungssicherheit

Wie oben erläutert sind sowohl Windräder als auch Photovoltaikanlagen bei der Umstellung auf Energie aus regenerativen Quellen von entscheidender Bedeutung. Etwa zwei Drittel des zukünftig erzeugten Stroms werden von diesen Produzenten erzeugt werden[18]. Hierbei kommt es zu einer Problematik[19]: Während langfristig mit ihnen die Generierung von hohen Mengen an Strom möglich ist, können die erhaltenen Erträge kurzfristig aufgrund von natürlichen Gegebenheiten stark schwanken. Die Menge an produziertem Strom ist abhängig von der Stärke des Windes sowie der Intensität der Sonnenstrahlung. Diese Größen können in manchen Zeiträumen sehr stark gegeben sein, in anderen dagegen nur sehr wenig. Es ergibt sich also ein stark fluktuierendes Angebot an Energie. Auch bezüglich der Nachfrage sind abhängig von Tages- und Jahreszeit Schwankungen gegeben. Es ergeben sich also zwangsläufig Perioden, in denen eine Divergenz zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch herrscht. Dies kann bedeuten, dass ein Überangebot oder auch eine Überschussnachfrage an Strom herrscht. Hinsichtlich des Strompreises käme es damit ebenfalls zu starken Schwankungen. Somit wären die Planungen von Unternehmen und privaten Haushalten erschwert. Aus Sicherheitsgründen könnten sie für ihre Produktion immer nur geringe Mengen an Energie einkalkulieren. Für Stromversorger hätte das zur Folge, dass es schwieriger werden würde wirtschaftlich zu arbeiten. Im Extremfall könnte es dazu kommen, dass ein Teil ihrer wertvollen Kapazitäten aufgrund von Absatzmangel verfallen würde. Photovoltaikanalagen und Windräder müssten abgeschaltet werden, obwohl sie Leistung erzielen könnten.

Für dieses Problem gibt es eine Reihe von Lösungsansätzen, die kombiniert miteinander umzusetzen sind. Eine Idee besteht darin die Flexibilität aller übrigen Energiequellen zu nutzen. Kraftwerke, die erneuerbare Brennstoffe wie zum Beispiel Biomasse verwenden, müssen zur Gegensteuerung eingesetzt werden. In Zeiten, in denen Wind- und Sonnenenergie knapp sind, müssen sie verstärkt in Anspruch genommen werden. Auf der anderen Seite können sie an Brennstoffen sparen, wenn andere Quellen überdurchschnittlich viel produzieren. Bei diesem Prozess können auch fossil-nukleare Kraftwerkskapazitäten

[17] Vgl. Umweltbundesamt (2010) S. 5.
[18] Vgl. Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.36.
[19] Vgl. Umweltbundesamt (2010). S.33.

unterstützend eingesetzt werden, solange sie noch vorhanden sind[20]. Laut einer Studie des Umweltbundesamts wird dieser Lösungsansatz hinsichtlich der Pläne für 2050 eine entscheidende Rolle spielen[21]. Eine in dem Paper veröffentlichte Studie kommt zu dem Ergebnis, dass ein effektives Lastmanagement auftretende Energiebedarfsdifferenzen zu jeder Zeit ausgleichen kann.

Ob dieser Lösungsansatz jedoch alleine ausreicht um das gesamte Ausmaß des Divergenzproblems zu erfassen, ist aufgrund des hohen Anteils an volatilen Quellen allerdings fraglich. Somit besteht die Notwendigkeit für einen weiteren Lösungsansatz, der im Zentrum dieser Arbeit stehen soll. Die zugrundeliegende Idee besteht darin überschüssige Energie zu speichern um sie dann während produktionsschwächeren Perioden ausgleichend einzusetzen [22] . Auf diese Weise kann die Bereitstellung eines bedarfgerechten Energieangebots ermöglicht werden. Somit wird ein Schwanken von Strompreisen, unter der dem sowohl Anbieter als auch Abnehmer zu leiden hätten, vermieden.

In den meisten Fällen ist eine Speicherung von Energie über einen kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont erforderlich[23]. Hierfür werden je nach Einsatzfeld verschieden große Kapazitäten benötigt. Möchte ein Haushalt Strom speichern, den er mithilfe einer Photovoltaikanlage gewonnen hat, genügt ein relativ geringes Fassungsvermögen. Möchte dagegen ein Energiekonzern die Fluktuationen ausgleichen, die in mehreren Windparks einer Region entstehen, steht er vor einer Aufgabe von erheblich größerer Dimension. Zur Lösung dieser Probleme gibt es eine Reihe verschiedener Technologien, die eingesetzt werden können um die elektrische Energie zu konservieren. Dabei müssen alle von ihnen das Problem lösen, dass es nicht möglich ist Strom direkt zu speichern. Es muss bei jedem Verfahren zunächst eine Umwandlung in eine andere Energieform wie beispielsweise chemische oder potenzielle Energie erfolgen. Viele dieser Speichersysteme werden zurzeit eingehend erforscht. Auch niedersächsische Universitäten beschäftigen sich ausgiebig mit dem Thema. Die Speichertechnologien, die heutzutage und hinsichtlich der nahen Zukunft am relevantesten sind, werden im folgenden Kapitel näher erläutert.

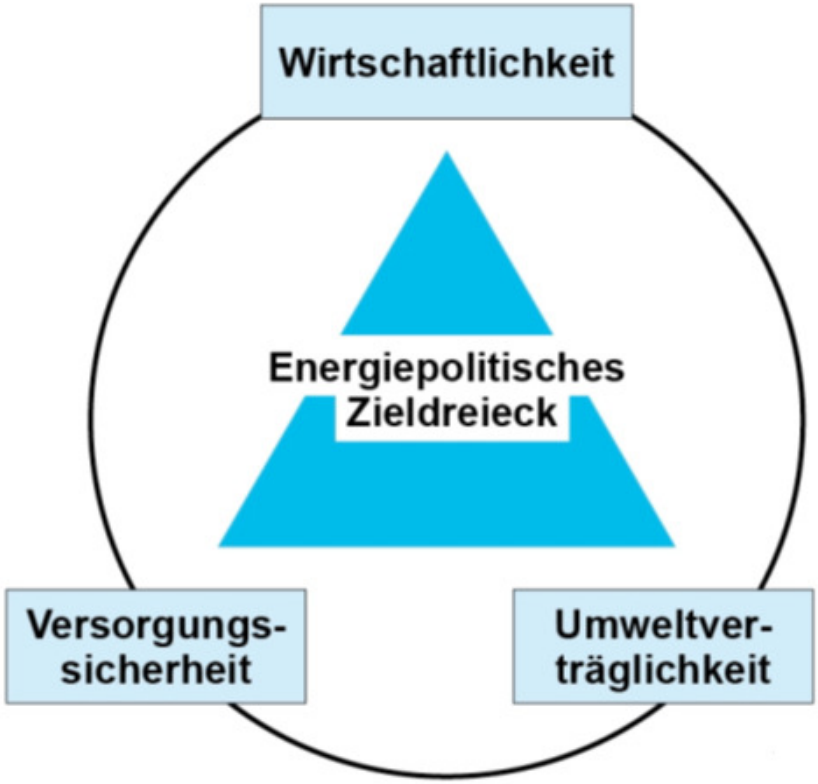
Eine Herausforderung stellt auch in diesem Bereich die Finanzierung dar. Besonders wenn große Kapazitäten benötigt werden, können hohe Kosten entstehen. Zunächst ist eine Anfangsinvestition erforderlich, die später wieder amortisiert werden muss. Hinzu kommen

[20]Bundesverband Erneuerbare Energie (2009), S.4.
[21] Vgl. Umweltbundesamt (2010) S. 114.
[22] Vgl. Radgen, P. (2007), S.1.
[23] Vgl. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz (2011), S. 86.

während des Betriebs anfallende laufende Kosten. Es in jedem Fall zu prüfen, ob die der Nutzen aus den eingerichteten Energiespeichern die entstehenden Aufwendungen kompensiert. Zu diesem Zweck müssen Wirtschaftlichkeitsanalyen durchgeführt werden. Diesem Thema ist in der vorliegenden Arbeit das vierte Kapitel gewidmet, das am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken verschiedene Szenarien analysiert.

Die Herausforderungen, die sich in Zukunft aus der Umstellung des Energiesystems ergeben, sind in der folgenden Skizze zusammenfassend dargestellt:

Abbildung 1: Energiepolitisches Zieldreieck



Quelle: WindPowerCluster (2011), S.22

Oberste Priorität liegt in der Umweltverträglichkeit. Alle anderen Punkte sind diesem Ziel unterzuordnen. Allerdings ist auch Wirtschaftlichkeit unverzichtbar. Alle am Prozess beteiligten Parteien sind profitorientierte Unternehmen, die nur dann Pläne in die Tat umsetzen können, wenn es sich für sie lohnt. Hierbei kann der Staat Hilfe leisten. Der dritte Punkt, Versorgungssicherheit, geht eng mit der Wirtschaftlichkeit einher. Letztere ist nur dann gegeben, wenn auch diese Anforderung erfüllt ist. Liegen zu große Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage ist es unmöglich profitabel zu wirtschaften.

Es ist also zu erkennen, dass keiner der drei Punkte ohne die anderen beiden erfüllt sein kann. Alle von ihnen müssen gleichzeitig berücksichtigt werden.

Zurzeit gibt es noch keine Speichertechnologie, die diese Ziele im gewünschten Umfang erfüllt[24]. Es verbleibt eine Menge an Problemen, die zu lösen sind. Hierfür besteht die Notwendigkeit für umfangreiche Forschungsarbeiten, welche so schnell wie möglich durchgeführt werden müssen. Um die ehrgeizigen Pläne der Bundesregierung zu erfüllen verbleibt ein geringes Zeitfenster. Inwieweit der Stand der Forschung für ausgewählte Speichertechnologien fortgeschritten ist, ist ebenfalls Gegenstand der folgenden Kapitel.

3. Vorhandene und zukünftige Speichertechnologien

3.1. Akkumulatoren

Der Akkumulator, kurz Akku genannt, gehört zur Gruppe der chemischen Speicher, da er die ihm zugeführte Energie in chemischer Form speichert[25]. Seine Aufladung erfolgt durch Zuführung elektrischen Stroms, welcher als Ladestrom bezeichnet wird. Die auf diese Weise eingegebene Energie wird im Inneren durch Chemikalien aufgenommen und somit konserviert. Möchte man von den gespeicherten Ressourcen Gebrauch machen, erfolgt die Umwandlung zurück in elektrische Energie, Entladestrom genannt. Bei diesem Vorgang geben die in dem Akkumulator verwendeten Chemikalien die in ihnen enthaltene Ladung wieder frei. Die ablaufenden Vorgänge sind also reversibel, was einen großen Vorteil gegenüber konkurrierenden Speichertechnologien darstellt.

Zur Anwendung kommt heutzutage eine Vielzahl verschiedener Akkumulatoren. Oftmals findet man selbst in der Fachliteratur auch den Begriff Batterie für manche von ihnen. Diese Bezeichnung ist allerdings nicht ganz korrekt; streng genommen sind Batterien nur solche Energiespeicher, die nach erfolgtem Entladevorgang nicht wieder aufgeladen werden können. Im Folgenden werden jedoch ausschließlich Speicher beschrieben, die dieses Kriterium erfüllen, weswegen sie korrekterweise mit Akkumulator zu bezeichnen wären.

Klassifiziert werden Akkumulatoren nach einer Reihe von verschiedenen Merkmalen. Qualitätsunterschiede können beispielsweise in ihrer Ladekapazität bestehen. Hiermit ist die Menge an Energie gemeint, welche gespeichert werden kann. Auch ist wichtig wie konstant diese Größe unter bestimmten Umständen bleibt. Qualitativ hochwertige Akkumulatoren

[24] Vgl. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz (2011), S.9.
[25] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.37ff.

zeichnen sich zum Beispiel dadurch aus, dass sich ihre Ladekapazität nicht oder nur geringfügig unter bestimmten Lagertemperaturen leidet.

In Zusammenhang mit der Ladekapazität sind zwei weitere Kriterien zu nennen. Zum einen spielt es eine Rolle, inwieweit Selbstentladung durch rückwärts ablaufende Reaktionen vermieden werden kann. Zum anderen ist zu beachten, dass ein Unterschied zwischen Lade- und Entladeleistung eines Akkumulators besteht. Dies liegt darin begründet, dass beim Aufladevorgang Strom in ungewünschte Nebenreaktionen fließen kann, welche nicht wieder rückgängig zu machen sind. Somit wird der Wirkungsgrad des Akkumulators verringert. Sowohl durch diesen Prozess als auch durch die ablaufende Selbstentladung wird eine bestimmte Menge an Strom verschwendet. Qualitätsunterschiede zwischen verschiedenen Akkumulatoren können auch darüber definiert werden, inwieweit es gelingt die beschriebenen Prozesse zu unterbinden.

Ferner werden Akkumulatoren nach ihrer Energiedichte unterschieden. Hiermit ist das Verhältnis von Ladekapazität zu Größe oder Gewicht gemeint. Üblicherweise fällt sie mit steigender Größe der Akkumulatoren.

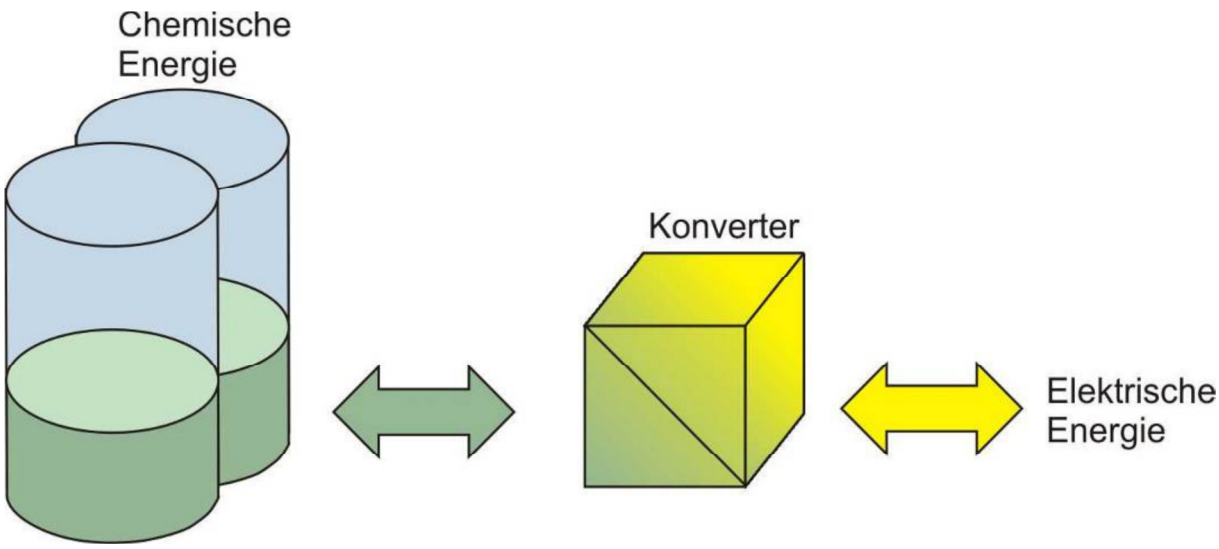
Für manche Verwendungszwecke kann zudem die Ladezeit von wichtiger Bedeutung sein. Zum Beispiel im Bereich der Elektromobilität spielt dieser Punkt eine wichtige Rolle. Eine lange Auftankzeit eines Autos führt zu Einschränkungen in seiner Einsatzflexibilität.

Entscheidend ist zudem die Lebensdauer eines Akkumulators. Sie wird durch die Anzahl der Ladezyklen also der möglichen Auf- und Entladevorgänge definiert. Es muss beachtet werden, dass die stattfindenden chemischen Prozesse nicht vollständig reversibel ablaufen. Somit geht bei jedem von ihnen eine geringe Menge an Fassungsvermögen verloren. Abgelaufen ist die Lebensdauer eines Akkumulators per Definition dann. wenn nur noch 20 Prozent der ursprünglichen Ladekapazität vorhanden ist.

Je nach Verwendungszweck werden einzelne Qualitätsmerkmale bei der Entwicklung eines Akkumulators besonders priorisiert. Ist der Betrieb zum Beispiel ausschließlich in Fabrikhallen angedacht, so muss auf die Reaktionen der Ladekapazität bei kalten Temperaturen keine Rücksicht genommen werden. Wird ein Akkumulator in einer Alarm- oder einer Notstromanalage benötigt, ist eine möglichst geringe Selbstentladung von besonders hoher Wichtigkeit. Zudem können vor allem bezüglich der gewünschten Größe und damit verbunden mit der Energiedichte können grundlegend verschiedene Anforderungen bestehen.

Am häufigsten werden heutzutage Ni-Cd-Akkumulatoren sowie Lithium-Ionen-Akkumulatoren hergestellt und verwendet. Erstere sind vergleichsweise groß und schwer und haben eine recht geringe Energiedichte. Außerdem enthalten sie das giftige Schwermetall Kadmium. Allerdings sind sie vergleichbare Produkten durch eine hohe Lebensdauer und geringe Ladezeiten überlegen. Sie können daher beispielsweise im Bereich der Elektromobilität eingesetzt werden. Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind aufgrund ihrer geringen Größe und ihres leichten Gewichts beliebt, weswegen sie sich in vielen Haushaltsgeräten finden. Beide Produkte dienen also ausschließlich dezentralen Energiespeicherzwecken. Für zentrale Speicheraufgaben kommen sie nicht in Frage. In diesem Bereich findet vor allem die Redox-Flow-Batterie Anwendung. Sie verfügt über ein außerordentlich großes Speichervermögen und kann daher beispielsweise zum Ausgleich von Intensitätsunterschieden in der Stromgewinnung von Windkraftanlagen eingesetzt werden. Zudem weisen sie eine Besonderheit auf: Ihr Speicher ist vom Wandler der Energieformen getrennt, befindet sich also an einer externen Stelle. Somit ist eine Erweiterung der Kapazität problemlos möglich. Es muss lediglich ein Ausbau der Speichertanks stattfinden. Der Konverter kann anschließend wie vorher weiter verwendet werden. Der Aufbau lässt sich anhand der folgenden Skizze verdeutlichen:

Abbildung 2: Redox-Flow-Batterie



Quelle: Neupert, U. *et al* (2009), S.50

Der Konverter wandelt chemische und elektrische Energie in die jeweils andere Form um. Je nachdem ob ein Bedarf oder ein Überangebot an Strom besteht, kann er Kapazitäten abgeben oder speichern. Die elektrische Energie kann ihm von einem Verbraucher entnommen oder von einer Quelle wie beispielswiese einer Windkraftanlage zugeführt werden. Die Lagerung

der chemischen Energie erfolgt in zwei großen Tanks, welche verschiedene flüssige Chemikalien enthalten. Beide von ihnen basieren auf dem Element Vanadium[26], welches in unterschiedlichen Formen in ihnen gelöst ist.

Der Prozess der Energieumwandlung ist sehr komplex und soll hier –stellvertretend für die Funktionsweise aller Akkumulatoren- nur vereinfacht dargestellt werden[27]. Im Konverter befindet sich eine Galvanische Zelle, welche die Umformung der Energien vornimmt. Dazu werden eine negative Elektrode, die die sogenannte Anode, und eine positive Elektrode, Kathode genannt, verwendet. Soll Energie übertragen werden, fließen die chemischen Flüssigkeiten aus den beiden Tanks in diese Elektronenleiter hinein. Hierbei ist jeder der Tanks mit jeweils einer der beiden Elektroden verbunden. Während dieses Prozesses geschieht entweder die Aufnahme oder die Abgabe von Elektronen. Die Vorgänge sind namensgebend für die Batterie, da sie in der Fachsprache mit Reduktion und Oxidation bezeichnet werden. Um sie zu ermöglichen müssen weitere Chemikalien eingesetzt werden. Heutzutage ist es üblich Chromchlorid als Reduktionsmittel sowie Eisen(III)-chlorid als Oxidationsmittel zu verwenden.

Nachdem die Chemikalien aus den Tanks die Elektroden passiert haben findet ein Ladungsausgleich statt. Hierfür wird eine halbdurchlässige Membran eingesetzt, die das einseitige Diffundieren von positiv geladenen Ionen ermöglicht. Beide Chemikalien fließen an ihr vorbei, sodass anschließend keine Ladungsunterscheide mehr gegeben sind. Daraufhin werden sie zurück in die ihnen zugeordneten Lagertanks gepumpt. Dort sind dann sowohl geladene als auch ungeladene Teilchen miteinander vermischt vorhanden.

Alternativ ist es auch denkbar, dass der Aufladevorgang einer Redox-Flow-Batterie durch Austausch der Chemikalien in den Tanks geschieht. Ist die Menge an Elektronen erschöpft, werden die Flüssigkeiten abgepumpt und durch neue energiegeladene ersetzt. Auf diese Weise wird eine Aufladung der Tanks an einem weit entfernten Ort ermöglicht.

Zurzeit werden Redox Flow-Batterien hauptsächlich in Japan und der USA verwendet. Allerdings existiert auch in Europa bereits ein Markt für sie. So bietet die österreichische Firma „Cellstrom“ das Batterieprodukt „Cellcube“ an[28]. Die Kosten hierfür liegen bei 100.000 Euro.

[26] Vgl. Radgen, P. (2007), S.12.
[27] Vgl. im Folgenden auch: Oertel, D. (2008). S.9.
[28] Vgl. WISO (2011), S.3.

Neben dem hohen Anschaffungspreis, der vor allem durch die großen Tanks und die sehr teure Membran verursacht wird, gelten auch die hohen Betriebskosten als Nachteil[29]. Um die enthaltenen Flüssigkeiten zu bewegen ist eine Vielzahl von Pumpen erforderlich, die zu einem hohen Energieverbrauch führen. Hinzu kommt, dass beim Umwandlungsprozess von chemischer Energie in elektrische ungewünschte Nebenströme entstehen, wodurch sich Verluste ergeben. Hieraus resultiert eine Verringerung des Wirkungsgrades der Batterie. Zudem entstehen Nebenprodukte in Form von Gasen, die in den Zellen Schaden anrichten können. Auch bestehen zurzeit noch Schwierigkeiten bei der Abdichtung von Zellen, so dass kleinere Mengen an Chemikalien verloren gehen können. Damit die entstehenden finanziellen Aufwendungen durch den Verkauf der Energie zu decken sind, muss ein Preis von etwa 26 Cent je Kilowattstunde berechnet werden[30]. Insgesamt kann man also sagen, dass die Technologien noch nicht vollständig ausreift sind und noch erhebliches Verbesserungspotenzial besteht. Gemäß Ergebnissen einer Studie kann jedoch schon in näherer Zukunft mit deutlichen Kostensenkungen gerechnet werden. In spätestens zehn Jahren soll den Untersuchungen zufolge nur noch ein Preis von zehn Cent je Kilowattstunde notwendig sein um rentabel arbeiten zu können[31].

Den aufgeführten Nachteilen steht allerdings auch eine Reihe an Vorteilen gegenüber, die die bereits vorhandene Beliebtheit der Redox-Flow-Batterie begründen[32]. Wie bereits oben erwähnt, verfügt sie über ein großes Speichervolumen, welches sich ohne großen Aufwand erweitern lässt. Zudem besteht ein hoher Wirkungsgrad von etwa 80%, der sich Prognosen zufolge zukünftig noch auf circa 90% steigern lässt.

Ferner bleibt die vorhandene Kapazität im Verlaufe der Anwendungen sehr konstant. Es gibt keinen Memoryeffekt, was bedeutet, dass es keine negativen Auswirkungen hat, wenn oftmals nur Teilauf- und -entladungen durchgeführt werden. Auch gegenüber Tiefenentladungen, also der vollständigen Ausschöpfung der vorhandenen Kapazität, besteht eine Unempfindlichkeit. Durch diese Eigenschaften wird eine hohe Lebensdauer von etwa 10.000 Zyklen erreicht. Darüber hinaus gilt die Batterie als vergleichsweise umweltfreundlich, da sie keine giftigen Bestandteile wie Schwefel oder Blei enthält[33].

[29] Radgen, P. (2007), S.14.

[30] Vgl. Kleimaier, M (2009), S.35.
[31] Vgl. Kleimaier, M (2009), S.35.
[32] Vgl. Oertel, D. (2008) S.9.
[33] Vgl. WISO (2011), S.3.

Es kann damit gerechnet werden, dass die Verwendung von Redox-Flow-Batterien als zentrales Speichermedium zukünftig in großem Umfang erfolgen wird. Sie ist in der Lage, die mit der Stromgewinnung aus regenerativen Energiequellen verbundenen Probleme zu lösen. Gelingt es die genannten Nachteile zu verringern, so wird vor allem durch Energielieferanten eine hohe Nachfrage nach ihr bestehen.

Auch als dezentrale Energiespeicher werden Akkumulatoren bereits seit langer Zeit in vielen verschiedenen Formen genutzt. An dieser Beliebtheit wird sich auch Zukunft nichts ändern, besonders weil beispielsweise im Hinblick auf die E-Mobilität neue Bedarfsbereiche entstehen.

3.2. Brennstoffspeicher

Brennstoffspeicher verwenden ähnlich wie Akkumulatoren chemische Energie als Speicherform. Am bedeutendsten ist die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger. Bei seiner Herrstellung wird Strom benötigt, welcher somit aufgebraucht wird. Eine Rückgewinnung, wie sie im Fall von Akkumulatoren durchgeführt wird, kann also nicht stattfinden. Dies ist jedoch auch nicht notwendig, da stattdessen der produzierte Wasserstoff selbst als Energiequelle genutzt werden kann. Es wird also direkt von der chemischen Form der Energie Gebrauch gemacht. Sie dient bei der hier beschriebenen Speichertechnologie nicht nur als Zwischenprodukt.

Zurzeit sind die möglichen Einsatzfelder von Wasserstoff als Energiequelle noch recht gering vorhanden. Er findet beispielsweise in U-Booten oder Gabelstaplern Anwendung[34]. Zukünftig ist aufgrund der Erforschung neuer Technologien, welche im Verlauf dieses Teilkapitels erläutert werden, jedoch eine weitaus breitere Anwendung denkbar. Besonders im Bereich der Elektro-Mobilität könnte er eine entscheidende Rolle spielen[35]. Visionen von Fachleuten zufolge besitzt er das Potenzial das heute übliche Benzin abzulösen. Darüber hinaus gibt es noch viele weitere potenzielle Einsatzgebiete. Denkbar ist der Einsatz auch überall dort, wo heute Erdgas verwendet wird[36].

Die Produktion von Wasserstoff kann durch eine Reihe verschiedener Verfahren geschehen, die alle auf der Durchführung von Elektrolyse beruhen[37]. Heutzutage kommen dabei überwiegend fossile Rohstoffe zum Einsatz. Im Zuge einer nachhaltigen Energiespeicherung

[34] Vgl. Dr. Eberle, U. *et al.* (2009), S.1.
[35] Vgl. Teichmann, D.*et al* (2011)., S.1.
[36] Vgl. Dr. Nitsch, J. *et al*. (2002), S.7.
[37] Vgl. Nitsch, J.(2003), S.3.

empfiehlt jedoch eher sich die Verwendung von Wasser. Mittels Elektrolyse können unter Einsatz von Strom die Wasserstoffatome von den Sauerstoffteilchen getrennt werden. Somit erhält man reinen Wasserstoff. Hierbei entstehen keinerlei Emissionen von Treibhausgasen. Jedoch müssen bei Betrachtung dieses Vorgehens zwei Probleme beachtet werden. Erstens erfordert das beschriebene Verfahren eine hohe Menge an Strom. Es ist folglich sinnvoll die Gewinnung von Wasserstoff an Orten durchzuführen, an denen ein hohes Angebot an elektrischer Energie vorliegt. Hier kommen beispielsweise Windkraft- oder Photovoltaikanlagen in Frage. Vorteilhaft ist dabei, dass Elektrolyseverfahren auch dann problemlos funktionieren, wenn die Stromzufuhr stark schwankenden Intensitäten unterliegt[38]. Somit kann ein Beitrag zur Lösung des Problems von temporärem Übernagebot an elektrischer Energie geleistet werden.

Als zweites Problem gilt jedoch, dass der Wasserstofftransport an den Zielort sehr aufwendig ist. Um diesen zu bewältigen kommen drei Möglichkeiten infrage, welche in den folgenden Absätzen näher erläutert werden.

Die erste zu beschreibende Transportvariante wird als Druckgasspeicherung bezeichnet[39]. Von allen drei Möglichkeiten ist sie die, die heutzutage am häufigsten angewendet wird. Es erfolgt der Transport von Wasserstoff in reiner Form. Das zu befördernde Material ist also gasförmig und damit sehr voluminös. Um die gewünschten Mengen an Wasserstoff transportieren zu können muss eine Komprimierung durch hohen Druck erfolgen. Üblich sind Tanks mit 350 oder 700 bar, wobei letztere eine Füllkapazität von 5,6 Kilogramm aufweisen. Erstere können entsprechend weniger stark gefüllt werden. Diesen Druck zu erzeugen und aufrecht zu erhalten erfordert einen hohen Aufwand und damit verbunden auch hohe Kosten; um alle anfallenden finanziellen Aufwendungen auszugleichen muss ein Preis von etwa 25 Cent je Kilowattstunde berechnet werden [40] . Es besteht nur ein sehr geringes Verbesserungspotenzial hinsichtlich dieser Nachteile, weswegen sich die Forschung auf andere Speichertechnologien fokussiert. Man kann also damit rechnen, dass die Anwendung der Druckgasspeicherung in Zukunft abnehmen und möglicherweise vollständig verschwinden wird.

Um das Volumen von Wasserstoff weiter zu verringern macht es Sinn seine Atome in einem festen Stoff zu binden. Dieses Verfahren wird ebenfalls bereits heutzutage angewendet. Hierbei verwendet man ausschließlich spezielle Metalllegierungen, die dann in Verbindung

[38] Vgl. Dr. Nitsch, J.. *et al*., (2002), S.2.
[39] Vgl. Huaa, T.Q. *et al.* (2011), S.1.
[40] Vgl. VDE (2009).

mit Wasserstoff zu Metallhydrid werden[41]. Die dabei entstehende Verbindung ist reversibel, so dass es möglich ist die eingelagerten H_2-Atome wiederzugewinnen.

Beim Speicherungsvorgang werden die Teilchen des Wasserstoffs in das atomare Gitter der Metalle eingelagert. Hierfür ist ein Überdruck erforderlich, der einen recht hohen Verbrauch an elektrischem Strom zur Folge hat. Ein Großteil der eingesetzten Energie wird dabei in Wärme umgesetzt. Für den Entladungsvorgang gelten die umgekehrten Bedingungen. Es muss ein Unterdruck herrschen. Zudem ist die Zufuhr von Wärme notwendig, was dazu führen kann, dass eine Temperatur von mehreren Hundert Grad Celsius gegeben sein muss. Demzufolge entsteht auch hier ein bedeutender Energieverbrauch. Zudem ist das Verfahren sehr zeitintensiv.

Ein weiterer Nachteil dieser Speicherungsform von Wasserstoff besteht darin, dass das eingesetzte Metall sehr schwer ist. Hinsichtlich des Gewichts verfügen Metallhydridspeicher über eine relativ geringe Speicherdichte. Als reines Transportmittel für Energien kommen sie heutzutage folglich noch nicht in Frage. Lediglich in U-Booten finden sie Anwendung, da hier das Gewicht als hilfreicher Ballast eingesetzt werden kann. Es existiert ein erheblicher Verbesserungsbedarf, Potenzial ist in diesem Bereich aber vorhanden.

Hinsichtlich der Vorteile von Metallhydridspeichern lässt sich eine ganze Reihe von Punkten nennen. Ein wichtiger Faktor ist, dass eine hohe Anzahl von Wiederauffüllungen möglich ist. Die Metalllegierungen, welche als Trägerstoffe eingesetzt werden, weisen auch im Verlauf einer hohen Anzahl von Anwendungen keinerlei Abnutzungserscheinungen auf. Ist hierfür einmal eine Investition getätigt, muss in absehbarer Zeit keine weitere mehr erfolgen. Hinzu kommt, dass der wiedergewonnene Wasserstoff über einen hohen Reinheitsgrad verfügt. Somit kann die in ihm enthaltene Energie einfach freigesetzt werden. Ferner ist zugunsten der Anwendung von Metallhydridspeichern zu sagen, dass eine perfekte Langzeitstabilität gegeben ist. Muss Wasserstoff über lange Zeitperioden gelagert werden, empfiehlt sich die Anwendung dieser Technologie, da es bei ihr zu keiner Selbstentladung der eingespeicherten Energie kommt. Darüber hinaus entsteht der hohe Verbrauch von elektrischem Strom ausschließlich bei Be- und Entladungsvorgängen. Während der Zeit, in der der Wasserstoff im Metall eingeschlossen ist, wird nur ein geringer Speicherdruck von zehn bis fünfzig bar benötigt[42]. Auch die Betriebstemperaturen liegen auf einem unproblematischen Niveau. Die

[41] Vgl. Oertel, D. (2008), S. 77ff.

[42] Vgl. Radgen, P. (2007), S.11.

Speicherdichte ist nur hinsichtlich des Gewichtes kritisch. In Bezug auf das Volumen von Metallhydridspeichern kann von einem akzeptablen Verhältnis zur Menge an eingelagerter Energie gesprochen werden. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass bei einem Unfall nur ein recht geringer Teil des Wasserstoffs in Gas umgesetzt wird und damit verloren geht. Damit eine Trennung der Moleküle erfolgen kann wird wie oben erwähnt Wärme benötigt, die unter normalen Umständen nicht gegeben ist.

Eine dritte Möglichkeit Wasserstoff zu speichern, besteht darin Flüssigkeiten als Trägerstoffe zu verwenden. Diese Idee wird zwar heutzutage noch nicht angewandt, jedoch sehen Experten in ihr die Technologie mit dem größten Potenzial, weswegen sich der Großteil der Forschung auf diesen Bereich konzentriert[43]. Die bei diesem Verfahren eingesetzten Chemikalien werden als Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) bezeichnet[44]. Am aussichtsreichten erscheint heutzutage die Verwendung von N-Ethylcarbazol, kurz häufig auch Carbazol genannt, als Trägerflüssigkeit[45]. Durch die Anreicherung mit Wasserstoff entsteht die Verbindung Perhydro-Carbazol.

Flüssige Trägerstoffe eignen sich für Transporte optimal, da sie zum einen relativ leicht sind du zum anderen eine hohe Speicherdichte hinsichtlich ihres Volumens aufweisen. In Relation zum gasförmigen Zustand liegt dieses Verhältnis bei etwa einem Achthundertstel[46]. In flüssiger Form ist es möglich Wasserstoff ohne Schwierigkeiten über weite Strecken zu befördern. Hierbei können bereits bestehende Infrastrukturen wie beispielsweise Pipelines oder Tankschiffe genutzt werden[47]. Auch ist es denkbar, dass Tankstellen statt des heutzutage üblichen Benzins mit Perhydro-Carbazol beliefert werden um so Elektroautos zu versorgen. Hierbei ist es hilfreich, dass auch lange Lagerzeiten zu keinen Verlusten an Energie führen[48].

Ein weiterer Vorteil dieser Art der Wasserstoffspeicherung ist, dass die Bindungen ohne großen Aufwand aufgebaut und wieder gelöst werden können[49]. Es ist keinerlei Wärmezufuhr oder erhöhter Druck erforderlich. Notwendig sind allerdings Katalysatoren, welche eigens für diese Zwecke entwickelt werden. Bisher sind die erforschten Lösungen noch nicht zufriedenstellend, es besteht jedoch noch Verbesserungspotenzial, das eingehend erforscht wird.

[43] Vgl. VDI nachrichten (2011).
[44] Vgl. Teichmann, D. *et al.*, (2011), S.1.
[45] Vgl. VDI nachrichten (2011).
[46] Vgl. Radgen, P. (2007), S.11.
[47] Vgl. Grünweg, T. (2011).
[48] Vgl. Universität Erlangen-Nürnberg (2011).
[49] Vgl. VDI nachrichten (2011).

Zu bedenken ist allerdings, dass die Kosten der durch Elektrolyse gewonnenen und mit LOHC transportieren Energie über denen von elektrischem Strom liegen. Nitsch und Fischedick (2002) schätzen, dass der Preis im Jahr 2020 bei etwa 13 Cent je kWh liegen wird. Das ist unter anderem im unterlegenen Wirkungsgrad begründet. Bei durch Photovoltaik erzeugtem Strom entsteht den Schätzungen der Autoren zufolge ein Verlust von etwa zehn bis zwölf Prozent. Wasserstoff sollte folglich nur in den Gebieten eingesetzt werden, in denen er elektrischem Strom als Energieträger so weit überlegen ist, dass er diesen Nachteil überkompensieren kann.

Es ist weiterhin kritisch anzumerken, dass es nicht möglich ist ausschließlich Wasserstoff aus dem Trägermedium wiederzugewinnen[50]. Zusätzlich erfolgt stets die Freisetzung von Kohlenmonoxid und -dioxid sowie Spuren von Stickoxiden. Da diese keinen Nutzen haben, müssen sie als störende Abfallprodukte klassifiziert werden.

Neben den hier vorstellten Technologien gibt es noch eine Reihe weiterer Wasserstoffspeicher Auch sind andere chemische Elemente als Energieträger denkbar. Allerdings liegen diese Technologien in ihrem Potenzial zum Teil weit hinter den erläuterten zurück, so dass sie in der hier gebotenen Kürze nicht näher vorgestellt wurden.

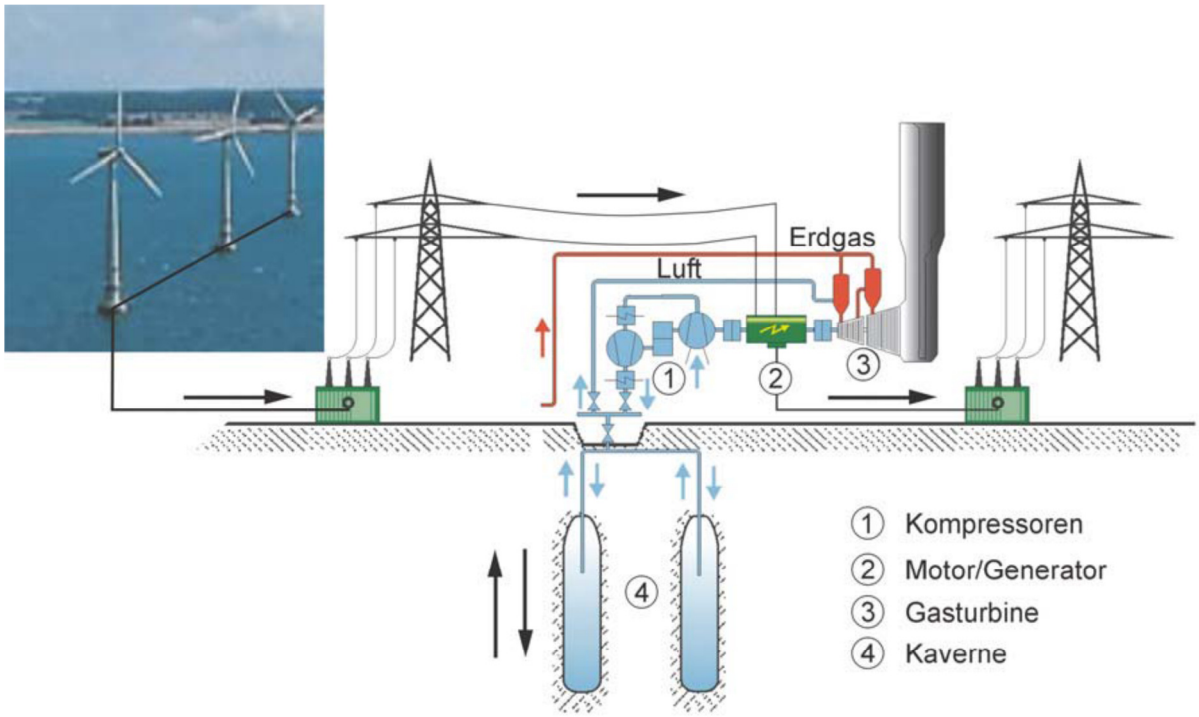
Bisher konnte sich zwar auch von den hier vorgestellten Trägermedien keins durchsetzten, es kann aber zukünftig mit einem Durchbruch von Hydrogen Carriers (LOHC) gerechnet werden. Für sie könnten ab etwa 2020 erste Einsatzbereiche gefunden werden, womit bestehende Technologien abgelöst werden könnten[51].

3.3. Druckluftspeicher

Bei Druckluftspeichern handelt es sich um mechanische Speicher, die sich physikalische Prinzipien zu Nutze machen[52]. Häufig findet man sie in der Literatur auch unter dem englischen Namen Compressed Air Energy Storage, kurz CAES. Um ihre Funktionsweise zu verstehen ist die Betrachtung der folgenden Skizze hilfreich:

[50] Vgl. Oertel, D. (2008), S.79.
[51] Vgl. Dr. Nitsch, J. et al., (2002), S.3.
[52] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.125ff.

Abbildung 3: Funktionsweise eines Druckluftspeichers



Quelle: Crotogino, F. (2003), S.5

Zu Beginn ihrer Anwendung ist zunächst die Zuführung von elektrischer Energie notwendig [53]. Sinnvoll ist es diese direkt aus volatilen Quellen wie beispielsweise Windkraftanlagen zu schöpfen. Allerdings kann nur ein Teil von ihr in den Speicher fließen, der andere muss für den Betrieb eines Kompressors (in der Skizze mit (1) bezeichnet) verwendet werden. Dessen Aufgabe besteht darin Luft aus der Umgebung der Anlage einzusaugen und zu komprimieren. Somit erfolgt die Umwandlung von elektrischer Energie in kinetische Energie der Luftmoleküle. Um den gewünschten Komprimierungszustand zu erreichen ist ein Druck von fünfzig bis siebzig bar erforderlich. Während dieses Vorgangs entsteht sehr starke Hitze in Höhe von mehreren Hundert Grad Celsius, welche mit Kühlungssystemen abtransportiert werden muss.

Für die Lagerung der komprimierten Luft werden Hohlräume im Erdboden genutzt. Vor allem Salzkavernen (siehe (4) in der Skizze) eignen sich zu hierfür besonders gut. Bei ihnen handelt es sich um Hohlräume von mehreren 100.000 m³ Volumen, die künstlich mit Hilfe von Wasser im Boden erschaffen wurden. Hilfreich ist es, dass viele Kavernen an der Küste Norddeutschlands zu finden sind. Somit können sie ideal für Druckluftspeicher verwendet werden, die kombiniert mit Windenergieanlagen arbeiten. Als weitere Speicherorte kommen

[53] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.125ff sowie Crotogino, F. (2003), S.5.

zudem undurchlässige Gesteinsschichten oder nicht mehr genutzte Bergwerke in Frage[54]. Vorteilhaft an dieser Methode der Speicherung ist, dass es kaum zu sichtbaren Eingriffen in die Umwelt kommt[55]. Heutzutage werden die beschriebenen Lagerräume vorrangig für die Lagerung von komprimiertem Erdgas genutzt. Somit droht möglicherweise eine Konkurrenzsituation.

Möchte man die gespeicherte Energie nutzen, so setzt man die Luft aus den Lagerräumen wieder frei[56]. Mit Hilfe des Motors (in der Skizze mit (2) bezeichnet) wird sie in die Brennkammer einer Gasturbine (Nummer (3) in der Skizze) geleitet. Bei ihr handelt es sich üblicherweise um ein konventionelles Modell wie es auch in anderen Industriebereichen eingesetzt wird[57].

In der Brennkammer erfolgt eine Vermischung der Luft mit einem Brennstoff wie beispielsweise Erdgas. Das sich aus den beiden Gasen bildende Gemisch wird anschließend entzündet. Dies geschieht aus zwei Gründen. Zum einen ist die Generierung von Wärme als Sicherheitsmaßnahme notwendig. Durch den deutlichen Druckabfall würde sich die Luft bei ihrer Entnahme ansonsten so stark abkühlen, dass die Turbine vereisen und damit beschädigt werden würde. Zum anderen expandieren die entstehenden Rauchgase aufgrund der entstehenden Wärme in der Brennkammer und treiben dadurch einen angeschlossenen Generator an. Jener erzeugt auf diese Weise den Strom, der am Ende des Vorgangs aus dem Druckluftspeicher entnommen werden soll. Zur Nutzung der beschriebenen Speichertechnologie wird also ein eigenes Kraftwerk verwendet, welches als Druckluftspeicherkraftwerk bezeichnet wird.

Um einen Druckluftspeicher zu errichten müssen mehrere hundert Euro pro Kilowatt, das mittels gespeicherten Materials gewonnen werden kann, eingeplant werden[58]. Erreichbar ist ein Wirkungsgrad von bis zu 55 Prozent unter der Bedingung, dass die entstehenden Turbinenabgase dazu genutzt werden eine Vorwärmung der gelagerten Luft durchzuführen bevor diese mit dem Brennstoff vermischt wird. Ein Großteil der an hundert Prozent fehlenden Effizienz geht beim Betreiben der Kompressoren verloren. Für ihren Betrieb

[54] Vgl. Oertel, D. (2008), S.32.

[55] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.126.

[56] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.125ff sowie Crotogino, Fritz (2003), S.5.

[57] Vgl. Crotogino, F. (2003), S.1.

[58] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.32.

müssen zwei Drittel des gesamten Energieeinsatzes aufgewendet werden[59]. Dagegen gibt es nur sehr geringe Verluste an gespeicherter Energie; die beschriebenen Lager lassen wenig von dem enthaltenen Material entweichen.

Ein weiterer Vorteil von Druckluftspeichern liegt darin, dass nur eine kurze Zeitspanne vergehen muss bis von ihnen Gebrauch gemacht werden kann[60]. Sowohl die Einlagerung von Energie als auch deren Freisetzung erfordert nicht mehr als zehn Minuten. Somit kann überschüssiger Strom in Zeiten von starkem Wind schnell aufgenommen werden ohne dass es zu Verlusten kommt. Genauso können Energieausfälle rasch überbrückt werden, sodass kein Schaden bei Abnehmern entsteht.

Ferner ist vorteilhaft, dass Druckluftspeicher eine gute Energieeichte von ein bis zwei kWh je Kubikmeter aufweisen[61]. Dadurch, dass diese Kapazität zudem unter der Erde geschaffen wird, treten keinerlei Probleme hinsichtlich der Größe des Speichers auf.

Bisher gibt es zwei Druckluftspeicher auf der Welt[62]. Eines wurde bereits 1978 in Huntorf bei Bremen errichtet und wird heute von E.ON betrieben[63]. Das andere entstand 1991 in McIntosh in den USA. Seitdem wurden bis heute keine neuen von ihnen mehr gebaut, vor dem Hintergrund des nötigen Volatilitätsausgleichs entstanden aber Pläne für weitere. So beabsichtigt EnBW an der Nordseeküste einen Speicher zu bauen, der kombiniert mit einer Windkraftanlage eingesetzt werden soll. Seine Leistung soll im Bereich von 150 bis 600 Megawatt liegen. Gegenüber den bisher vorhandenen Druckluftspeichern sollen hier Verbesserungen vorgenommen werden indem die einzelnen Elemente deutlicher voneinander getrennt werden. Somit wird es zu späteren Zeitpunkten leichter sein neue leistungsstärkere Elemente einzubauen. Auch eine Erhöhung der Speicherkapazität kann durch den Einbau weiterer Speicher erfolgen. Auch außerhalb Deutschlands gibt es Pläne für die Errichtung neuer Anlagen. Vor allem die USA möchte in diesen Bereich investieren und plant mehr als zehn Projekte.

Weiteren Verbesserungsideen zufolge sollen die Lagertanks verkleinert werden[64]. Statt Kavernen könnten deutlich kleinere Druckluftbehälter verwendet werden. Nachteilig wäre,

[59] Vgl. Crotogino, F. (2003), S.1.
[60] Vgl. Oertel, D. (2008), S.32.
[61] Vgl. Oertel, D. (2008), S.32.
[62] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.126ff.
[63] Vgl. Crotogino, F. (2003), S.3.
[64] Vgl. Neupert, U. *et al* (2009), S.128.

dass in ihnen ein höherer Druck von 100 bis 140 bar herrschen müsste. Dafür könnten sie unabhängig von unterirdischen Strukturen errichtet werden.

Um den Wirkungsgrad zu erhöhen gibt es Ideen die Wärme, die bei Einlagerung der Luft entsteht, zu speichern[65]. Anschließend kann sie bei der Entnahme wieder zugeführt werden. Als Wärmespeicher können Flüssig- oder Feststoffspeicher zur Anwendung kommen[66]. Mit dieser Methode wird die Verwendung von zusätzlichen Brennstoffen unnötig. Auch im Sinne des Nachhaltigkeitskonzepts erscheint diese Idee sinnvoll, da die zugeführten Gase meist fossiler Natur sind. Da bei Anwendung des beschriebenen Konzepts keine Wärme von außen zugeführt werden muss, bezeichnet man Druckluftspeicher dieser Art als adiabatische Speicher. Laut Lange (2007) könnte die Technologie um 2015 marktreif werden[67]. Zurzeit bestehen noch Probleme benötigte Teile so zu entwickeln, dass sie Temperaturen von bis zu 650 Grad Celsius und Druck von 100 bis 200 bar standhalten. Gelingt es diese Schwierigkeiten zu bewältigen, ist mit einem Durchbruch von adiabatischen Druckluftspeichern zu rechnen. Schätzungen zufolge können sie einen Wirkungsgrad von bis zu siebzig Prozent erreichen[68], allerdings muss auch bedacht werden, dass höhere Investitionskosten für ihre Errichtung notwendig sind. Insgesamt ergibt sich den Schätzungen einer Studie zu Folge ein Energiepreis von vier Cent je Kilowattstunde, was deutlich unter dem Wert anderer Speichertechnologien liegt[69].

Eine ähnliche Idee wird als Thermal-and-Compressed-Air-Storage-Technologie, kurz TACAS-Technologie bezeichnet. Hier wird die benötigte Wärme anstelle des Einsatzes von Brennstoffen mithilfe eines Stahlelements zugeführt. Dieses wird zunächst elektrisch auf 700 Grad Celsius erwärmt und anschließend auf dieser Temperatur gehalten. Die Speicherung der Luft erfolgt dieser Technologie zufolge in Gasflaschen oder Druckbehältern, die einen Druck von etwa 300 bar erfordern.

Auch dezentral sollen Druckluftspeicher Anwendung finden. Ein neues Konzept sieht in ihnen eine Alternative zu Batterien[70]. Um die erforderliche Komprimierung zu erreichen ist isothermes Arbeiten erforderlich. Damit ist gemeint, dass es bei Anwendung der Speicher zu keinen signifikanten Temperaturunterschieden im Inneren kommt. Die Wärmeenergie, die benötigt wird, kann mit der Umgebung ausgetauscht werden. Folglich ist es nicht notwendig

[65] Vgl. Neupert, U. et al (2009), S.128ff.
[66] Vgl. VDE (2009).
[67] Vgl. Lange, E. (2007) S.7.
[68] Vgl. Oertel, D. (2008), S.32.
[69] Vgl. VDE (2009).
[70] Vgl. Neupert, U. et al (2009), S.131.

Wärmespeicher einzubauen. Auch eine Zuführung von Brennstoffen ist nicht erforderlich. Möglich wird das beschriebene Konzept durch Verwendung von Kolbenmaschinen. Die Verdichtung der Luft erfolgt in einem Zylinder unter Einsatz von hydraulischen Kolben. Anschließend wird die dann komprimierte Luft in Druckbehältern gespeichert. Die erforderlichen Wärmetauscher sind in den Zylindern eingebaut. Denkbar sind auch hier Wirkungsgrade von etwa siebzig Prozent, hinsichtlich der Energiedichte könnte ein ähnliches Niveau erreicht werden wie bei Bleibatterien.

3.4 Biomassespeicher

Biomasse entwickelt sich beispielsweise bei der Einstrahlung von Sonne, oder bei geeigneten Böden und bei geeigneten Klimata auf Landflächen. Somit entsteht Biomasse bereits bei geringer Sonneneinstrahlung und wird chemisch in Energie gebunden. Diese Energie kann mit Hilfe technischer Prozesse beispielsweise in elektrische Energie umgewandelt werden. Biomasse dient somit als Ergänzung zur Versorgung der Bevölkerung mit Strom, insbesondere wenn Rest- oder Abfallstoffe, die entstehen, verwertet werden.[71]

Biomasse wird definiert als Stoffe, die einen organischen Ursprung haben, also „die Masse von Lebewesen und organischen Abfallen“[72]. Man spricht auch von kohlenstoffhaltiger Materie. Hierzu können sowohl Pflanzen, Phyto- oder Zoomasse zählen. Beim Entstehen von Biomasse erfolgt die Umwandlung der Sonneneinstrahlung unter Zuhilfenahme von Pflanzen durch die Photosynthese in organische Materie. Anders ausgedrückt ist Biomasse gespeicherte Sonnenenergie, die je nach Strombedarf konsumiert werden kann. Über verschiedene Bereitstellungsketten kann die Biomasse somit aufgearbeitet werden und als Stromenergie zur Verfügung gestellt werden. Bei der biochemischen Umwandlung wird die Biomasse in Endenergie unter Zuhilfenahme von Mikroorganismen umgewandelt. Aus der Biomasse wird durch einen alkoholischen Gärungsprozess (beispielsweise unter Zuhilfenahme von Hefe) Ethanol gewonnen. Anschließend erfolgt eine Abtrennung aus der Maische. Danach erfolgt durch eine Absolutierung die Gewinnung einer Reinform von Ethanol. Das Ethanol kann dann für die Bereitstellung von Endenergie (z.B. Strom) genutzt werden.[73]

Beim so genannten anaeroben Abbau erfolgt der Abbau von organischen Stoffen unter Ausschluss von Sauerstoff. Dieser Prozess findet mit Hilfe von Bakterien statt, indem die Freisetzung von Biogas erfolgt. Das Biogas kann beispielsweise für Motoren als

[71] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 35-36.
[72] Crastan, Valentin (2009), S. 13.
[73] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans, Hofbauer, Hermann (2009), S.2, 6.

Energieträger genutzt werden. Beim aeroben Abbau wird mit Hilfe von Sauerstoff und Bakterien die Biomasse abgebaut. Es wird dann auch von Kompostierung gesprochen.[74]

Somit kann Biomasse "als fester, flüssiger oder gasförmiger Brennstoff zur Wärmebereitstellung und/oder Stromerzeugung" eingesetzt werden.[75]

Bei der thermochemischen Umwandlung erfolgt die Umwandlung von festen Bioenergieträgern durch Wärme in flüssige, gasförmige oder feste Sekundärenergieträger. Zu der thermochemischen Umwandlung zählen z.B. die Verkohlung, die Pyrolyse oder die Vergasung. Beim Vergasungsprozess wird die Biomasse in Gase, die brennbar sind, umgewandelt. Das hierbei entstandene Gas kommt beispielsweise zur Erzeugung von Strom in Gasturbinen oder Motoren zum Einsatz. Bei der Pyrolyse erfolgt die Veredelung bzw. die Verflüssigung von Biomasse mit dem Ziel einen möglichst hohen Anteil von flüssigen Bestandteilen zu erzeugen. Die flüssigen Sekundärenergieträger können nach Aufbereitung als Treibstoff beispielsweise zur Stromerzeugung genutzt werden. Bei der Verkohlung von Biomasse erfolgt die Veredelung mit dem Ziel einen möglichst hohen Anteil von festen Bestandteilen des Brennstoffes (z.B. Holzkohle) zu erhalten. Man spricht auch von Festbrennstoffen. Die Holzkohle wird durch Hinzufügen von Wärme verkohlt und kann anschließend zur Bereitstellung von Wärme genutzt werden.[76]

Bei der physikalisch-chemischen Umwandlung erfolgt die Umwandlung mit dem Ziel Träger von Energie auf Pflanzenölbasis bereitzustellen. Zu Beginn besteht die Biomasse beispielsweise aus Sonnenblumen- oder aus Rapssaat, die beide jeweils ölhaltig sind. Zunächst erfolgt die Trennung der flüssigen Phase des Öls von den Festen. Die Realisierung dessen erfolgt z.B. durch Auspressen. Alternativ geschieht die Trennung durch ein Lösemittel. Das zurückbleibende Extraktionsschrot kann beispielsweise als Futtermittel benutzt werden. Das Pflanzenöl kommt anschließend als Brennstoff zum Einsatz. Dieser kann dann energetisch genutzt werden.[77]

[74] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans, Hofbauer, Hermann (2009), S. 7.
[75] Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans, Hofbauer, Hermann (2009), S. 19.
[76] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans, Hofbauer, Hermann (2009), S. 5-6.
[77] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans, Hofbauer, Hermann (2009), S. 6.

Die nächste Abbildung gibt eine Übersicht über die Umwandlungsverfahren und die daraus entstehenden Energieträgern:

Abbildung 4: Formen der Biomasse und Umwandlung zu Energieträgern

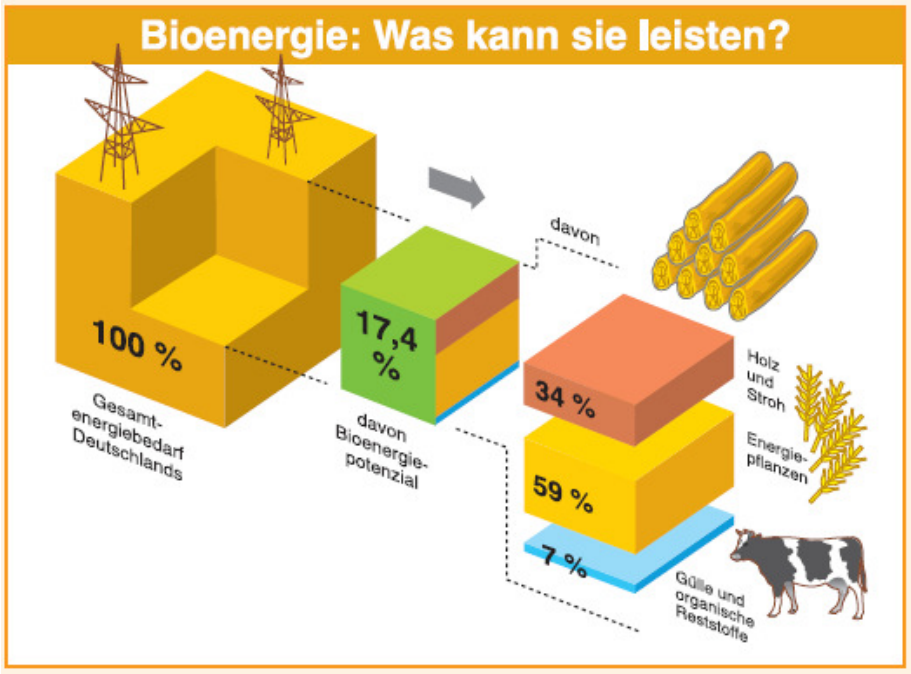
Art der Biomasse	Umwandlungsverfahren	Produkt (Energieträger)	Einsatzbereich
Trockene Reststoffe (Holz, Stroh, Hausmüll)	Direktverbrennung	Heizgas	(Kraft) Wärme
	Ver- oder Entgasung, Verschwefelung	Schwelgas	Kraft Wärme Chemie
Nasse Reststoffe (Gülle, Mist)	Anaerobe Fermentation (Faulung)	Biogas	Kraft Wärme Chemie
	Biologische Oxidation	Wärme	Wärme
Zucker-, stärke-, lignozellulosehaltige Pflanzen	Vergärung (Fischer-Tropsch)	Alkohol Diesel	(Wärme) Kraft Chemie
Ölpflanzen	Extraktion oder Auspressen	Pflanzenöle	(Wärme) Kraft Chemie

Quelle: Renger, Patrick (2010), S. 24.

Biomasse zeichnet sich durch das Vorhandensein von großen Mengen aus. Ebenso kann Biomasse gespeichert werden und bietet im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern somit einen enormen Vorteil. Biomasse kann also je nach Nachfrage erzeugt, aber auch in Form von verschiedenen Energieträgern verbraucht werden. Bei der Entstehung von Biomasse, beispielsweise durch den Anbau von Pflanzen, muss allerdings berücksichtigt werden, dass die Erzeugung von Nahrungsmittel nicht eingeschränkt wird. Ebenso muss das ökologische Gleichgewicht bewahrt bleiben. Dennoch werden Energiepflanzen in der Zukunft einen wichtigen Beitrag leisten. Hierbei muss entschieden werden, aus welcher Pflanze den größten Energieanteil gewonnen werden kann. Prognosen legen dar, dass die Bioenergie im Jahr 2030 einen Beitrag von circa 17% zur Deckung des Gesamtenergiebetrags beitragen wird. Hierbei wird die Energie aus Holz und Stroh, aus Energiepflanzen und aus Gülle und organischen Reststoffen kommen, wie die nächste Abbildung darlegt. Heute liefert die Biomasse einen Beitrag von circa 5,6 Prozent zur Deckung der Strom-, Wärme- und Kraftstoffnachfrage.[78]

[78] Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), S. 5, 10-11.

Abbildung 5: Bioenergie im Jahr 2030



Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), S. 11.

Exemplarisch soll in kurzer Form die Biogasanlage zur Speicherung von Strom betrachtet werden. Biogas entsteht, wenn der Abbau der Biomasse unter Ausschluss von Sauerstoff von Organismen erfolgt. Heutzutage dienen Biogasanlagen oft nur der Wärme- und Stromerzeugung. Eine Biogasanlage umfasst in der Regel vier Verfahrensschritte.[79]

"1 Verfahrensschritt: Substrathandling (Anlieferung, Lagerung, Aufbereitung, Transport und Einbringung der Substrate)

2. Verfahrensschritt: Biogasgewinnung (Vergärung im Fermenter)

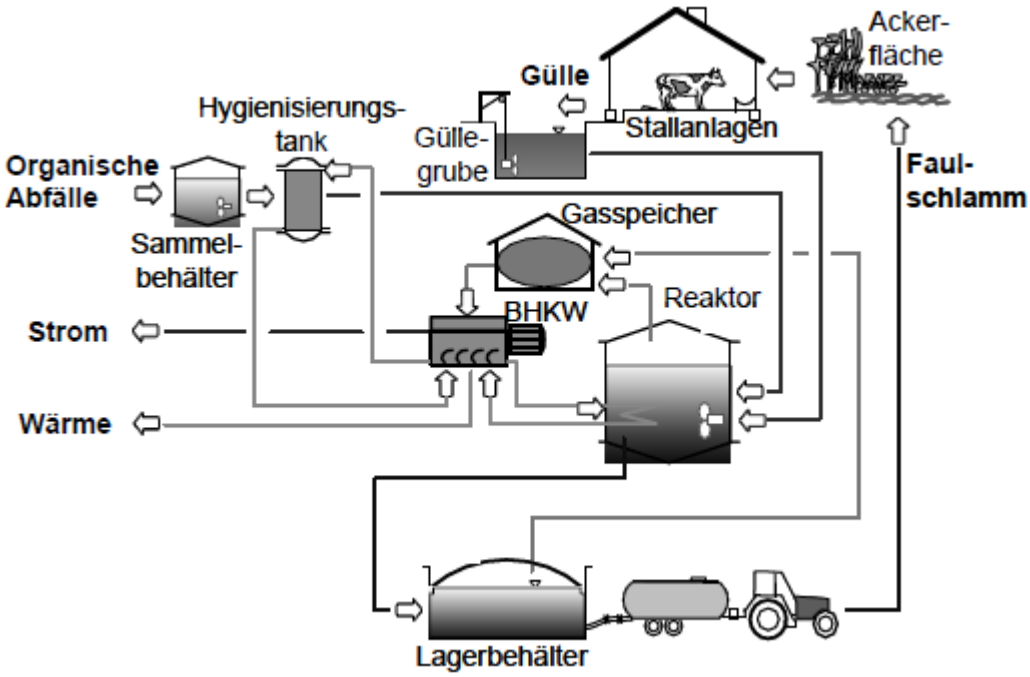
3. Verfahrensschritt: Gärrestlagerung und ggf. -aufbereitung und -ausbringung

4. Verfahrensschritt: Biogasspeicherung, -aufbereitung- und -verwertung"[80]

[79] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 435-436.
[80] Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 436.

Nachfolgend ist der Aufbau einer landwirtschaftlichen Biogasanlage exemplarisch dargestellt:

Abbildung 6: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage



Quelle: Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 436.

Für den ersten Schritt sind die Güllegrube, der Sammelbehälter und der Hygienisierungstank notwendig. Für den zweiten Schritt der Biogasreaktor, für den dritten Schritt spielt der Güllelagerbehälter und die Ackerfläche eine Rolle und für den vierten Schritt der Gasspeicher und das Blockheizkraftwerk.[81]

Im ersten Schritt werden bei der Aufbereitung die Substratsstoffe zunächst von störenden und fremden Stoffen getrennt. Danach werden diese zerkleinert, hygenisiert, homogenisiert und Eigenschaften wie Temperatur und Wassergehalt für den Gärprozess eingestellt. Im zweiten Schritt bei der Biogasgewinnung spielt der Gärbehälter eine wichtige Rolle. Um optimalen Biogas zu erzielen - dieser Prozess findet im Gärbehälter statt - muss das Substrat gleichmäßig durchmischt werden und eine gleichbleibende Temperatur gewährleistet werden. Das Ziel des zweiten Schrittes ist die Gewinnung von Energie. Im dritten Schritt erfolgen die Lagerung, die Aufbereitung und die Ausbringung der Gärreste. Hierzu findet eine weitere Verwertung von organischen Materialien statt. Das aus den ersten drei Schritten gewonnene Gas ist in der Regel nicht direkt nutzbar, da es beispielsweise noch Schwefelwasserstoffe enthält. Somit erfolgen im vierten und letzten Schritt der Funktionsweise einer Biogasanlage

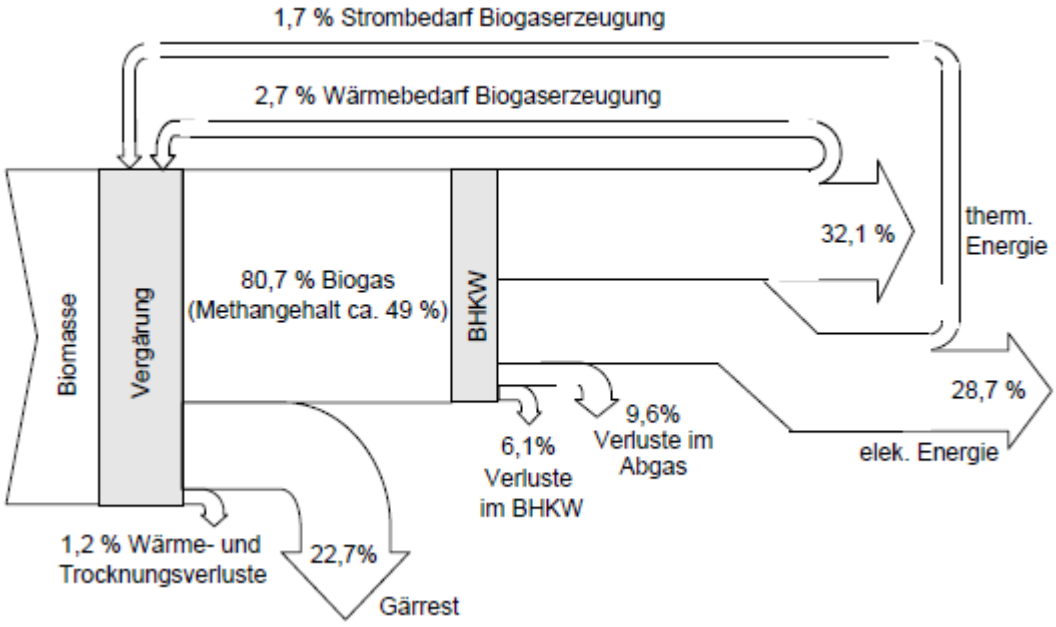
[81] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 436.

die Biogasaufbereitung und anschließend die Speicherung des Biogases. Das Biogas wird in so genannten Niederdruckspeichern gespeichert. Circa ein Viertel der Produktion von Biogas wird gespeichert. Anschließend kann das Biogas als Strom eingesetzt werden. Für den Prozess der Verstromung kommen Gas-Otto-/Gas-Diesel-Motoren zum Einsatz. Das Biogas wird dann in das Biogas-Blockheizkraftwerk geleitet und der dort erzeugte Strom wird in das Stromnetz geleitet.[82]

Die Energieumwandlungskette und das erzeugte nutzbare Methan sind von verschiedenen Parametern abhängig. Dies hängt beispielsweise von der Beschaffenheit des eingesetzten Substrats sowie von unterschiedlichen Parametern der Gärung ab. Somit ist die nutzbare Energie am Ende der angesprochenen Prozesse deutlich geringer als der Energiegehalt der Biomasse zu Beginn.[83]

In der nächsten Abbildung ist die Energiebilanz einer Biogaserzeugung dargestellt:

Abbildung 7: Energiebilanz einer Biogaserzeugung aus landwirtschaftlichen Stoffen



Quelle: Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 445.

Als Inputsubstrate werden Maissilage und Schweinegülle genutzt. Aus der Biomasse erfolgt die Umsetzung von mehr als 80% zu Biogas. Der entstandene Gärrest beinhaltet circa 23% des Energiegehaltes der ursprünglich eingesetzten Biomasse. Dies gilt unter der Voraussetzung eines Methangehaltes des Biogases von 49%. Bei der weiteren Verwertung

[82] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 436-442.
[83] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 444-445.

des Biogases entstehen durch Restwärme und durch Reibung Verluste von ungefähr 16%. Im letzten Schritt kann eine Nutzenergie (netto) zur Verfügung gestellt werden. Dies entspricht zu 32% Wärmeenergie und zu 29% Strom.[84]

Deutlich höhere Wirkungsgrade bei der Umwandlung von Biomasse durch Verbrennung in Biomassefeuerungsanlagen hin zu elektrischer Energie können beispielsweise in thermischen Kraftwerken erzielt werden. Diese Kraftwerke basieren auf einem Dampfprozess und Festbrennstoffen (z.B. Kohle) und erzielen Wirkungsgrade von circa 45%. Bei Gas- und Dampfturbinenkraftwerke erfolgt der Einsatz von Dampfprozessen und Gasturbinen. Bereits heute lassen sich hier Wirkungsgrade von circa 58% erzielen.[85]

Es gibt eine weitere Vielzahl von unterschiedlichen Technologien, die der Stromerzeugung aus Biomasse dienen. Auf die einzelnen Techniken soll im Folgenden nicht weiter eingegangen werden. Diese können im Kaltschmitt/Streicher detailliert nachgelesen werden.[86]

3.5. Pumpspeicherkraftwerke

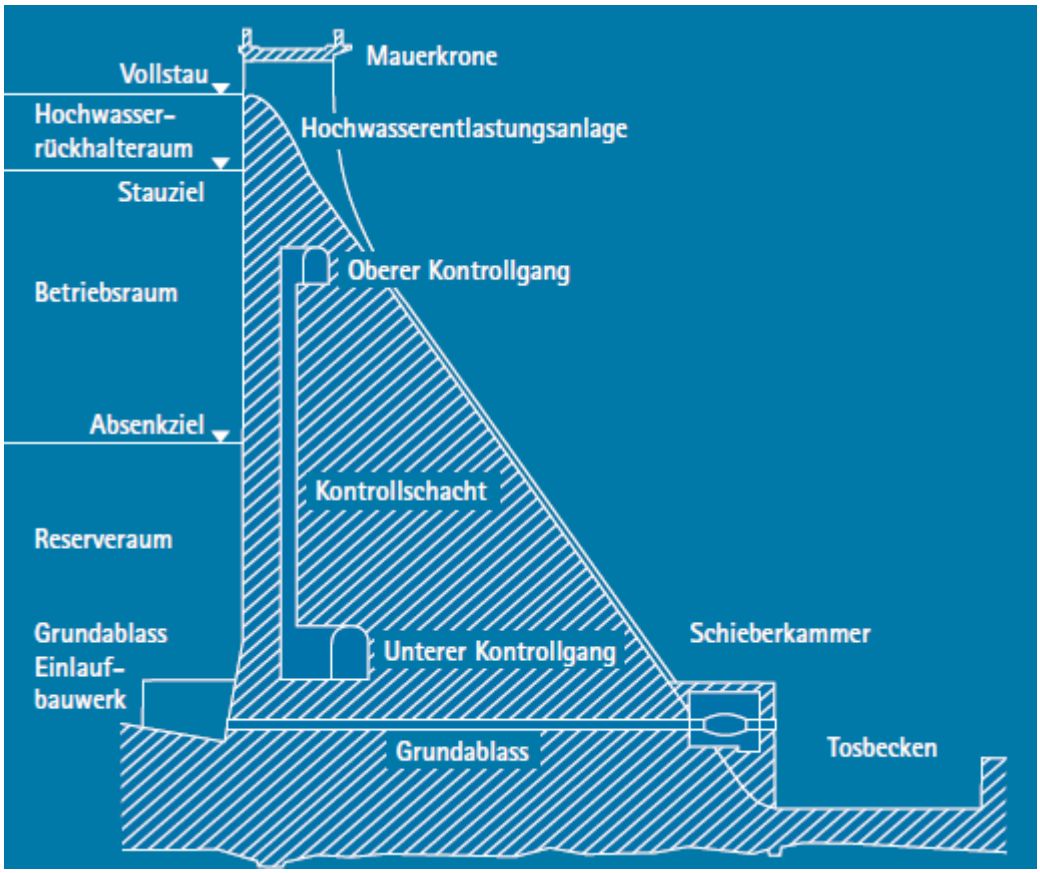
3.5.1. Wasserspeicher (Talsperren)

Bevor detailliert auf Pumpspeicherkraftwerke eingegangen wird, wird im Vorfeld kurz die Talsperre als eine mögliche Form der Wasserspeicher vorgestellt. Dieser Abschnitt dient als Einleitung für die Funktionsweise und die Eigenschaften von Pumpspeicherkraftwerken.

Talsperren haben unter anderem die Aufgabe Wasser zu speichern und somit die Bevölkerung mit Brauchwasser und Trinkwasser versorgen zu können. Ebenso verhindern Talsperren das Austrocknen von Gewässern. Talsperren können auch zum Hochwasserschutz eingesetzt werden.[87] Eine weitere wichtige Funktion von Talsperren ist, dass sie ebenfalls der Stromerzeugung dienen.[88] Die nächste Abbildung gibt einen Überblick über den Aufbau einer Talsperre:

[84] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 444-445.
[85] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 375.
[86] Vgl. Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009), S. 375-378.
[87] Vgl. Landestalsperrenverwaltung Freistaat Sachsen (Hrsg.).
[88] Vgl. http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/wasserkraft/kraftwerkstypen/talsperren.html

Abbildung 8: Eine Talsperre im Detail



Quelle: Landestalsperrenverwaltung Freistaat Sachsen (Hrsg.).

Oft befinden sich in den Staumauern, aber auch in wenigen Staudämmen so genannte verschiedene Kontrollgänge, die sich durch das Bauwerk ziehen. Die Gänge dienen der Überwachung, der Sicherheit und dem Zutritt zu Messinstrumenten. Die Versorgung des Flusses, der unter der Stauanlage liegt, erfolgt über Grundablässe. Im Einlaufbauwerk wird die Verstopfung durch Schwemmgut durch Rechen vermieden. Hierbei strömt das Wasser vom Einlaufbauwerk in Grundablassleitungen. In der Schieberkammer erfolgt die Regulierung der Wassermenge, die an den Unterlauf freigesetzt wird.[89] „Über die Grundablässe gelangt das Wasser in das Tosbecken und von dort in das natürliche Fließgewässer.“[90] Der Stauraum wird in Hochwasserrückhalte-, Betriebs- und Reserveraum unterteilt. Hierbei beinhaltet der Reserveraum die mindestens vorzuhaltende Wassermenge, damit die Qualität des Wassers hoch genug ist. Der Betriebsraum erfüllt die Aufgabe der Bewirtschaftung. Der Hochwasserrückhalteraum bleibt in der Regel leer und wird bei

[89] Vgl. Landestalsperrenverwaltung Freistaat Sachsen (Hrsg.).
[90] Landestalsperrenverwaltung Freistaat Sachsen (Hrsg.).

Hochwasser eingesetzt. Hierbei wird das Wasser über die Hochwasserentlastungsanlage in das so genannte Tosbecken freigesetzt.[91]

Die Funktionsweise von Talsperren ist das Stauen von Wasser eines gesamten Tals. Hierbei bildet sich die Talsperre durch einen Staudamm oder durch eine Staumauer. Oft sind Talsperren auch Bestandteil von Pumpspeicherkraftwerken. Hierbei wird im Turbinenbetrieb das hochgepumpte Wasser vom Stausee über Leitungen in den weiter unten liegenden Bereich der Staumauer abgelassen (siehe für eine detaillierte Betrachtung 3.5.2. Funktionsweise von PSW). Die größte Energie wird erreicht, wenn die Staumauern möglichst groß sind. Diese können bis zu 300 Metern hoch sein. Oft werden die Stauseen bei Talsperren durch natürlich Flüsse gefüllt. Bei der Bauweise von Talsperren wird zwischen Gewichtsstau- und Bogenstaumauern unterschieden. Hierbei sehen Gewichtsstaumauern im Querschnitt wie ein rechtwinkliges Dreieck aus. Bogenstaumauern dagegen zeichnen sich durch eine Wölbung aus. Einige Talsperren sind auf die Lieferung von ausschließlich Spitzenlaststrom beschränkt. Diese laufen nur für einen kurzen Zeitraum. Bei Talsperren wird ferner „zwischen Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahresspeicher unterschieden“[92].[93]

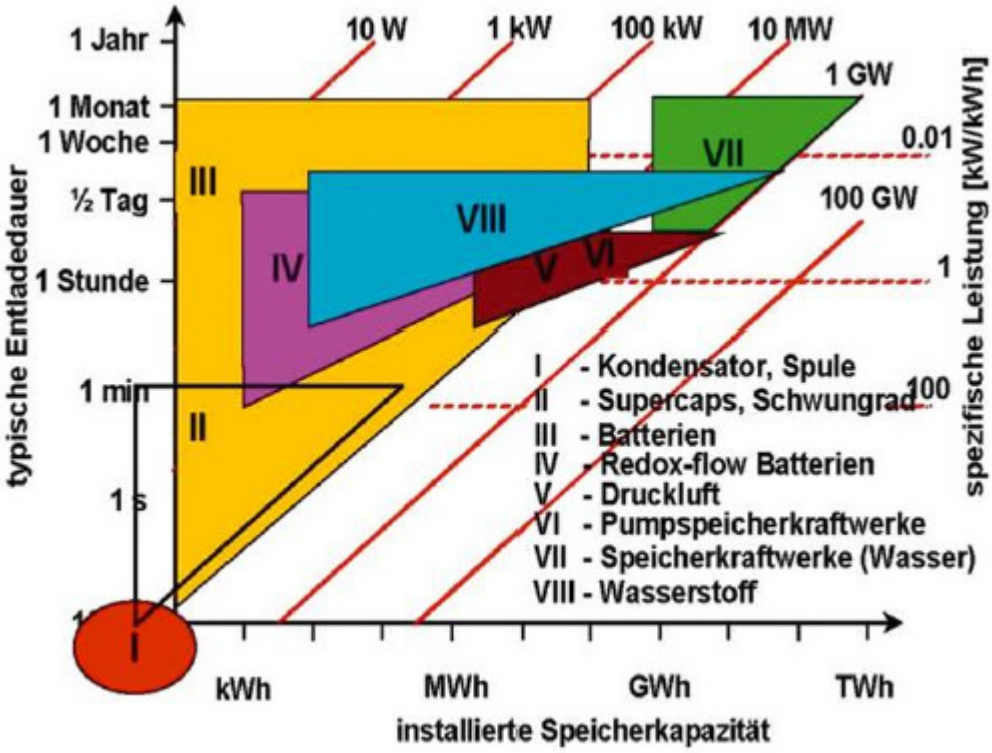
3.5.2. Funktionsweise von PSW

Pumpspeicherkraftwerke zählen neben Druckluftspeichern und Brennstoffspeichern ebenso zu den Energiespeichern für die Stromwirtschaft. Im Vergleich zu anderen Energiespeichern können Pumpspeicherkraftwerke große Energiebeträge flexibel über längere Zeiträume aufnehmen und wieder in das System einspeisen. Hierbei erreichen Pumpspeicherkraftwerke Speicherkapazitäten im Gigawattstundenbereich [GWh]. Ferner sind Pumpspeicherkraftwerke wichtige Regelelemente und spielen bei der Kompensierung von Lastschwankungen eine wichtige Rolle. Wie aus der nächsten Abbildung 9 ersichtlich wird, haben Pumpspeicherkraftwerke im Jahr 2010 für die notwendige Kapazitätsgrößenordnung einen Teil beigetragen.[94] Der Bau von Pumpspeicherkraftwerken mit größeren Leistungen für die öffentliche Versorgung mit Strom begann in den 1920er Jahren. Diese Entwicklung hat sich in Deutschland und in vielen weiteren Industrieländern fortgesetzt.[95]

---

[91] Vgl. Landestalsperrenverwaltung Freistaat Sachsen (Hrsg.).
[92] http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/wasserkraft/kraftwerkstypen/talsperren.html.
[93] Vgl. http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/wasserkraft/kraftwerkstypen/talsperren.html.
[94] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 40-41; Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 114-115.
[95] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 115.

Abbildung 9: Energiespeicher und ihre Leistungsmerkmale



Quelle: Popp, Matthias (2010), S. 41.

Ein Pumpspeicherkraftwerk ist eine spezielle Form eines Speicherkraftwerkes und wird auch Spitzenlastkraftwerk[96] genannt.[97] Pumpspeicherkraftwerke werden insbesondere eingesetzt, um Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsschwankungen auszugleichen. Sie dienen somit der Energiespeicherung.[98] Die Intention eines Speicherkraftwerkes, das auf Wasserkraft beruht, ist die Speicherung des aus dem natürlichen Zufluss stammenden Wassers über eine gewisse Zeitdauer, indem hierfür natürliche Speicherbecken genutzt oder künstliche Speicherbecken angelegt werden. Hierbei verfügen Pumpspeicherkraftwerke über zwei Speicherseen (auch Staubecken genannt). Für die Energiespeicherung wird das Wasser von einem tiefer gelegenen Becken in ein weiter oben gelegenes Becken gepumpt (Pumpbetrieb). Somit wird das hohe Gefälle zwischen verschiedenen Staubecken für den Betrieb ausgenutzt. Ein Krafthaus dient hierbei der Stromerzeugung. Da das Gefälle der Rohrleitungen zwischen den beiden Staubecken groß ist, kann mit wenig Wasser Strom generiert werden. Somit sind Speicherkraftwerke schnell einsatzfähig und können sowohl in Voll- als auch in Teillast

[96] Pumpspeicherkraftwerke kommen i.d.R. bei hohen Netzbelastungen zum Einsatz, um die Deckung der Spitzenlast des Stromsystems sicherzustellen. Dies ist der Fall, wenn Bedarf an Strom kurzfristig hoch ist. (Vgl. Harzwasserwerke GmbH (2008), S.8-9).

[97] Vgl. Rummich, Erich (2008), S. 117; Vgl. Harzwasserwerke GmbH (2008), S.8.

[98] Vgl. http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/browse/1/article/166/wasserkraftwerke-als-stromspeicher.html.

laufen. Beim Hochpumpen wird elektrische Energie in potentielle Energie (Lageenergie) umgewandelt. Bei Bedarf an elektrischer Energie wird die gespeicherte Energie durch das Speichermedium Wasser im so genannten Turbinenbetrieb (oder Generatorenbetrieb) in elektrischen Strom umgeformt.[99] Der Pumpvorgang findet in der Regel zu Zeiten statt, zu denen eine geringe Stromnachfrage herrscht, beispielsweise nachts. Hierbei wird der Strom benutzt, der zu Schwachlastzeiten zwar erzeugt wird, aber nicht verbraucht wird. Steigt der Strombedarf an (Bedarfsspitzen gibt es beispielsweise mittags oder abends), so kann in kurzer Zeit Strom produziert werden, indem Wasser aus dem Oberbecken durch einen so genannten Druckschacht auf die tiefer gelegene Turbine geleitet und diese dadurch angetrieben wird. Die Turbine treibt den Generator an, sodass Strom produziert und in das Netz eingespeist wird.[100] Die potentielle Energie wird somit wieder zu elektrischer Energie zurück umgewandelt.[101] Die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeicherkraftwerkes bemisst sich somit unter anderem „durch die Relation zwischen der Stromerzeugung zu Spitzenbedarfszeiten und der Nutzung billigen Überschussstromes aus dem Netz zu Schwachlastzeiten“[102].

[99] Vgl. Rummich, Erich (2008), S. 117;Vgl. http://www.poppware.de/PSP/01-Funktionsprinzip.htm; Vgl. http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/browse/1/article/166/wasserkraftwerke-als-stromspeicher.html

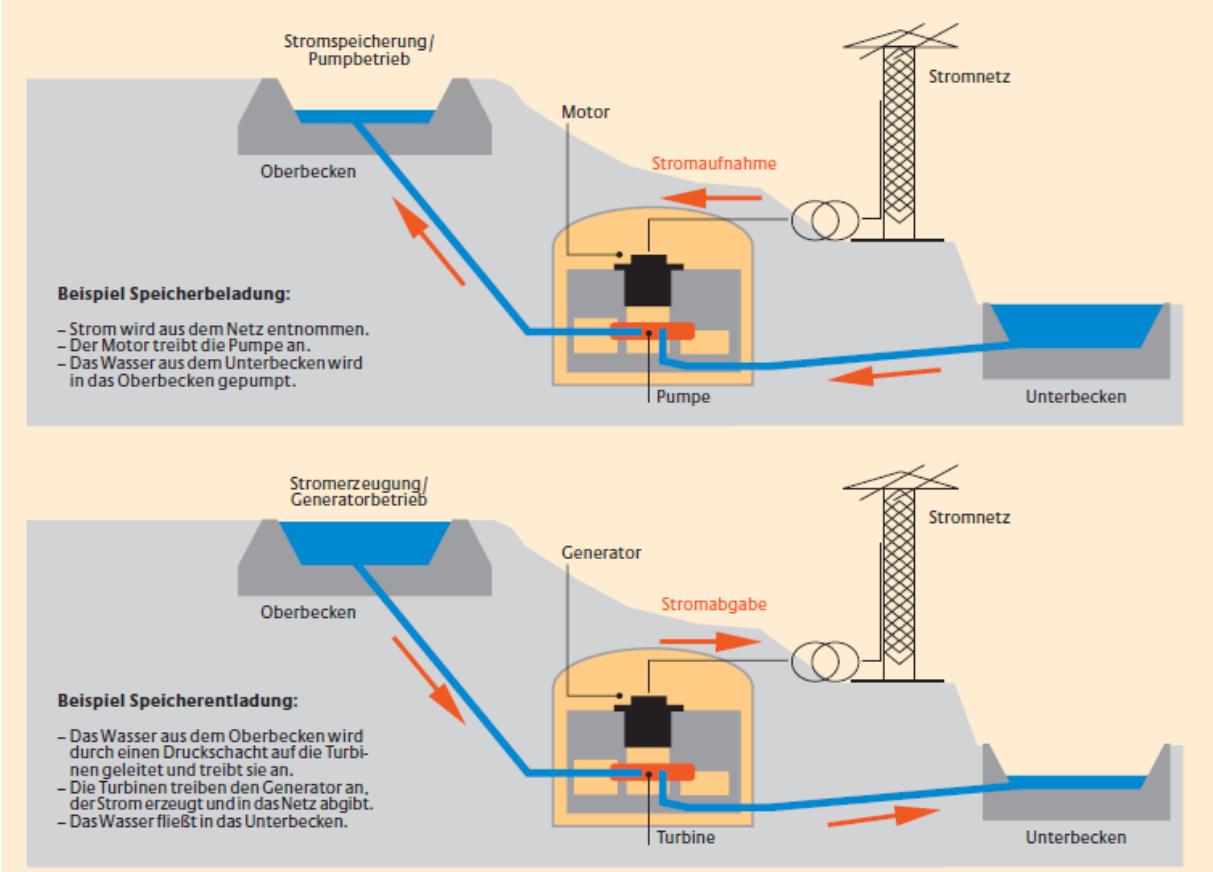
[100] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010a), S.6-7; Vgl. http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/browse/1/article/166/wasserkraftwerke-als-stromspeicher.html.

[101] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/01-Funktionsprinzip.htm.

[102] Giesecke, Jürgen (2010), S. 115.

Die Funktionsweise von Pumpspeicherwerken ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

Abbildung 10: Funktionsweise von Pumpspeicherwerken



Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010a), S.7.

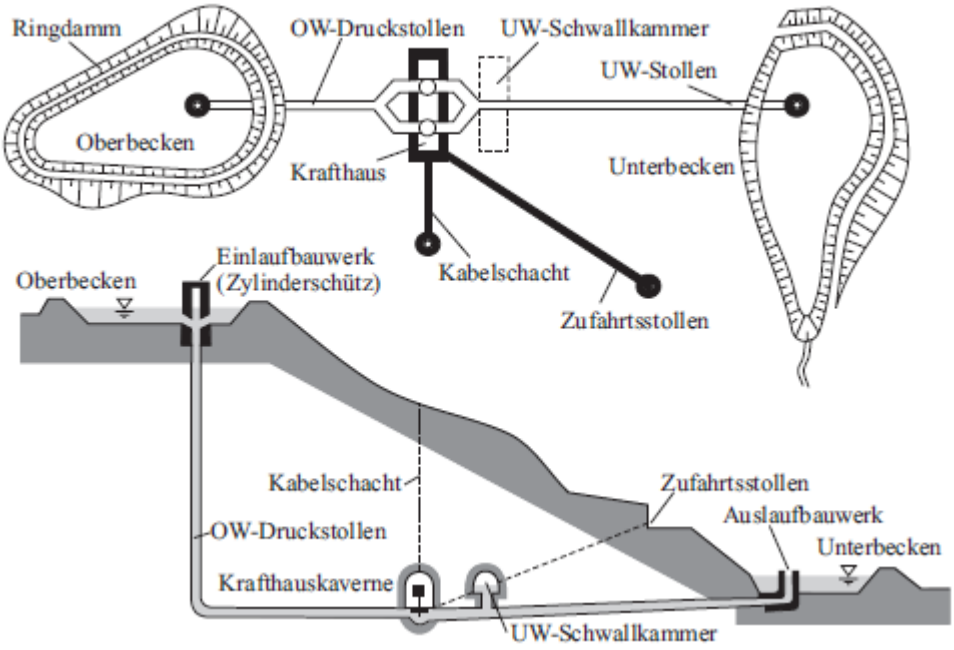
Pumpspeicherkraftwerke lassen sich von Wasserkraftwerken dadurch abgrenzen, dass sie die technische Fähigkeit besitzen, „im Betrieb mit Speicherpumpen größere Wassermengen auf ein höheres potenzielles Energieniveau befördern zu können.“[103]

Neben den beiden Speicherbecken sind weitere Bestandteile eines PSW eine Turbine, ein Generator und eine Pumpe. Ebenso der Zulauf in das Oberbecken, das Einlaufbauwerk, der Wasserzulauf, das Krafthaus mit den maschinellen Einrichtungen, die Leitungen zur Ableitung und Zuleitung des Wasser und der Auslauf in das Unterbecken. Je nach Bauart und -weise können durchaus auch mehrere solcher Maschinen im Einsatz sein.[104]

In der nächsten Abbildung sind die wesentlichen Bestandteile eines Pumpspeicherkraftwerkes aufgeführt. Die Darstellung bezieht sich auf eine reine Pumpspeicheranlage.

[103] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.20.
[104] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010b), S.91; Vgl. Harzwasserwerke GmbH (2008), S.8.

Abbildung 11: Hauptbauelemente einer Pumpspeicheranlage mit Krafthauskaverne



Quelle: Giesecke, Jürgen (2010), S.681.

Das Oberbecken ist beispielsweise mit dem Krafthaus und dem unteren Becken durch eine Triebwasserleitung verbunden. Auch beim Bau des Krafthauses haben sich mit den Jahren neuere technische Fortschritte ergeben. Hierbei können die Maschinen sowohl ober- als auch unterirdisch in Kraftwerksbauten direkt am unteren Becken integriert sein. Diese Möglichkeit ergab sich aus dem Fortschritt des Tunnelbaues für Kavernen.[105]

Von einem Pumpspeicherkraftwerk wird gesprochen, wenn "ein zusätzlicher natürlicher Zufluss des oberen Beckens"[106] vorhanden ist. "In diesem Fall handelt es sich um ein Pumpspeicherkraftwerk, das die zufließende Wassermenge wie in einem herkömmlichen Wasserkraftwerk in Elektrizität umwandelt.“[107] Anders ausgedrückt bildet einen Unterschied der Pumpwasserstrom. Macht dieser mehr als fünfzig Prozent des Turbinenzuflusses aus, spricht man von einem Pumpspeicherwerk. In allen anderen Fällen wird von einem Pumpspeicherkraftwerk gesprochen. In diesem Fall besteht der Turbinenzufluss vorwiegend aus einem natürlichen Zufluss.[108] Bei einem natürlichen Zufluss mündet ein Fluss in das Oberbecken. Pumpspeicherkraftwerke ohne diesen Zufluss sind ausschließlich

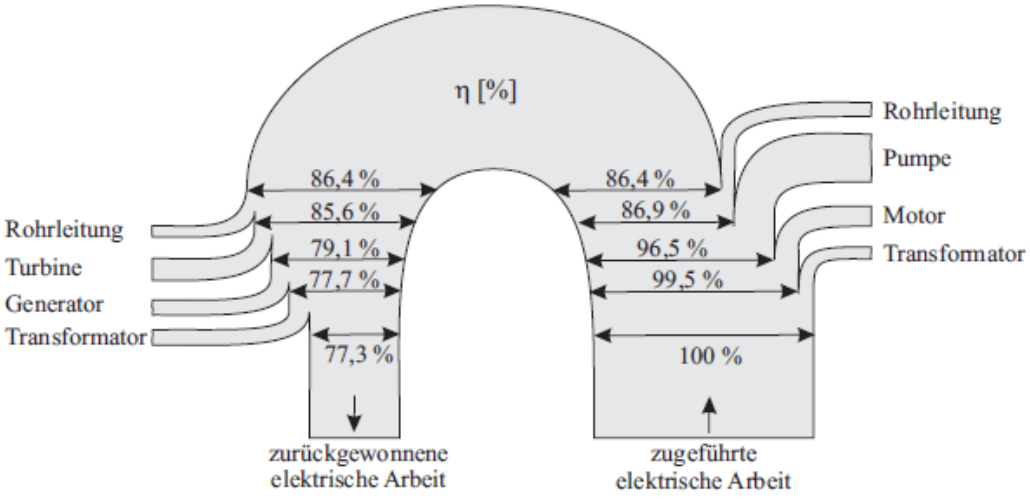
[105] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S.682-683.
[106] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010b), S.92.
[107] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010b), S.92.
[108] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S.677-678.

Speicheranlagen.[109] Die meisten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland besitzen keinen natürlichen Zufluss und fungieren somit ausschließlich als Speicheranlagen für Strom.[110]

Weiterhin zeichnen sich Pumpspeicherkraftwerke durch hohe Wirkungsgrade aus. Moderne Pumpspeicherkraftwerke erreichen Wirkungsgrade von bis zu 80%. Der Gesamtwirkungsgrad besteht aus zwei Teilwirkungsgraden. Der erste Teilwirkungsgrad entsteht für die Aufladung des Speichers n_{pump}, indem Wasser mit Hilfe von Pumpmotorenergie E_{zu} hochgepumpt wird. Der zweite Teilwirkungsgrad entsteht für das Entladen des Speichers n_{turb}, indem das Wasser mit Hilfe einer Turbine, die an einem Generator angeschlossen ist, abgelassen wird. Hier kommt die Energie E_{ab} an. Sofern beide Vorgänge in etwa denselben Teilwirkungsgrad besitzen, dann würden bei einem Gesamtwirkungsgrad von 81% beide Teilwirkungsgrade jeweils 90% sein.[111] Somit lassen sich circa 80 Prozent der elektrischen Energie, die für den Pumpenbetrieb benötigt wird, im Generatorbetrieb zurückgewinnen.[112]

In der folgenden Abbildung sind die Wirkungsgrade der einzelnen Komponenten der Anlage und die Gesamtbilanz des Pumpspeicherkraftwerkes dargestellt:

Abbildung 12: Überschlägige Wirkungsgrade und Verluste einer Pumpspeicheranlage



Quelle: Giesecke, Jürgen (2010), S. 686.

[109] Vgl. Quaschning, Volker (2008), S.222.
[110] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 693.
[111] Vgl. Popp, Matthias (2010), S.42.
[112] Vgl. Quaschning, Volker (2008), S.223.

Der Gesamtwirkungsgrad einer Pumpspeicheranlage ergibt sich aus dem Verhältnis von durch den Turbinenbetrieb erzeugter Energie und von der erforderlichen Energie für den Pumpbetrieb.[113]

Ein Pumpspeicherkraftwerk basiert technisch auf eine Mehrzahl von verschiedenen Umwandlungsschritten von Energie. Bei jeder Umwandlung entstehen verschiedene Wirkungsgradverluste. Aus diesem setzt sich der Gesamtwirkungsgrad (Speichernutzungsgrad) des Pumpspeicherkraftwerkes zusammen. Wie aus der obigen Abbildung ersichtlich wird, entstehen die größten Wirkungsgradverluste bei den Turbinen und bei den Speicherpumpen. Die sich in Deutschland befindlichen Pumpspeicherkraftwerken weisen einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von circa 74% auf. Pumpspeicherkraftwerke neuster Bauart oder aber auch durch Umrüstung auf die neuste Technik lassen sich Speichernutzungsgrade von 77% bis 80% erzielen.[114] Trotz des Verlustes an Energie, ist das Verfahren eines Pumpspeicherkraftwerkes sinnvoll, weil ein Mehrangebot an Energie in Schwachlastzeiten in Regel- und Spitzenenergie [115] umgewandelt wird. [116] Pumpspeicherkraftwerke sind ebenfalls wirtschaftlich attraktiv. Bei Stromüberschüssen kann der Strom meistens sehr billig bezogen werden und für den Pumpbetrieb genutzt werden. Wird der Strom dagegen knapp, kann das Pumpspeicherkraftwerk den Strom wieder zu höheren Preisen in das Netz einspeisen. Da es bei Herstellung von Windstrom oft zu Schwankungen im Angebot kommt, können Pumpspeicherkraftwerke diese Leistungsschwankungen teilweise kompensieren und dienen damit beispielsweise auch zur bessere Integrierung von Windstrom in das Stromnetz. Auf weitere Vorteile wird später noch eingegangen.[117]

Für den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes sind einige bautechnische Gesichtspunkte zu berücksichtigen. Ein wichtiger Aspekt hierbei ist die richtige Standortwahl des Bauvorhabens. Der richtige Standort richtet sich insbesondere „nach den Versorgungszentren, den Speichermöglichkeiten bei großen Höhenunterschieden unter weitgehender Ausnutzung natürlicher Vorfluter (...), sowie nach der Entfernung zwischen Unter- und Oberbecken.“ [118] Weitere Standortbedingungen sind „die Baugrundbeschaffenheit, die hydrologischen

[113] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 685.
[114] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S. 21.
[115] Spitzenenergie: Energie zum Abdecken der Verbrauchsspitzen; Regelenergie: Energie zum Ausgleichen unvorhersehbarer Verbrauchs- und Produktionsschwankungen (Quelle: http://www.strom-online.ch/pumpspeicherwerk_schaubild.html).
[116] Vgl. http://www.strom-online.ch/pumpspeicherwerk_infos.html.
[117] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.
[118] Giesecke, Jürgen (2010), S.680.

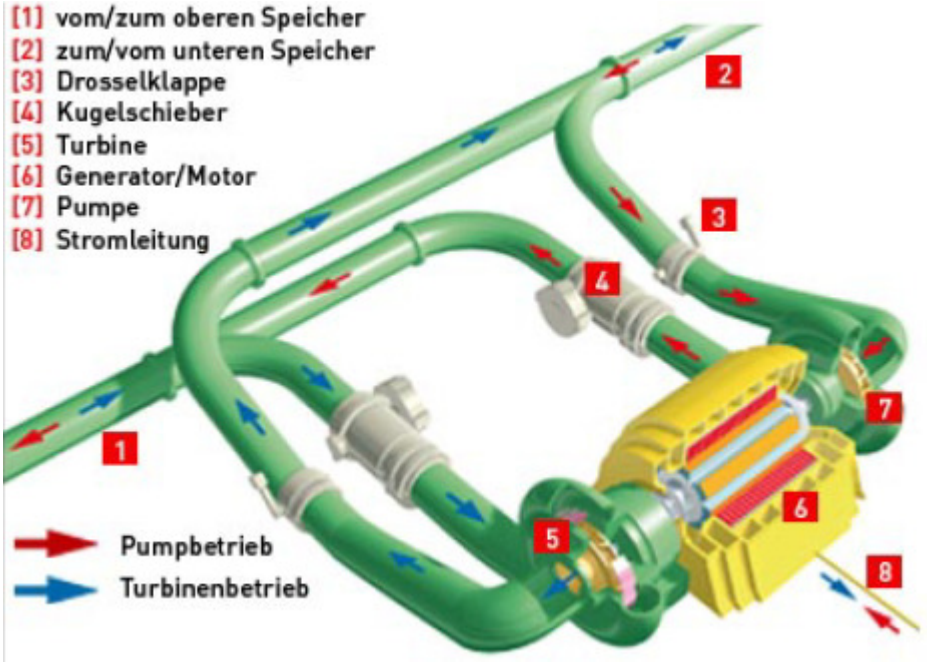
Verhältnisse, (...) und die erforderliche Tiefenlage für große Förderhöhen (...)."[119] Auch landwirtschaftliche Gegebenheiten spielen beim Bau eine wichtige Rolle. Neben dem Anlegen des Sees an Berg- und Tallage muss ein großer Höhenunterschied (über 200 Meter) und ein geringer Abstand zwischen Talsee und Bergsee (bis 3 Kilometer) berücksichtigt werden. Auch die Volumina beider Seen müssen ungefähr gleich groß sein. Hierbei ist ebenfalls eine ausreichende Größe zu berücksichtigen.[120] Bei künstlich angelegten Speicherbecken gilt dasselbe für die Ober- und Unterbecken. Trotz dieser Bedingungen für den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes kann festgehalten werden, dass ein Pumpspeicherkraftwerk dennoch einen großen Freiraum für eine bautechnische Lösung zulässt.[121]

Neben bautechnischen Gesichtspunkten müssen auch maschinentechnische Aspekte berücksichtigt werden. Durch den häufigen Betriebswechsel der sich im Einsatz befindlichen Maschinen (Turbinen, Pumpen und Generatoren) müssen diese den Anforderungen eines Pumpspeicherkraftwerkes gewachsen sein. D.h. sie müssen hohe Belastungen aushalten und geringe Betriebsübergangszeiten zwischen Stillstand und Volllast sicherstellen. Auch eine genaue Reaktion auf Laständerungen in Verbindung mit Frequenzschwankungen ist unbedingt notwendig. Für die Maschinengruppen kommen zwei unterschiedliche Bauweisen zum Einsatz. Zum einen kann die Pumpe von der Turbine getrennt sein. Hierbei werden hydraulische Kupplungen und Wandler als Hilfsmittel eingesetzt. In diesem Fall werden die Turbinen Francis- oder Pelton-Turbinen[122] genannt.[123] Es wird auch vom Dreimaschinensatz gesprochen. Die Maschinerie besteht aus einem Generator/Motor, aus einer Pumpe und aus einer Turbine. Die drei Maschinen sind gemeinsam über eine Welle miteinander verbunden. Hierbei können die Maschinen entweder in waagerechter Form nebeneinander oder in senkrechter Form übereinander gegliedert sein.[124] Zum anderen ist beim Zweimaschinensatz die Turbine mit einem Motorgenerator gekoppelt. Diese Bauweise kann zur erheblichen Senkung der Kosten führen. Durch die heutzutage starke Zunahme der Förderhöhen (bis zu 800 m) beschleunigte die Entwicklung einstufiger Speicherpumpen den Ausbau von

[119] Giesecke, Jürgen (2010), S.680.
[120] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/04-landschaftliche%20Gegebenheiten.htm.
[121] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S.680.
[122] Die Francis-Turbine „weist (..) eine Leitapparatur mit verstellbaren Schaufeln und ein Laufrad auf. Das Wasser tritt radial ein und axial wieder aus (...). Dieser Turbinentyp ist besonders für mittlere Gefälle und große Wassermengen geeignet." Die Pelton-Turbine hat „ein starres Laufrad, dessen becherförmige Schaufeln von Wasserstrahlen aus Düsen getroffen und bewegt werden. Dabei wird die gesamte im Wasser enthaltene Druckenergie beim Austritt aus der Düse in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt. Pelton-Turbinen sind gut für stark schwankende Zuflüsse und hohe Gefälle geeignet." (Quelle: Harzwasserwerke GmbH (2008), S.7.).
[123] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 684-685.
[124] Vgl. http://www.strom-online.ch/pumpspeicherwerk_infos.html.

Pumpspeicherkraftwerken.[125] Hierbei arbeitet die Pumpturbine je nach Prozess als Pumpe oder als Turbine. Bestandteil der Maschine ist dann nur die Pumpturbine und der Generator/Motor. Sie sind oft übereinander angeordnet.[126] In der nächsten Abbildung ist ein so genannter Dreimaschinensatz dargestellt:

Abbildung 13: Dreimaschinensatz



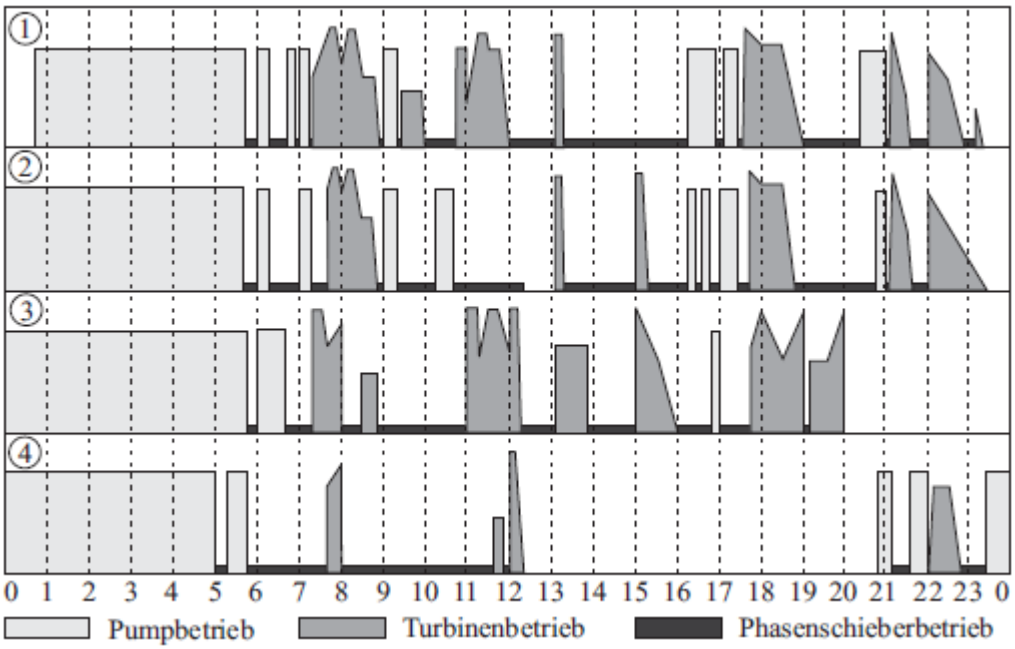
Quelle: http://www.strom-online.ch/fileadmin/schaubilder/pumpspeicherwerk/pdf/Pumpspeicherwerk_SB.PDF

Das derzeit größte Pumpspeicherkraftwerk in Deutschland ist das Kraftwerk Goldisthal. Es hat eine Leistung von 1060 Megawatt, das Oberbecken kann 12 Mio. Kubikmeter Wasser fassen und es besitzt eine Fallhöhe von 302 Metern. Somit kann das Kraftwerk die Stromnachfragen von 2,7 Millionen Haushalten decken.[127] Das Oberbecken hat ein Speichervolumen von 12 Millionen m³. Das Becken ist von einem Ringwall, der 3370 Meter lang ist, umgeben. Es ergibt sich ein Arbeitsvermögen von 8480 MWh. Dies entspricht 8 Volllaststunden. Der Wirkungsgrad beträgt somit 85%.[128]

[125] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 684-685.
[126] Vgl. http://www.strom-online.ch/pumpspeicherwerk_infos.html.
[127] Vgl. Quaschning, Volker (2008), S.223.
[128] Vgl. Quaschning, Volker (2007), S. 275-276.

Das nachfolgende Tagesbelastungsdiagramm vermittelt einen Eindruck für die Betriebsweise eines Pumpspeicherkraftwerkes:

Abbildung 14: Exemplarisches Tagesbetriebsdiagramm (durchschnittlicher Tag) des Pumpspeicherwerkes Säckingen (4 Maschinensätze), Schluchseewerk AG[129]



Quelle: Giesecke, Jürgen (2010), S.687.

Bei einem reinen Pumpspeicherwerk spielen sich der Turbinen- und der Pumpbetrieb zwischen Ober- und Unterbecken im so genannten Wälzbetrieb für die Energieveredelung ab. Je nach Speichervolumen des Oberbeckens kann eine Turbine beispielsweise ein bis zu fünfstündiger Vollastbetrieb zu Spitzenbedarfszeiten sicherstellen. Je nach Größe des Speichervolumens der Becken spricht man unter anderem von Wochenend-Pumpspeicherung oder auch von Monats- oder Saisonausgleichsbetrieben (Mit immer größer werdenden Speicherbecken kann die Pumpspeicherung ausgedehnt werden). Oft sind Pumpspeicherkraftwerke Tagesspeicher und werden je nach Bedarf eingesetzt.[130] In früheren Jahren zeichnete sich ein Pumpspeicherkraftwerk durch einen sechs- bis zehnstündigen Pumpbetrieb während der Nacht und durch einen vierstündigen Turbinenbetrieb aus. Wie aus der Abbildung ersichtlich wird, findet ein Wechsel heute häufiger statt. Heutzutage können

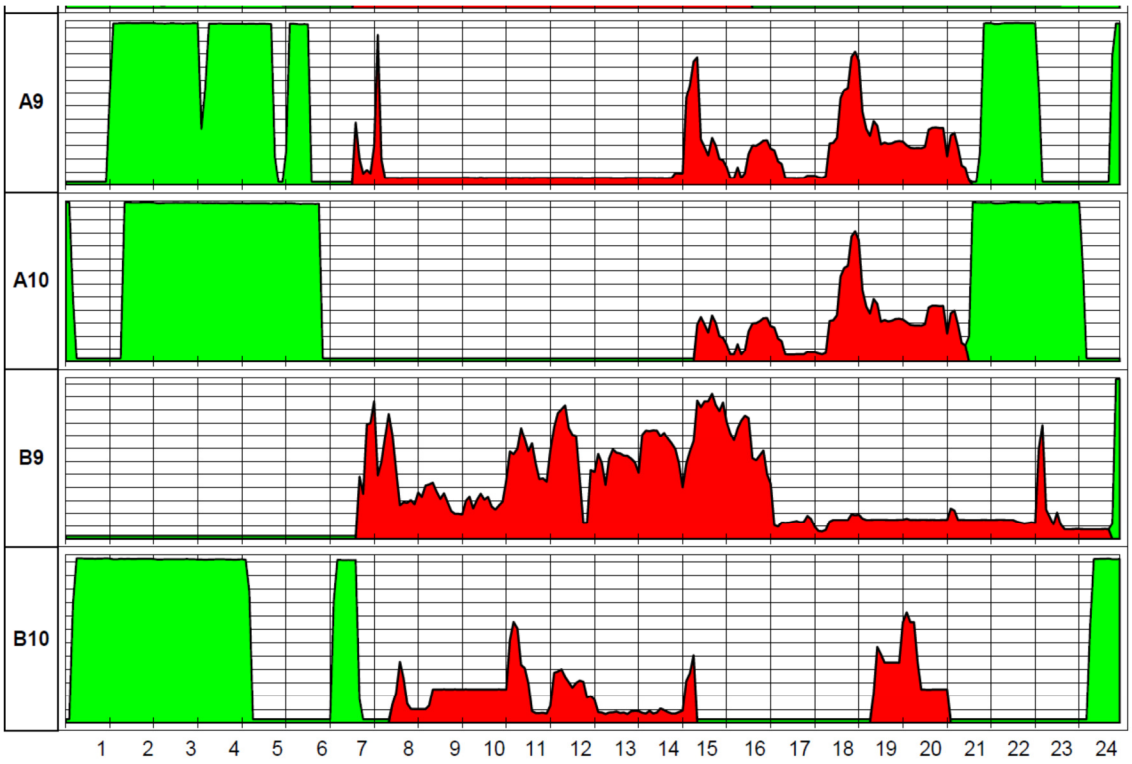
[129] „Unter dem Blindleistungs- bzw. Phasenschieberbetrieb (..) versteht man eine Spannungsregulierung, indem der Generator bei abgekuppelten oder auch bei gekuppelten, jedoch dann entleerten Turbinen und Pumpen im Stromnetz läuft und vorhandene Phasenverschiebungen ausgleicht und Verluste bei der Stromübertragung minimiert.“ (Quelle: Giesecke, Jürgen (2010), S.691).

[130] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S.686-687.

moderne Pumpspeicherkraftwerke innerhalb weniger Augenblicke sofort bis zur Volllast eingesetzt werden.[131]

Ein ähnliches Bild ergibt sich für den Lastgang im Pumpspeicherkraftwerk Wehr der Schluchseewerk AG:

Abbildung 15: Lastgang im PSW Wehr (Tagesganglinie)



Quelle: Anhang 2: Antwortenkatalog von SCHLUCHSEEWERK AKTIENGESELLSCHAFT

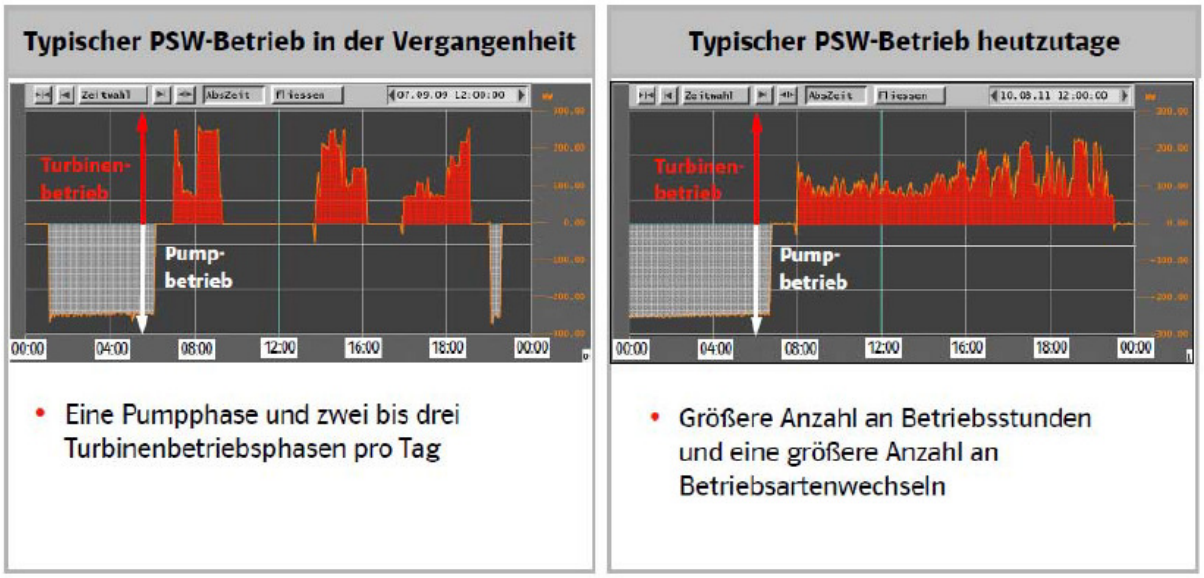
Das Pumpspeicherkraftwerk Wehr wird auch wie andere Pumpspeicherkraftwerke nach Bedarf eingesetzt und der Betrieb erfolgt nicht nach bestimmten Zyklen. Somit kann zu jeder Zeit Strom gespeichert und erzeugt werden. Somit wird das Pumpspeicherkraftwerk Wehr nie ganz vollständig geleert und im Anschluss wieder aufgefüllt.[132]

Auch die E.ON Wasserkraft GmbH als Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken, bestätigt, dass der Betrieb heutzutage variabler geworden ist. Zwar findet der größte Anteil der Pumparbeit nachts statt, dennoch wird heutzutage auch am Tag gepumpt, beispielsweise für das Ausgleichen schwankender anderer Energiearten (z.B. Wind). Ebenso erfolgt die Anforderung von Pumpspeicherkraftwerken für die Netzregelung heute viel häufiger als

[131] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S.688.
[132] Vgl. Anhang 2: Antwortenkatalog von SCHLUCHSEEWERK AKTIENGESELLSCHAFT.

früher. Somit haben sich die Einsatzstunden am Tag und die gesamten Betriebsstunden erhöht. Heutzutage wird beispielsweise das Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten bis zu zweimal pro Tag gefüllt (konzipiert wurde es so, dass es normalerweise einmal in der Woche gefüllt wird).[133] Diese Entwicklung verdeutlicht die nächste Abbildung:

Abbildung 16: Einsatzschemata eines Pumpspeicherkraftwerkes



Quelle: Anhang 1: Antwortenkatalog von E.ON Wasserkraft GmbH

Neben der allgemeinen Einführung und Funktionsweise von Pumpspeicherkraftwerken soll im Folgenden noch auf weitere Vor- und Nachteile von Pumpspeicherkraftwerken eingegangen werden. Einige Vorteile wurden bereits angesprochen.

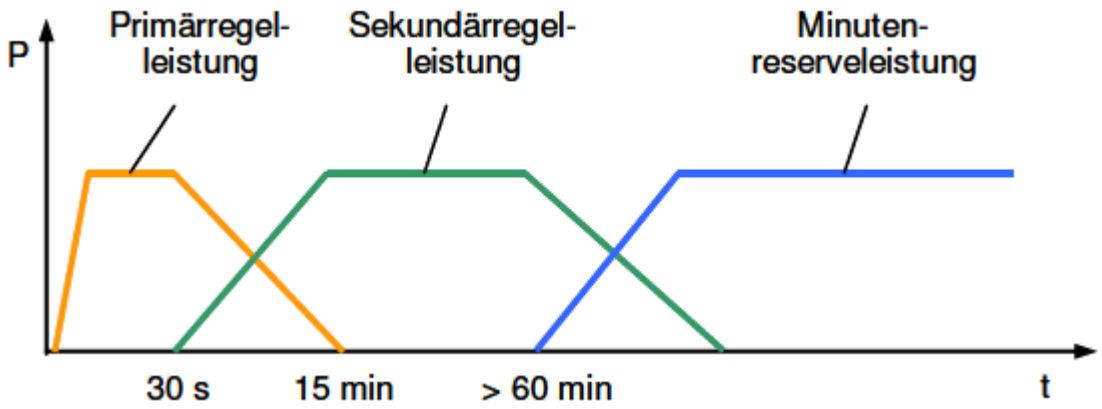
Pumpspeicherkraftwerke sind hervorragend dafür geeignet Regelleistung bereitzustellen. Hierzu tragen in optimaler Weise die Schnellstartfähigkeit und die Regelbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken bei. Pumpspeicherkraftwerke werden daher zur Netzstabilität eingesetzt. Von den Regelzonen des gesamten Stromverbundnetzes in Europa betreibt Deutschland insgesamt vier Regelzonen. In diesen Zonen müssen die Erzeugung und der Verbrauch von Strom zu jeder Zeit übereinstimmen. Bei einer Störung in einer der zahlreichen europäischen Regelzonen fließt der Strom aus den anderen umliegenden Zonen in die gestörte Zone, um dort die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Solche Arten von Störungen oder Bilanzkreisabweichungen müssen sofort ausgeglichen werden, um die Gesamtstabilität des Stromnetzes gewährleisten zu können. Hierzu müssen notwendige Kapazitäten von Kraftwerken jederzeit zur Verfügung stehen. Hierzu stellen Stromerzeuger

[133] Vgl. Anhang 1: Antwortenkatalog von E.ON Wasserkraft GmbH.

sowohl positive als auch negative Kraftwerksleistung für den Ausgleich von kurzfristigen Bedarfsabweichungen zur Verfügung. Hierzu wird der Bedarf an Kraftwerkskapazität in einem öffentlichen Verfahren offeriert, an dem sich die Stromerzeuger beteiligen können. Die Bereitstellung von Kapazitäten wird vergütet.[134] Denn die Anbieter garantieren eine uneingeschränkte Bereitschaft zur Bereitstellung von Regelleistung. Wird dieses Angebot genutzt, kann die Regeleinheit nicht anderweitig genutzt werden, beispielsweise zur Lastglättung. Deshalb wird die Vorhaltung der Leistung durch die Stromanbieter durch die Übertragungsnetzbetreiber vergütet und zwar einen Euro pro Megawatt. Für die Sekundär- und die Tertiärregelleistung erfolgt eine zusätzliche Vergütung der abgerufenen Menge an Energie in Form des Arbeitspreises (€/Megawattstunde).[135]

Um diese Anforderungen zu erfüllen, werden je nach Kurzfristigkeit des Abrufes dieser Leistungen zwischen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden. Der Übertragungsnetzbetreiber muss sicherstellen, dass eine ausreichende Leistung für die Frequenzregelung vorhanden ist. Die Vergütung findet je nach Art der Regelleistung statt und ist davon unabhängig, ob die Leistung auch wirklich genutzt worden ist oder nicht. In der nachfolgenden Abbildung ist die vorzuhaltende Regelleistung übersichtshalber dargestellt: [136]

Abbildung 17: Vorzuhaltende Regelleistungsarten der ÜNB



Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S. 22; http://www.regelleistung.net

Die Primärregelleistung muss binnen 30 Sekunden in positiver und negativer Höhe vorhanden sein und einen Zeitraum pro Störung bis zu 15 Minuten abdecken. Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten vollständig aktiviert werden können und einen

[134] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.
[135] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.24.
[136] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.22; Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.

Erbringungszeitraum von bis zu 60 Minuten erfüllen. Die Sekundärregelleistung löst damit die Primärregelleistung ab, die dann wieder neu zur Verfügung gestellt werden kann. Die Tertiärregelleistung (oder auch Minutenreserve) kann telefonisch angefordert werden und muss dann binnen 15 Minuten zur Verfügung stehen. Bei mehreren Störungen beträgt der abzudeckende Zeitraum mehrere Stunden. Die Tertiärregelleistung löst somit die Sekundärregelleistung ab.[137]

Für diesen Bedarf bei Störungen leistet ein Pumpspeicherkraftwerk einen wichtigen Beitrag. Denn Pumpspeicherkraftwerke reagieren kurzfristig auf den Regelleistungsabruf. Hierbei wird der Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung automatisch geregelt. Für die Tertiärregelleistung ist oft ein manueller Eingriff notwendig. Hierbei bietet ein Pumpspeicherkraftwerk positive und negative Regelleistung an. Positive Regelleistung wird benötigt, wenn die Netzfrequenzen geringer als 50 Hz sind. Hierzu speist das Pumpspeicherkraftwerk zum Ausgleich über den Turbinenbetrieb Strom in das Stromnetz bzw. in die Regelzone, in der eine Störung vorliegt. Sind die Netzfrequenzen größer als 50 Hz wird zu viel Erzeugungsleistung in Form von negativer Regelleistung ausgeglichen, indem das Pumpspeicherkraftwerk auf Pumpbetrieb umschaltet.[138]

Ein weiterer Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken ist die Lastglättung. Unter Lastglättung wird verstanden, dass Strom in das System eingespeichert wird, wenn die Produktion kostengünstig ist und ihn dann in das Netz einzuspeisen, wenn die Grenzkosten der Produktion von Strom hoch sind. Das Pumpspeicherkraftwerk nimmt bei diesem Prozess teil, indem es im Wälzbetrieb Schwachlaststrom zu Spitzenlaststrom überführt. Somit verringern sich die Gesamtkosten. Der Gewinn eines Pumpspeicherkraftwerkes entsteht hierbei aus der „Differenz zwischen den Grenzkosten des Pumpstroms und den Grenzkosten zu Spitzenlastzeiten“ [139] . Hierbei ist allerdings noch der Wirkungsgrad eines Pumpspeicherkraftwerkes zu beachten. Da der Speichernutzungsgrad nicht 100% beträgt, muss mehr Pumpstrom eingekauft werden. Am Schluss kann weniger Strom verkauft werden.[140]

Damit ein Pumpspeicherkraftwerk wirtschaftlich rentabel ist, muss folgende Bedingung erfüllt sein:

---

[137] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.23; Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.
[138] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.23.
[139] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.24.
[140] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.24-25.

„$n_{PSW} \geq \frac{k_{Grenz,Grundlast}}{k_{Grenz,Spitzenlast}}$ mit

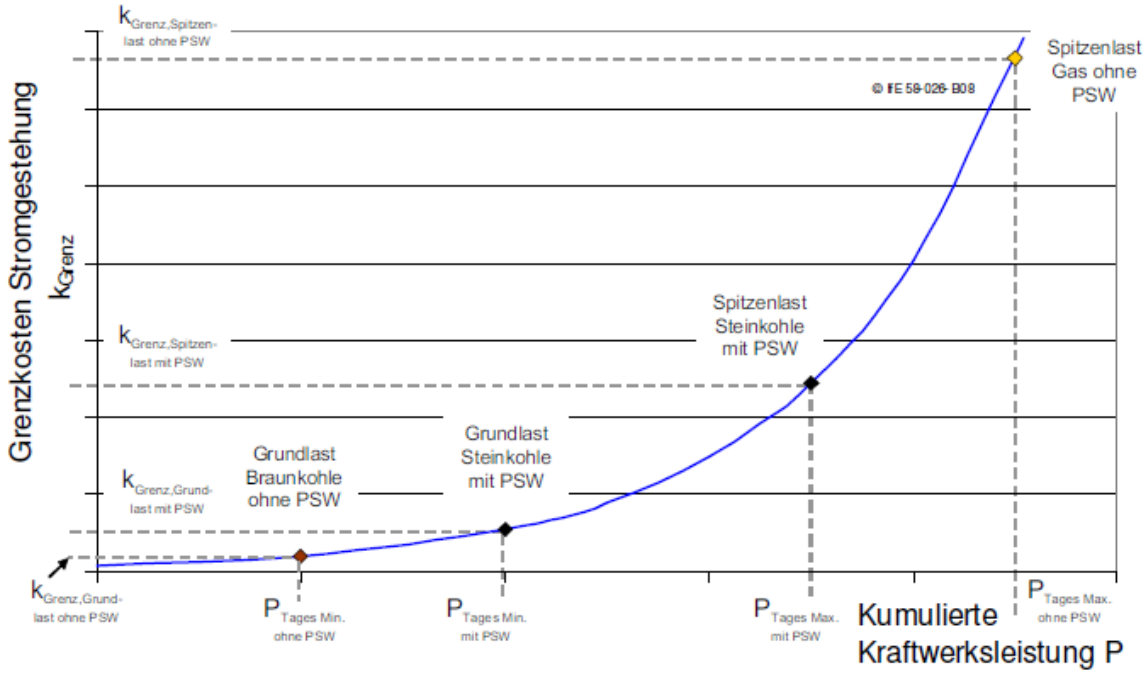
n_{PSW}: Speichernutzungsgrad

$k_{Grenz,Grundlast}$: Grenzkosten der Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Einspeicherung

$k_{Grenz,Spitzenlast}$: Grenzkosten der Stromerzeugung zum Zeitpunkt der Ausspeicherung“[141]

In der nächsten Abbildung ist der Beitrag dargestellt, den ein Pumpspeicherkraftwerk zur Kostenreduktion gemäß der so genannten Merit-Order-Kurve liefert:

Abbildung 18: Darstellung des PWS Beitrags zur Kostenreduktion anhand der Merit-Order-Kurve



Quelle: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S. 25.

Je nach Strombedarf können aus der Merit-Order die entstehenden Betriebskosten bestimmt werden. Damit der Strombedarf auch in Spitzenzeiten zu gewährleisten, werden Spitzenlastkraftwerke eingesetzt. Da diese nur zur Deckung von Spitzenlasten eingesetzt werden und somit weniger stark ausgelastet sind, zeichnen sich diese Kraftwerke durch höhere Betriebskosten aus. Im Vergleich fallen zur Deckung der Grundlast die geringsten

[141] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.25.

Kosten an. Pumpspeicherkraftwerke können die Kostendifferenz zwischen Grundlast und Spitzenlast verringern:[142]

„ $k_{Grenz,Spitzenlast,ohne\ PSW} - k_{Grenz,Grundlast,ohne\ PSW} \geq k_{Grenz,Spitzenlast,mit\ PSW} - k_{Grenz,Grundlast,mit\ PSW}$“[143]

Aus der Abbildung geht hervor, dass teure Stromerzeugung zu Zeiten der Spitzenlast durch günstigere Stromerzeugung, die aus der Grundlast gewonnen wird, substituiert werden kann. Unter zu Hilfenahme des Prinzips der Lastglättung können Mittellast- und Grundlastkraftwerke über einen längeren Zeitraum, indem die Nachfrage gering ist, betrieben werden. Dies wäre ohne ein Pumpspeicherkraftwerk nicht möglich. Das Pumpspeicherkraftwerk befindet sich dann im Pumpbetrieb zur Energiespeicherung. In Folge dessen wird die teure Drosselung der Mittelkraft- und Grundlastkraftwerke vermieden. Durch den Turbinenbetrieb, also bei Abgabe der gespeicherten Energie, wird das Einsetzen von kostenintensiven Spitzenlastkraftwerken vermieden. Der Turbinenbetrieb setzt ein, wenn der Strompreis über den Strombezugskosten liegt. Diese entstehende Differenz der Kosten führt zu einer Reduzierung der Portfoliokosten. Die eingesparten Kosten durch ein Pumpspeicherkraftwerk sind umso höher, je größer die Differenz für die Kosten von Grundlast- und Spitzenlaststrom ist.[144]

Ferner können die täglichen Strompreisschwankungen für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes ausgenutzt werden. Um den Speicher eines Pumpspeicherkraftwerkes zu füllen, wird nachts, wenn der Strom besonders günstig ist, Strom an der Börse preisgünstig eingekauft. Dies ist möglich, da das Pumpspeicherkraftwerk eine gute Regelbarkeit besitzt. Aufgrund dessen kann der Strom ebenso nachfragebedingt regulierbar wieder abgegeben werden. Am Tag, wenn die Stromnachfrage am größten ist und somit der Strompreis ebenfalls, wird der Speicher abgerufen und der Strom teurer als der Einkaufspreis verkauft. Falls ein Kraftwerkbetreiber beispielsweise noch nicht regelbare Kraftwerke (wie z.B. Windkraftanlagen) besitzt, so kann der anfallende Strom immer wieder im Pumpspeicherkraftwerk gespeichert werden.[145]

Ein weiter Nutzen von Pumpspeicherkraftwerken ist die so genannte Schwarzstartfähigkeit. Schwarzstartfähigkeit ist die Eigenschaft, „mit netzunabhängigen Mitteln, d.h. ohne externe

[142] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.25-26.
[143] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.26.
[144] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.25-26.
[145] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.

Spannungsvorgabe und Leistung, auf Leerlaufbedingungen hoch zu fahren.“ [146] Diese Eigenschaft von Pumpspeicherkraftwerken wird genutzt, wenn es zu Blackouts im Stromnetz kommt. Beispiele für einen totalen Zusammenbruch des Stromnetzes gab es z.B. im Jahr 2003 in Italien oder im selben Jahr in den USA. Im Falle eines solchen Zusammenbruchs muss das Netz wieder aufgebaut werden. In den besagten Beispielen dauerte dies allerdings 18 Stunden bzw. 48 Stunden. Ziel ist dagegen ein sofortiger kurzfristiger Aufbau des Stromnetzes, um die entstehenden volkswirtschaftlichen Kosten so gering wie möglich zu halten. Beim Stromausfall in den USA im Jahr 2003 entstanden Kosten in Höhe von 7 bis 10 Mrd. Dollar. Für Deutschland werden mehrere hundert Mio. Euro an Kosten für jede Stunde ohne Strom prognostiziert.[147] Nach der Energiewende im Jahr 2011 ist in Deutschland zwar ein großer Blackout ausgeblieben, dennoch beklagen heutzutage bereits viele Unternehmen über eine starke Häufung von Frequenzschwankungen. Bereits kurze Ausfälle stören Abläufe in einigen Unternehmen in der Industrie und können Schäden anrichten.[148] Um das Stromnetz wieder in Betrieb nehmen zu können, ist das erneute Hochfahren der Kraftwerke notwendig. Allerdings benötigen die meisten Kraftwerke selbst große Strommengen, um wieder einsatzfähig zu sein. Sobald dieser Strom fehlt, können die Kraftwerke nicht neu gestartet werden. Zu diesem Zweck spielen PSW eine entscheidende Rolle. Hierzu müssen die Pumpspeicherkraftwerke so konzipiert sein, dass sie selbst ohne Strom aus fremden Quellen hochgefahren werden können, indem beispielsweise im Oberbecken Wasser als Reserve beibehalten wird. Dieser gespeicherte Strom kann dann für das Hochfahren von Kraftwerken genutzt werden, sodass das Stromnetz zur Versorgung mit Strom ohne lange Unterbrechungen schnell wieder einsatzfähig ist. Für diese Möglichkeit der Schwarzstartfähigkeit verdient der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerkes Geld. [149] Nicht jedes Kraftwerk ist für die so genannte Schwarzstartfähigkeit geeignet, da sie oft nur zum Teil regelbar sind und „auf die Frequenzschwankungen bei Zuschaltung von Netzlasten nur mit unzureichender Geschwindigkeit reagieren können“ [150] . Pumpspeicherkraftwerke allerdings bieten diese Eigenschaften. Sie sind zum einen regelbar und der Verbrauch an Strom ist gering. Außerdem sind Pumpspeicherkraftwerke sehr zuverlässig. So kann das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal beispielsweise völlig ohne ein Stromaggregrat manuell gestartet werden. Ebenso zeichnet sich die Durchströmturbine durch eine große Robustheit aus. [151] „Die

[146] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.44.
[147] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.44.
[148] Vgl. http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/unternehmen-klagen-ueber-stromaussetzer/6002798.html?p6002798=all.
[149] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.
[150] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.47.
[151] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.47-48.

Pumpspeicherkraftwerke laufen daher aufgrund der größeren Trägheit wesentlich stabiler, sie können größere Lastzuschaltungen und den erheblichen Ladestrom für leerlaufende Höchstspannungsleitungen bereitstellen und so längere Leitungen elektrifizieren.“ [152] Pumpspeicherkraftwerke erfüllen damit die Anforderungen, die an ein schwarzstartfähiges Kraftwerk gestellt werden.[153]

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass durch Pumpspeicherkraftwerke günstigere Strompreise erzeugt werden können. Bei weiteren Stromerzeugern aus regenerativen Mitteln (wie beispielsweise Solar, Biogas oder Windkraft) kann der Strom nachfragebedingt verkauft werden, wenn der Strompreis am höchsten ist. Ebenso kann durch das Ausnutzen von Strompreisschwankungen an der Börse Geld verdient werden. [154] Somit „werden Pumpspeicherkraftwerke heute (unter anderem) zur Frequenzhaltung, zum Phasenschieberbetrieb beim Ausgleich von Blindleistung[155] und zum schnellen Abfangen von extremen Leistungsschwankungen eingesetzt.“ [156] Ferner ergeben sich für ein Pumpspeicherkraftwerk Energiekosten von circa 3 bis 10 Cent je Kilowattstunde für einen Wochenspeicher und circa 2 bis 5 Cent je Kilowattstunde für einen Tagesspeicher. Der genaue Wert ist vom Standort abhängig. Sie sind damit deutlich günstiger als andere Speichertechnologien.[157]

Als Abschluss des Abschnittes zu Pumpspeicherkraftwerken soll noch kurz auf Sonderformen von Pumpspeicherkraftwerken und ein Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen und weitere Potentiale von Pumpspeicherkraftwerken gegeben werden:

Untertage-Pumpspeicherkraftwerke:

Pumpspeicherkraftwerke sind meistens in der Form gebaut, dass natürliche Höhenunterschiede ausgenutzt werden. Inzwischen wird bereits - allen voran in Japan und in den USA - darüber nachgedacht Unterbecken unterirdisch anzulegen. Ziel hierbei ist es auch flache Gebiete für den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes nutzen zu können und somit aufgrund der Vorteilhaftigkeit solcher Anlage auch in solchen Gebieten eine bedeutende Rolle der PSW für das Stromnetz zu integrieren. Planungen für ein solches Projekt laufen derzeit in

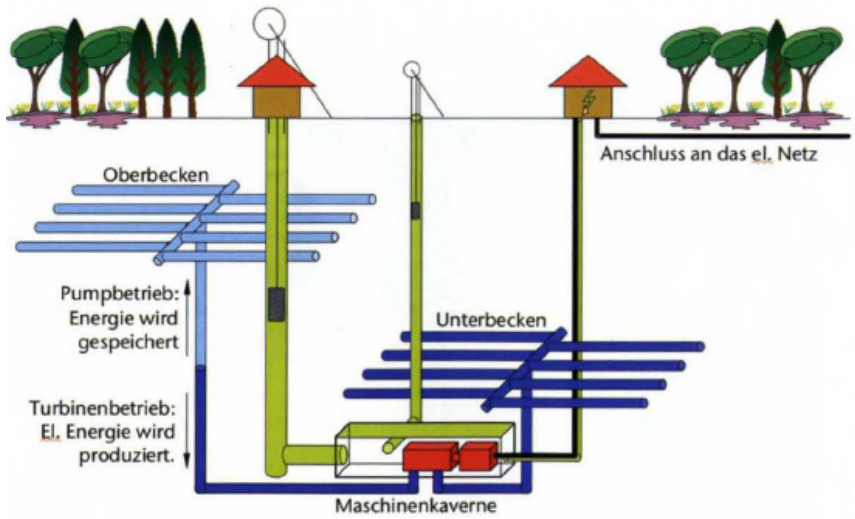
[152] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.48.
[153] Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008), S.47.
[154] Vgl. http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm.
[155] „Unter dem Blindleistungs- bzw. Phasenschieberbetrieb (Phasenausgleichsbetrieb) versteht man eine Spannungsregulierung, indem der Generator bei abgekuppelten oder auch bei gekuppelten, jedoch dann entleerten Turbinen und Pumpen im Stromnetz läuft und vorhandene Phasenverschiebungen ausgleicht und Verlust bei der Stromübertragung minimiert.“ (Quelle: Giesecke, Jürgen (2010), S. 691).
[156] Quaschning, Volker (2007), S. 277.
[157] Vgl. VDE (2009).

Mt. Hope, New Jersey, USA. Hierbei soll die pro Jahr erzeugte Energieleistung ca. 10 GWh umfassen. Die Förderhöhe der Pumpe erreicht bis zu 810 Meter. Somit lässt sich eine Pumpleistung von 368 MW und im Turbinenbetrieb eine Leistung von 339 MW erzielen.[158]

Da die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen deutlichen Schwankungen unterliegt, werden Stromspeicher in der Zukunft weiter zunehmend an Bedeutung gewinnen. Um den benötigten Platz hierfür zu schaffen, wird wie oben erwähnt über so genannte Untertage-Pumpspeicherkraftwerke nachgedacht. Ferner stellt der Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes ein starkes Eingreifen in die Landschaft dar. Deshalb sollen in Zukunft alte Bergwerke für solche Bauvorhaben genutzt werden. Die meisten Bergwerke bieten optimale Bedingungen für den Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes unter Tage. Denn diese besitzen eine geordnete Struktur und sind ausreichend tief angelegt, um eine optimale Fallhöhe zu gewährleisten. Besonders der Harz und das Erzgebirge eignen sich für diese Vorhaben. Es wird prognostiziert, dass sich in diesen Regionen Projekte mit einer Gesamtleistung von 40 Gigawattstunden realisieren lassen. Ein Pilotprojekt in fünf Bergwerken würde beim Bau eines 100-Megawatt-Kraftwerkes zwischen 100 und 200 Mio. Euro kosten.[159] Hierzu wurde die „Initiative Zukunft Harz“ gegründet, um „das Mittelgebirge zu einer führenden Energie-Effizienz-Region auszubauen.“[160]

Die nächste Abbildung illustriert den Aufbau eines solchen Pumpspeicherkraftwerkes:

Abbildung 19: Untertage-Pumpspeicherkraftwerk



Quelle: Ernst, Christian (2011), S. 34.

[158] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 695.
[159] Vgl. Ernst, Christian (2011), S. 34-35.
[160] Ernst, Christian (2011), S. 35.

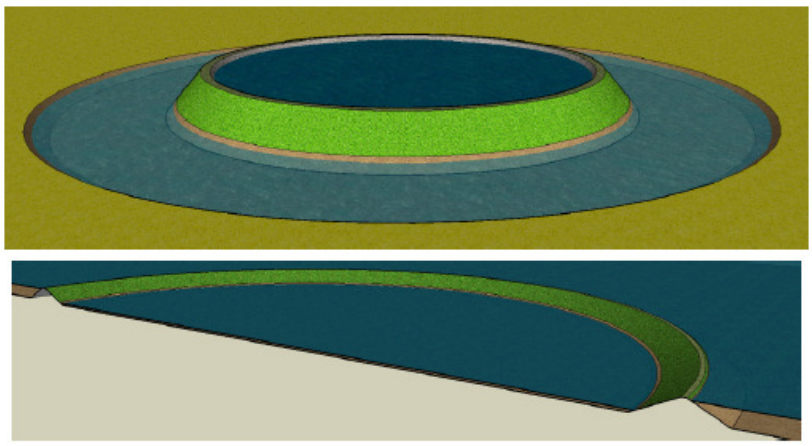
Meerwasser-Pumpspeicherkraftwerke:

In Japan, auf der Insel Okinawa, wurde im Jahr 1991 das erste Pumpspeicherkraftwerk, das an der Küste angrenzt, gebaut. Vorteil solcher Pumpspeicherkraftwerke ist z.B. das Einsparen von Unterbecken. Ebenso eignet sich die Küstenregion Japans für den Bau solcher Anlagen, da viele Großstädte in Küstenregion liegen. Das Pumpspeicherkraftwerk nutzt für den Betrieb Meerwasser. Hieraus ergeben sich allerdings weitere Anforderungen. Beispielsweise muss ein Eindringen von Salzwasser in das Grundwasser verhindert werden. Ebenso muss das Zu- und Abströmen des Wassers durch die Turbine unabhängig von den Bewegungen der Wellen erfolgen. Das Oberbecken liegt auf einer Höhe von 152 Metern und die Krafthauskaverne befindet sich 25 Meter unterhalb des Meeresspiegels. Das Pumpspeicherkraftwerk wurde mit einer Leistung von 30 Megawatt in Betrieb genommen. Bereits im ersten Jahr konnten 3500 Stunden Turbinen- und Pumpbetrieb erzielt werden.[161]

Ringwallspeicher:

Eine weitere Möglichkeit Pumpspeicherkraftwerke in Gebieten zu integrieren, die den erforderlichen Höhenunterschied zwischen Berg und Tal nicht bieten, sind so genannte Ringwallspeicher. Ringwallspeicher werden künstlich in den Landschaften angelegt. [162] Hierzu „bietet sich ein Wall mit zentralem Oberbecken und einer darum angeordneten Ringfläche als Unterbecken an.“ [163] In der nächsten Abbildung ist ein Ringwallspeicher dargestellt:

Abbildung 20: Ringwallspeicher für das „flache Land“ und für tiefe Gewässer

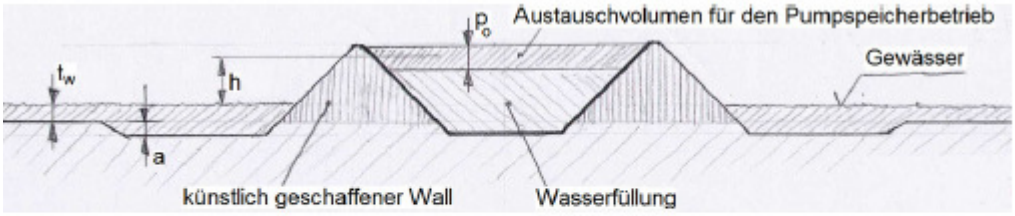


Quelle: Popp, Matthias (2010), S. 47.

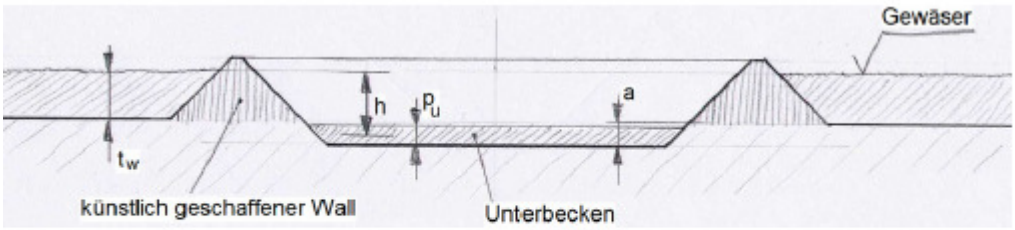
[161] Vgl. Giesecke, Jürgen (2010), S. 696-698.
[162] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 46-47.
[163] Popp, Matthias (2010), S. 47.

Popp beispielsweise prognostiziert, dass bereits fünf Ringwallspeicher an Land ausreichen würden, „um die komplette Stromversorgung Deutschlands, ohne kontinentale Vernetzung, auf regenerative Erzeugung allein aus Windenergie umstellen zu können. Die Wasserringe würden zusammen weniger als 0,6% der Landesfläche Deutschlands beanspruchen.“ [164] Ebenso sei die Technik bereits vorhanden, um solche Ringwallspeicher im Land etablieren zu können. Ebenfalls ist auch ein Ringwallspeicher im Meer denkbar. Hierbei dient das Meer selbst als Speicherbecken. In der oberen Grafik der Abbildung 21 fungiert das Meer als Unterbecken und in der unteren Abbildung fungiert es als Oberbecken.[165]

Abbildung 21: Ringwallspeicher im Meer



Ringwallspeicher mit erhöhtem Innenbecken in einem Gewässer (z.B. Meer oder See). t_w: Wassertiefe, a: Abgrabungstiefe zur Gewinnung des Wallvolumens, h: mittlerer Höhenunterschied des Austauschvolumens, p_o: Pegelschwankung oben.



Ringwallspeicher mit abgesenktem Innenbecken in einem Gewässer (z.B. Meer oder See). t_w: Wassertiefe, h: mittlerer Höhenunterschied des Austauschvolumens, p_u: Pegelschwankung unten, a: Abgrabungstiefe zur Gewinnung des Wallvolumens.

Quelle: Popp, Matthias (2010), S.51.

Der Vorteil eines Ringwallspeichers im Meer ist, dass sich die benötige Fläche deutlich verringern würde. Es ist lediglich ein Becken erforderlich. Dieses wird jeweils zur gewünschten Höhendifferenz zum Meer angelegt. Somit können durch Ringwallspeicher auch Pumpspeicherkraftwerke in Gebieten eingesetzt werden, in denen keine klassisch notwendige Höhendifferenz vorhanden ist. Die Wirtschaftlichkeit eines Ringwallspeichers ergibt sich aus seiner Größe. Popp führt aus, dass sich das Pumpspeicherkraftwerk Makersbach zu einem Ringwallspeicher umwandeln lasse. Hierdurch würde es durch Verdoppeln des Durchschnitts

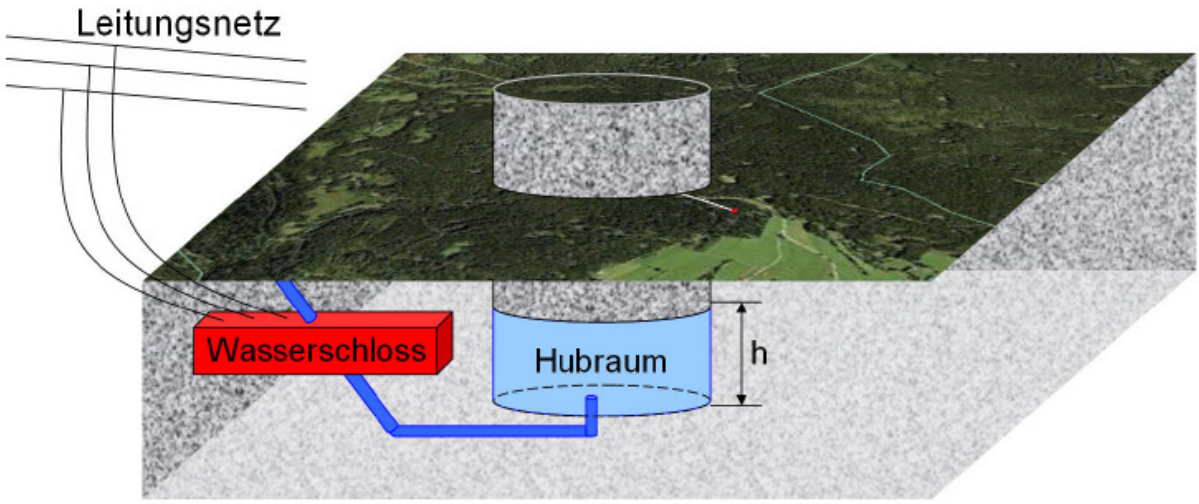
[164] Popp, Matthias (2010), S. 49.
[165] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 49 und S. 51.

der Fläche und der Höhe zu einem sechzehnmal größeren Energieinhalt kommen. Auch die Kosten für die eingesetzte Technik können reduziert werden.[166]

Lageenergiespeicher:

Eine weitere Idee für neue Speicher großer Strommengen sind die so genannten Lageenergiespeicher. Auch diese Stromspeicher benötigen deutlich weniger Fläche als Pumpspeicherkraftwerke. Die Idee dieses Konzeptes ist die Ausnutzung der Energie von großen Felsmassen. Hierbei werden die Felsmassen hydraulisch angehoben. Für das Anheben des Granitzylinders kommt überschüssiger Strom, der nicht genutzt wird, zum Einsatz. Dies erfolgt mit einem Druck von 200Bar. Hierbei wird Wasser unter den Felsen in den Hubraum gepumpt. Dadurch hebt sich der Zylinder an. Der Hubraum muss somit durch einen Stollen mit einem See oder Fluss verbunden sein. Sofern Strom benötigt wird, erfolgt die Absenkung des Zylinders. Das Wasser läuft über Turbinen zurück und der gespeicherte Strom fließt in das Stromnetz zurück. Mit diesem Konzept sind ebenfalls Wirkungsgrade von bis zu 80% möglich. [167] Der Aufbau eines Lageenergiespeichers ist in der nächsten Abbildung exemplarisch dargestellt:

Abbildung 22: Aufbau eines Lageenergiespeichers



Quelle: http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S1.pdf.

Die Technik für den Bau eines solchen Zylinders ist bekannt und können heutzutage bereits umgesetzt werden. Weiterhin ist ein Krafthaus mit Generator, Pumpe und Turbine notwendig. Diese Bestandteile entsprechen denen eines Pumpspeicherkraftwerkes. Prof. Dr. Heindl

[166] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 52-54.
[167] Vgl. http://eduard-heindl.de/energy-storage/; http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S1.pdf und http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S2.pdf.

beispielsweise gibt an, dass der Platzbedarf nur 1/100 gegenüber der benötigten Fläche von Pumpspeicherkraftwerken entspricht. Sowohl der Wasserbedarf reduziert sich um 25% als auch die Kosten um 10%, so Prof. Dr. Heindl. Ein weiterer Vorteil solcher Anlagen ist die enorme Energiemenge, die mit deutlich kleineren Anlagen im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken, gespeichert und ins Netz gespeist werden kann. Die Energiemenge ergibt sich wie folgt:

$$E = g * \rho^2 * 2 * \pi * r^4$$

(Quelle: http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S2.pdf)

r ist der halbe Durchmesser des Zylinders, g die Fallkonstante und ρ^2 die Gesteinsdichte. Die Energiemenge vervierfacht sich beispielsweise, wenn der Radius doppelt so groß wird. Somit kann ein Lageenergiespeicher mit 500m Radius den Bedarf Deutschlands (1700 GWh) an Strom für einen Tag aufnehmen. Nachteile ergeben sich durch die Tatsache, dass solche Anlagen einen halben Durchmesser von mindestens 100 Metern haben müssen, um ökonomisch Sinn zu machen. Ebenso liegen die Investitionskosten für den kleinsten Lageenergiespeicher bei 100 Mio. Euro.[168]

Solche Lageenergiespeicher sind momentan allerdings noch Zukunftsmusik. Zuerst müssen Machbarkeitsstudien durchgeführt werden, in denen analysiert wird, welche Kosten entstehen und welchen Nutzen solche Anlagen haben. Und welche Umwelteinflüsse die Anlage in welcher Form beeinflussen.[169]

Motiviert wird die Idee dadurch, dass für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland nur wenige Flächen zur Verfügung stehen. Dasselbe Konzept eines Pumpspeicherkraftwerkes kann allerdings in Lageenergiespeichern genutzt werden, sofern diese in der Zukunft realisiert werden können. Im Schwarzwald, rund um Dresden und im Harz könnte die neue Technologie zum Einsatz kommen, weil dort Quarz als Gestein zur Verfügung steht.[170]

„Schon zwei Speicherkraftwerke dieses Typus genügten nach den Berechnungen Heindls, um die Bundesrepublik unabhängig von fossilen Energieträgern zu machen und gleichzeitig problemfrei mit Sonnen- und Windenergie zu versorgen.“[171]

---

[168] Vgl. http://eduard-heindl.de/energy-storage/; http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S1.pdf und http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S2.pdf.
[169] Vgl. http://eduard-heindl.de/energy-storage/FAQ-Lageenergiespeicher.html#Vorteil.
[170] Vgl. http://www.spektrumdirekt.de/artikel/1061069&_z=859070.
[171] http://www.spektrumdirekt.de/artikel/1061069&_z=859070.

3.5.3. Bestand in Deutschland

Sowohl durch die Liberalisierung des Strommarktes, durch den Ausbau erneuerbarer Energieträgern als auch infolge des EEG-Gesetzes hat die Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken stark zugenommen. Es wurde mit den Jahren zunehmend in den Auf- und Ausbau von PSW investiert. Die nächste Tabelle gibt eine Übersicht über die vorhandenen PSW in Deutschland:

Tabelle 1: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland (Stand 2010)

Name des PSW	Leistung in MW	Kapazität in MWh
Goldisthal	1060	8480
Markersbach	1050	4018
Hornbergstufe	980	6073
Waldeck II	480	3428
Unterstufe Säckingen	270	2064
Hohenwarte II	320	2087
Erzhausen	220	940
Mittelstufe Witznau	220	626
Happurg	160	900
Unterstufe Waldshut	160	402
Langenprozelten	160	950
Koepchenwerk	153	590
Waldeck I	140	478
Rönkhausen	140	690
Tanzmühle und Reisach	135	404
Niederwartha	120	591
Geesthacht	120	600
Häusern	90	463
Glems	90	560
Bleiloch	80	753
Wendefurth	80	523
Hohenwarte I	62,8	795
Leitzachwerk I	49	550
Leitzachwerk II	44	550
Schwarzenbach-Kraftwerk	44	198

Oberberg I und II	39	-
Oberstdorf Warmatsgund	4,72	0
Wisenta	3,3	0
Ortenberg-Lißberg	2,3	0
Mittweida	1,7	0
Kirchentellinsfurt	1,3	-

Quelle: in Anlehnung an Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010b), S. 157-158.

In Deutschland sind derzeit 31 Pumpspeicherkraftwerke in Betrieb. Die gesamte Pumpspeicherleistung beträgt hierbei circa 7 GW und die Gesamtspeicherkapazität erreicht circa 40 GWh (Stand 2010).[172]

In Abschnitt 3.5.4. wird ein Pumpspeicherkraftwerk in der Harzregion vorgestellt, um die in diesem Abschnitt aufgezeigten Bestandteile eines Pumpspeicherkraftwerkes an einem konkreten Beispiel zu verdeutlichen.

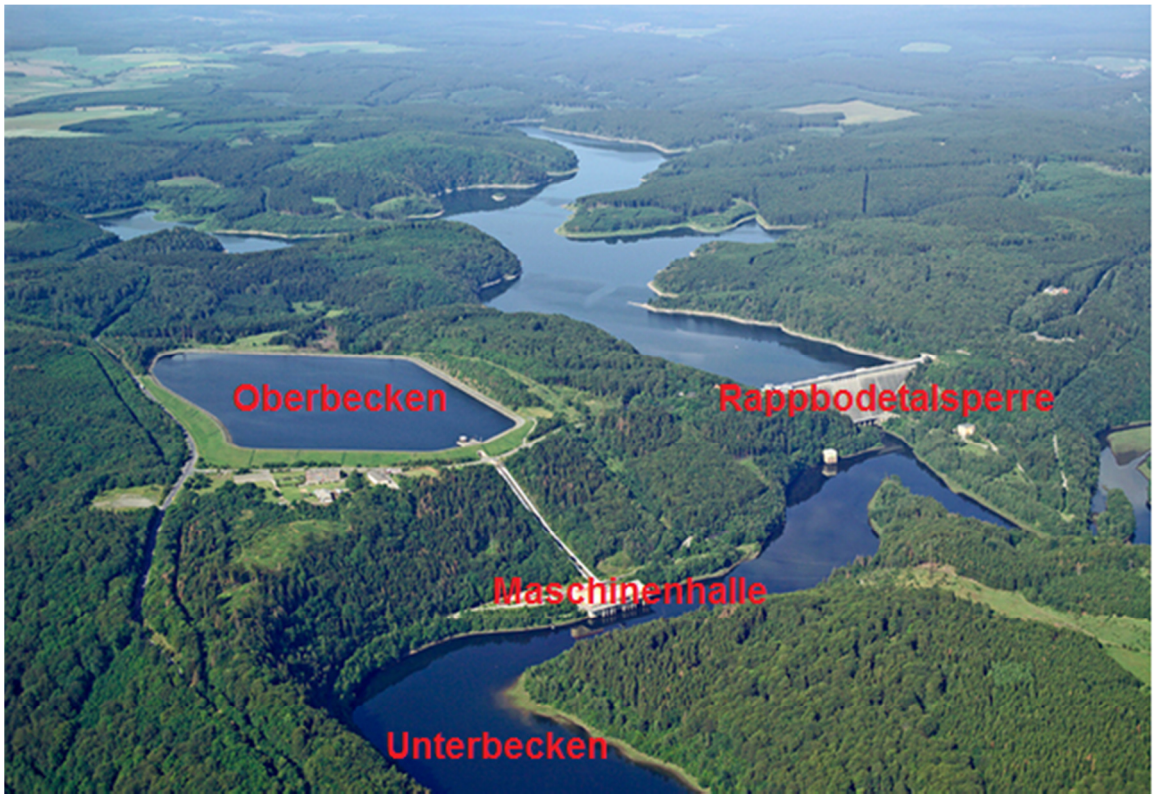
3.5.4. Einsatz im Harz (Fallbeispiel)

Exemplarisch für die in der Harzregion vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke soll im Folgenden das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth vorgestellt werden.

Das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth liegt im Landkreis Harz in der Nähe des gleichnamigen Ortes Wendefurth. Das Kraftwerk wurde in den Jahren 1967 und 1968 am Flusslauf der Bode unterhalb der Rappbodetalsperre errichtet und wird heute durch das Energieversorgungsunternehmen Vattenfall betrieben.[173]

[172] Vgl. http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx.
[173] Vgl. Vattenfall (2008).

Abbildung 23: Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth

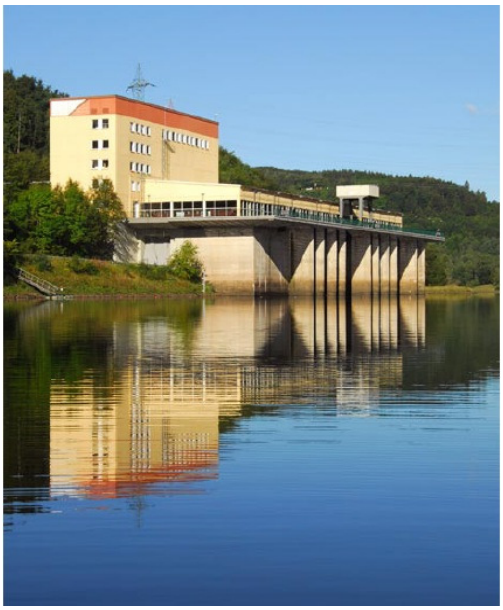


Quelle: eigene Darstellung, Originalbild entnommen von http://www.stromtip.de/rubrik2/20223/Reportage-Pumpspeicherwerke-sollen-ein-Eckpfeiler-der-Energiewende-werden.html

Das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth verfügt im Oberbecken über eine Speicherkapazität von 1.970.000 Kubikmetern. Das Unterbecken weist einen Gesamtstauraum von 8.500.000 Kubikmetern auf. Die durchschnittliche Höhendifferenz zwischen dem Ober- und dem Unterbecken beträgt 126 Meter.[174] In der Maschinenhalle des Kraftwerkes sind zwei Pumpspeichersätze installiert. Die Turbinen verfügen jeweils über einen Nenndurchfluss von 39 Kubikmetern pro Sekunde bei einer Nennleistung von jeweils 40 Megawatt. Die Gesamtnennleistung des Kraftwerkes beträgt damit 80 Megawatt. Die installierten Pumpen weisen eine Förderleistung von jeweils 26 Kubikmetern pro Sekunde auf und erzielen eine Leistung von jeweils 36 Megawatt.[175] Die Anfahrtszeit des Kraftwerkes für den Turbinenbetrieb liegt aus dem Stillstand bei 205 Sekunden, für den Pumpbetrieb bei 450 Sekunden.[176]

[174] Vgl. Tischewski J. (2010).
[175] Vgl. Vattenfall (2008).
[176] Vgl. http://www.stromtip.de/rubrik2/20223/Reportage-Pumpspeicherwerke-sollen-ein-Eckpfeiler-der-Energiewende-werden.html.

Abbildung 24: Maschinenhalle des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth



Quelle: http://www.paul-langrock.de/docs/wasser.htm

Abbildung 25: Verbindungsrohre Ober-/Unterbecken Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth

Abbildung 26: Maschinensätze im Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth

Quelle: http://www.paul-langrock.de/docs/wasser.htm

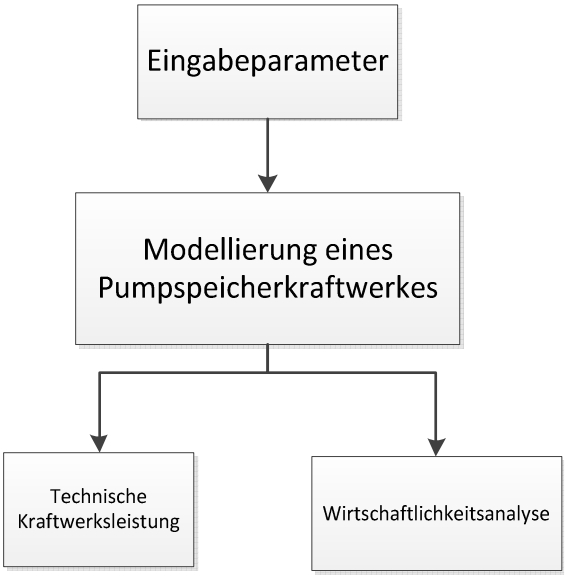
4. Betriebswirtschaftliche Sichtweise auf Pumpspeicherkraftwerke

4.1. Szenarioanalyse im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit

4.1.1. Modellaufbau

Im Folgenden soll ein Modell konstruiert werden, dass auf der Grundlage verschiedener Eingabeparameter die Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes in technischer und ökonomischer Hinsicht ermöglicht. Das Ziel der Modellierung ist es, neben der technischen Kraftwerksleistung auch die Wirtschaftlichkeit eines fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes zu simulieren (Abbildung 27).

Abbildung 27: Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes



Quelle: Eigene Darstellung

Die Ermittlung der technischen Kraftwerksleistung umfasst dabei die Bestimmung der Pumpen- und Turbinenleistung des Kraftwerkes. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse sollen neben einer Wirtschaftlichkeitsberechnung, in der die zu erwartenden Kosten und Erlöse des Kraftwerkes gegenübergestellt werden, auch der Kapitalwert und die Amortisationszeit des modellierten Kraftwerkes ermittelt werden.

Modellierung der technischen Kraftwerksleistung

Zur Modellierung der technischen Leistungsfähigkeit des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes werden verschiedene technische Eingabeparameter in das Modell aufgenommen. Als wesentliche Parameter zur Modellierung der Kraftwerksleistung eines Pumpspeicherkraftwerkes werden im Rahmen des Modells neben der Größe des oberen Speicherbeckens auch die verbaute Pumpen- und Turbinentechnik berücksichtigt.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die im Rahmen des Modells verwendeten Eingabeparameter zur Modellierung der Kraftwerksleistung.

Tabelle 2: Technische Eingabeparameter des Modells

Parameter	**Erläuterung**
Arbeitsvolumen Oberbecken	Wasservolumen des oberen Speicherbeckens in Kubikmetern (m³)
Höhenunterschied Ober- / Unterbecken	Durchschnittlicher Höhenunterschied zwischen dem oberen und dem unteren Speicherbecken in Metern (m)
Pumpleistung pro Sekunde	Maximale Förderleistung der installierten Pumpen in Kubikmetern pro Sekunde (m³/s)
Teilwirkungsgrad Pumpe	Wirkungsgrad der installierten Pumpen
Ausbauwassermenge(=Schluckwassermenge)	Maximale Durchflussmenge der installierten Turbinen in Kubikmetern pro Sekunde (m³/s)
Teilwirkungsgrad Turbine	Wirkungsgrad der installierten Turbinen

Quelle: Eigene Darstellung

Das Arbeitsvolumen des Oberbeckens bezeichnet das für die Speicherung von Wasser nutzbare Gesamtvolumen des oberen Speicherbeckens.

Als Höhenunterschied zwischen dem oberen und dem unteren Speicherbecken wird die durchschnittliche Höhendifferenz zwischen den beiden Speicherbecken definiert.[177]

Die Pumpleistung beschreibt die maximale Förderleistung der installierten Pumpen in Kubikmetern pro Sekunde (m³/s).

Der Teilwirkungsgrad der Pumpen ist definiert als Quotient aus der nutzbaren abgegebenen Leistung zur zugeführten Leistung. Für den Pumpenwirkungsgrad gilt also

$$\eta_{Pumpe} = \frac{P^{P}_{ab}}{P^{P}_{zu}} \quad (1)$$

[177] Es wird hier der durchschnittliche Höhenunterschied betrachtet, weil die Höhendifferenz zwischen den Speicherbecken während des Pumpen- und Turbinenbetriebes nicht konstant ist, sondern sinkt. Zum Beispiel sinkt im Turbinenbetrieb der Pegelstand des oberen Speicherbeckens durch das Ablassen von Wasser in das Unterbecken. Einhergehend mit einem abnehmendem Pegelstand des Oberbeckens sinkt der Höhenunterschied zwischen den Speicherbecken, so dass sich die Höhendifferenz während des Kraftwerksbetriebes laufend verändert.

wobei P^{P}_{ab} die abgegebene Leistung und P^{P}_{zu} die den Pumpen zugeführte Leistung bezeichnet. Für den Pumpenwirkungsgrad gilt $\eta_{Pumpe} \leq 1$. Die Differenz zwischen P^{P}_{zu} und P^{P}_{ab} sind Verluste, die zum Beispiel durch die Erwärmung der Pumpen entstehen.[178]

Die Ausbauwassermenge oder auch Schluckwassermenge bezeichnet den maximal möglichen Wasserdurchfluss der installierten Turbinen in m³/s.[179]

Der Teilwirkungsgrad der Turbinen ist äquivalent zum Teilwirkungsgrad der Pumpen definiert als Quotient aus der nutzbaren abgegebenen Leistung zur zugeführten Leistung. Für den Turbinenwirkungsgrad gilt demnach

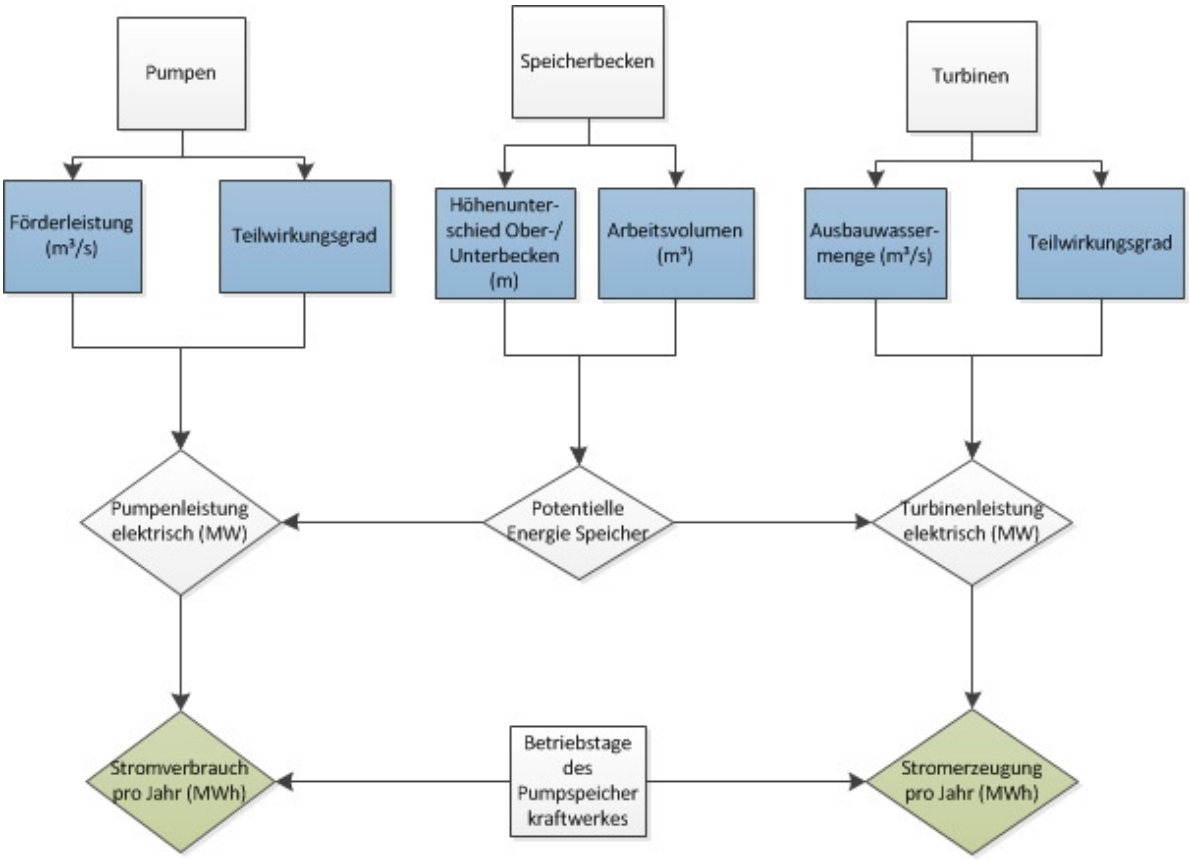
$$\eta_{Turbine} = \frac{P^{T}_{ab}}{P^{T}_{zu}} \quad (2)$$

wobei P^{T}_{ab} die abgegebene Leistung und P^{T}_{zu} die den Turbinen zugeführte Leistung bezeichnet. Auch für den Turbinenwirkungsgrad gilt $\eta_{Turbine} \leq 1$.

Nach der Erläuterung der technischen Eingabeparameter des Modells erfolgt nun eine Beschreibung der Modellierung Kraftwerksleistung des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes. Die folgende Abbildung 28 gibt zunächst einen schematischen Überblick über die Modellierung der Kraftwerksleistung und verdeutlicht die Zusammenhänge zwischen den Eingabeparametern des Modells.

[178] Vgl. Büttner (2006), S. 36.
[179] Vgl. Kaltschmitt M. / Streicher W. / Wiese A. (2006), S.372 f.

Abbildung 28: Modellierung der Kraftwerksleistung



Quelle: Eigene Darstellung

Das Arbeitsvolumen des Speicherbeckens und der Höhenunterschied determinieren die potentielle Energie des im oberen Speicherbecken vorgehaltenen Wassers. Die potentielle Energie des Wassers im oberen Speicherbecken ergibt sich durch die Gleichung

$$E_{pot} = x * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * h \ (1)$$

wobei x die Masse des Wassers im oberen Speicherbecken und h den durchschnittlichen Höhenunterschied zwischen dem oberen und dem unteren Speicherbecken bezeichnet.[180] Zum Beispiel ergibt sich für eine Wassermenge von einem m³ (x =1.000 Kilogramm) bei einem Höhenunterschied von h= 100 Metern eine potentielle Energie von $E_{pot} = 1.000Kg * 9{,}81 \frac{m}{s^2} * 100\ m = 0{,}981\ Megajoule = 0{,}2725\ KWh.$

[180] Vgl. Popp M. (2010), S.42.

Die Förderleistung der installierten Pumpen und der Teilwirkungsgrad, sowie die Größe des oberen Speicherbeckens bestimmen die notwendige elektrische Pumpenleistung P_{Pumpe} für das Pumpspeicherkraftwerk. Die elektrische Pumpenleistung des Kraftwerkes ergibt sich als

$$P_{Pumpe} = \frac{E_{Pot}}{\eta_{Pumpe}} \cdot F \quad (3)$$

wobei η_{Pumpe} den Wirkungsgrad der installierten Pumpen und F die Förderleistung der Pumpen bezeichnet.[181] Um zum Beispiel 1.000.000 m³ Wasser in einer Stunde auf eine Höhe von 100 m zu pumpen, wird bei einem Wirkungsgrad der Pumpen von 80 % und einer Förderleistung der Pumpen von 1.000.000 m³ pro Stunde eine elektrische Pumpenleistung von

$$P_{Pumpe} = \frac{0{,}2725\,KWh}{0{,}8} \cdot 1.000.000\,\frac{m^3}{h} = 340{,}625\,MW$$ benötigt.

Der Stromverbrauch der installierten Pumpen pro Jahr ergibt sich aus der Anzahl der Betriebsstunden der Pumpen multipliziert mit der elektrischen Leistung der Pumpen.

Die elektrische Leistung der Turbinen des Pumpspeicherkraftwerkes wird durch die potentielle Energie des im Oberbecken gespeicherten Wassers, den Wirkungsgrad der Turbinen und die Ausbauwassermenge der Turbinen bestimmt.

Die elektrische Turbinenleistung $P_{Turbine}$ ergibt sich über die Gleichung

$$P_{Turbine} = E_{Pot} \cdot \eta_{Turbine} \cdot A \quad (4)$$

wobei E_{pot} die potentielle Energie des im Oberbecken gespeicherten Wassers, $\eta_{Turbine}$ den Wirkungsgrad der Turbinen und A die Ausbauwassermenge bezeichnet.[182] Bei einer Ausbauwassermenge von 1.000.000 m³ pro Stunde und einem Turbinenwirkungsgrad von 80 % ergibt sich bei einem Höhenunterschied von 100 m eine elektrische Leistung der Turbinen von $P_{Turbine} = 0{,}2725\,KWh \cdot 0{,}8 \cdot 1.000.000 \frac{m^3}{h} = 218\,MW$.

Die Stromerzeugung der Turbinen pro Jahr ergibt sich aus der Anzahl der Betriebsstunden der Turbinen multipliziert mit der elektrischen Leistung der Turbinen.

[181] Vgl. Popp (2010).
[182] Vgl. Popp (2010).

Betriebswirtschaftliche Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes

Für eine betriebswirtschaftliche Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes werden neben einer Bestimmung der Baukosten des Kraftwerkes auch die jährlichen Kosten und Erlöse in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung gegenübergestellt, sowie der Kapitalwert und die Amortisationszeit des Kraftwerkes ermittelt.

Bei der betriebswirtschaftlichen Modellierung wurden die in der folgenden Tabelle 3 dargestellten Eingabeparameter verwendet.

Tabelle 3: Betriebswirtschaftliche Eingabeparameter des Modells

Parameter	**Erläuterung**
Baukosten Ober-/ Unterbecken	Baukosten für die Einrichtung des Ober- und des Unterbeckens in Euro pro Kubikmeter Wasserinhalt
Baukosten Technische Anlagen	Investitionskosten für die Pumpen, die Turbinen, sowie für die notwendige Elektrotechnik des Kraftwerkes
Kapitalkostensatz	Zinssatz für das Kapital
Betriebskostensatz (Sonstige Betriebskosten)	Betriebskostensatz für die sonstigen Betriebskosten (Personal, Wartung, Instandhaltung) in Prozent der gesamten Baukosten
Bezugspreis Pumpstrom	Preis für den Bezug des Pumpstroms in Euro pro Megawattstunde (MWh)
Vergütung Stromeinspeisung	Abgabepreis für den vom Kraftwerk produzierten Strom in Euro pro Megawattstunde (MWh)
Betriebstage	Anzahl der Betriebstage des Kraftwerkes im Jahr.

Quelle: Eigene Darstellung

Die Baukosten des oberen und unteren Speicherbeckens beinhalten die Aufwendungen für die Einrichtung der Speicherbecken (zum Beispiel für Grunderwerb, Erdbauarbeiten, Abdichtung und Ufersicherung).[183]

Die Baukosten für die technischen Anlagen umfassen die Aufwendungen für die Pumpen- und Turbinentechnik inklusive der notwendigen Mess-, Steuer- und Regelungstechnik.[184]

Die gesamten Baukosten eines Pumpspeicherkraftwerkes hängen in hohem Maße von dem gewählten Standort des Kraftwerkes ab, so dass die Festlegung allgemeingültiger Richtsätze nur schwer möglich ist.[185] In der Literatur werden zumeist Intervalle für solche Richtsätze genannt, die für eine überschlägige Kalkulation der Baukosten verwendet werden können. So wird für die Baukosten des oberen und unteren Speicherbeckens, je nach Standort, ein Kostenintervall von 20 bis 100 Euro je m³ Speicherkapazität des Kraftwerkes genannt.[186] Für die technischen Anlagen des Kraftwerkes werden Kostenspannen von 200.000 bis 500.000 Euro je MW installierter Leistung genannt.[187] Im Rahmen der Modellierung werden zur Kalkulation der Baukosten pauschale Kostensätze für die baulichen und technischen Anlagen als Eingabeparameter berücksichtigt.

Neben den Baukosten für die Errichtung des Pumpspeicherkraftwerkes werden im Rahmen des Modells auch die Betriebskosten des Kraftwerkes berücksichtigt. Im betrachteten Modell setzen sich die Betriebskosten aus den Kosten für den verbrauchten Pumpstrom und den sonstigen Betriebskosten (Personal, Wartung, Instandhaltung) zusammen. Für die sonstigen Betriebskosten wird ein pauschaler Prozentsatz der Baukosten angesetzt. In der Literatur wird für diesen Prozentsatz ein Intervall von 1 bis 4 % angegeben.[188] Die Kosten für den verbrauchten Pumpstrom werden durch den jährlichen Stromverbrauch der installierten Pumpen sowie durch den Preis des bezogenen Pumpstroms bestimmt. Als zusätzlicher Eingabeparameter des Modells wird daher der Bezugspreis des bezogenen Pumpstroms berücksichtigt. Dabei wird vereinfachend unterstellt, dass dieser Bezugspreis konstant über die Zeit ist.

Die Erlöse aus dem Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes bestehen im Wesentlichen aus der Vergütung für den erzeugten und in das Stromnetz eingespeisten Strom. Für die Berechnung der jährlichen Erlöse des Kraftwerkes ist neben Anzahl der erzeugten

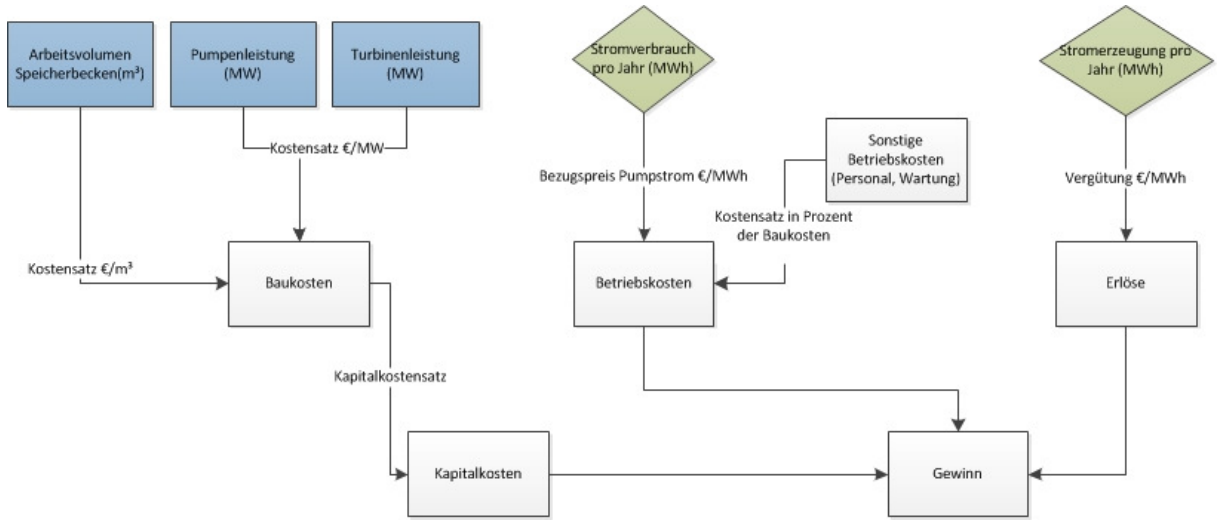
[183] Vgl. Popp (2010).
[184] Vgl. Popp (2010).
[185] Vgl. Kaltschmitt M. ; Streicher W.; Wiese, A. (2006) , S. 376.
[186] Vgl. Heinz. G. / Schlenkhoff A. (2011), S. 261.
[187] Vgl. Popp (2010).
[188] Vgl. Kaltschmitt M. ; Streicher W.; Wiese, A. (2006) , S. 377.

Megawattstunden Strom des Pumpspeicherkraftwerkes auch der Strompreis für den erzeugten und eingespeisten Strom relevant. Als weiterer Eingabeparameter des Modells wird daher der Preis für den erzeugten und in das Stromnetz eingespeisten Strom berücksichtigt. Auch hier vereinfachend angenommen, dass dieser Preis über die Zeit konstant ist.

Die Kosten für das notwendige Kapital zur Errichtung des Kraftwerkes werden im Modell über einen Kapitalkostensatz berücksichtigt.

Die folgende Abbildung 29 veranschaulicht schematisch die Modellierung der Kosten und Erlöse des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes.

Abbildung 29: Modellierung der Kosten und der Erlöse des fiktiven Kraftwerkes



Quelle: Eigene Darstellung

Nachdem in diesem Abschnitt die theoretischen Intentionen des Modells beschrieben, sowie die notwendigen Eingabeparameter erläutert wurden, erfolgt im nächsten Abschnitt eine Beschreibung der Umsetzung des vorgestellten Modells.

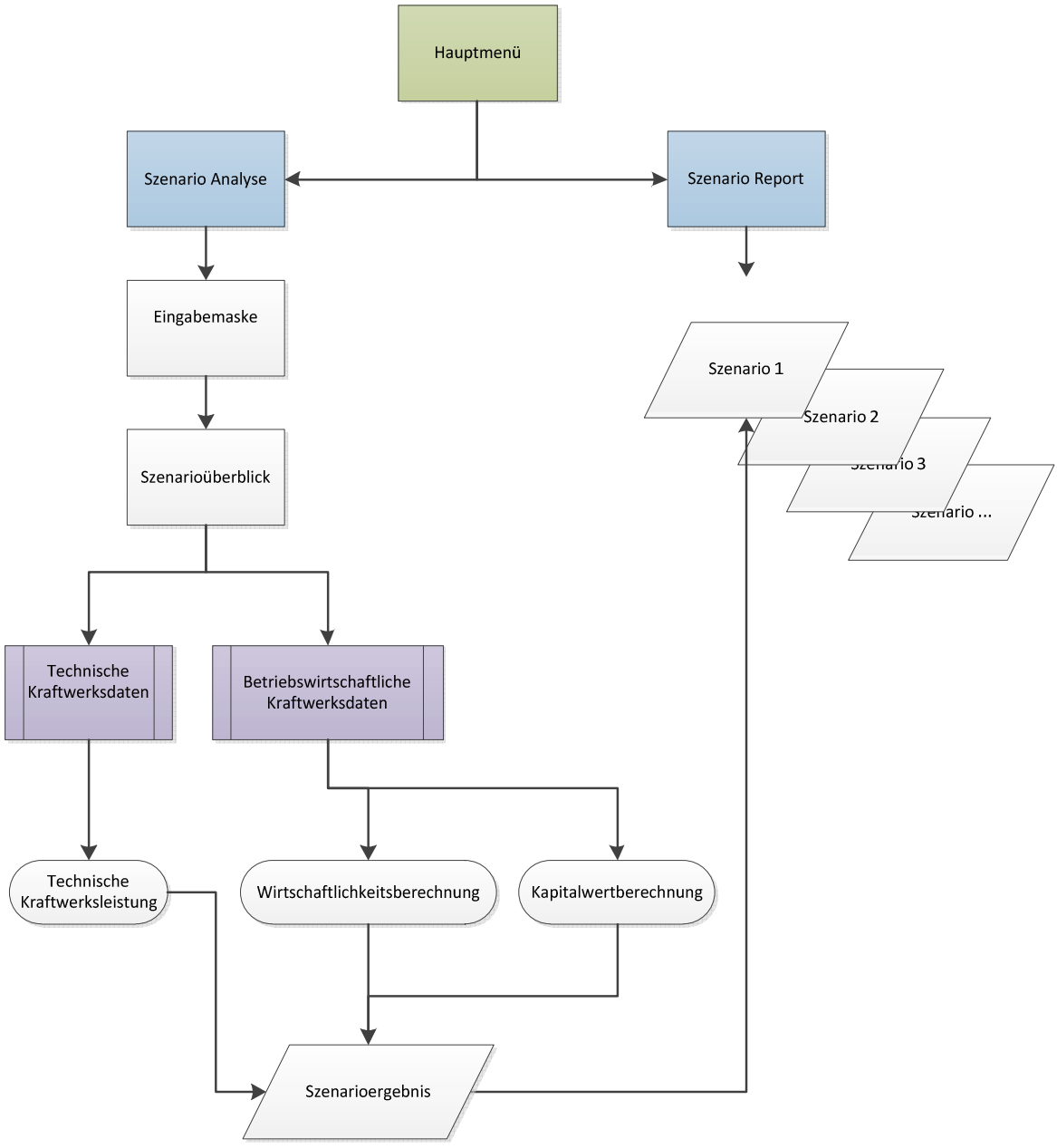
4.1.2. Modellumsetzung

Im folgenden Abschnitt wird nun die Umsetzung des im vorherigen Abschnitt vorgestellten theoretischen Modells beschrieben. Hierzu wird neben einer Darstellung der Implementierung des theoretischen Modells in die Tabellenkalkulation Excel exemplarisch ein fiktives Pumpspeicherkraftwerk modelliert und die berechneten Ergebnisse erläutert.

Die Umsetzung des im vorherigen Abschnitt beschriebenen Modells erfolgte mit der Tabellenkalkulation Excel. Um unter anderem einer benutzerfreundlichen Bedienung gerecht zu werden, wurde bei der Implementierung des Modells Excel VBA (Visual Basic for Applications) verwendet. Der folgende Abschnitt gibt eine Einführung des in Excel

implementierten Modells. Einen schematischen Überblick über das in Excel implementierte Modell gibt die folgende Abbildung 30.

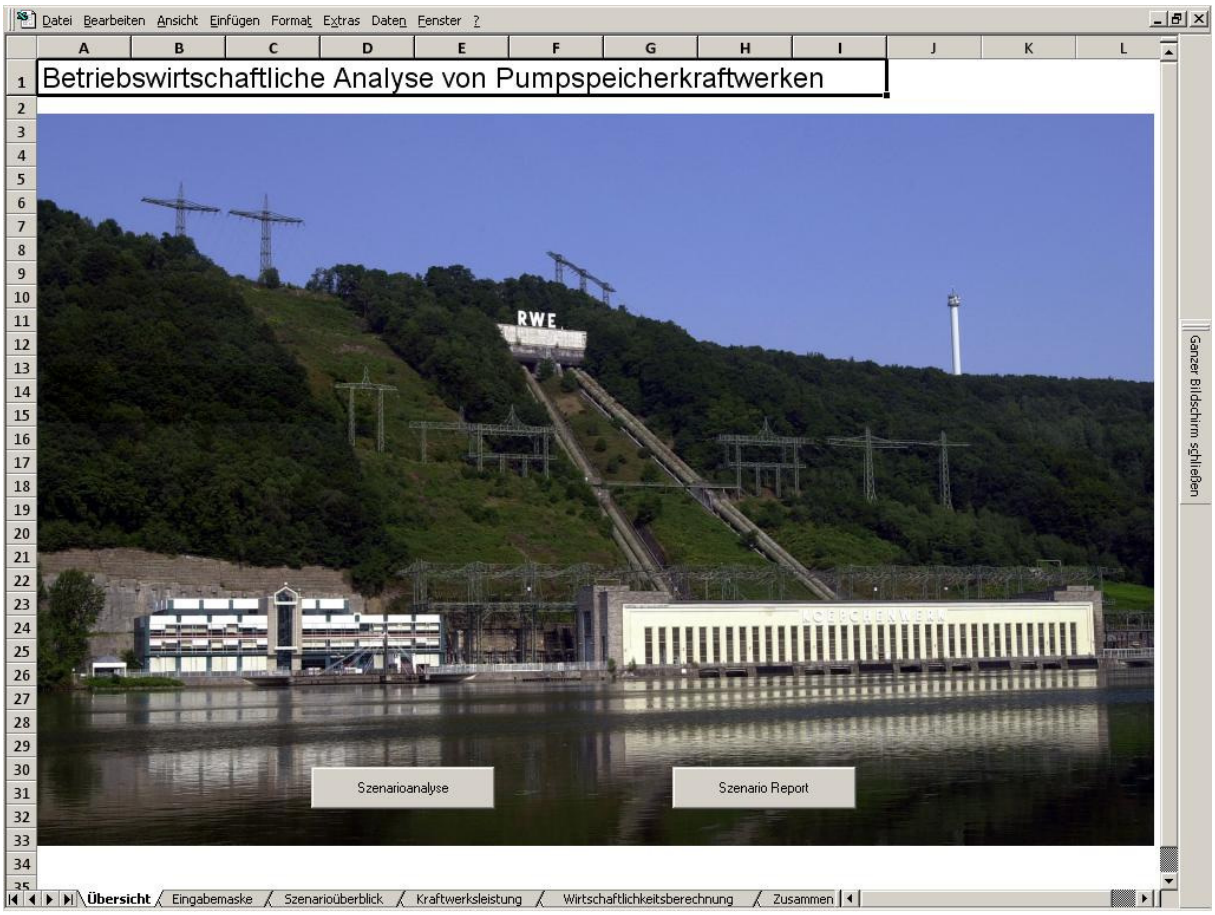
Abbildung 30: Schematischer Aufbau des in Excel implementierten Modells



Quelle: Eigene Darstellung

Nach dem Öffnen der Datei „PSW-Szenariotool.xls“ erscheint zunächst das Hauptmenü, über das die gewünschten Programmfunktionen aufgerufen werden können (Abbildung 31).

Abbildung 31: Hauptmenü



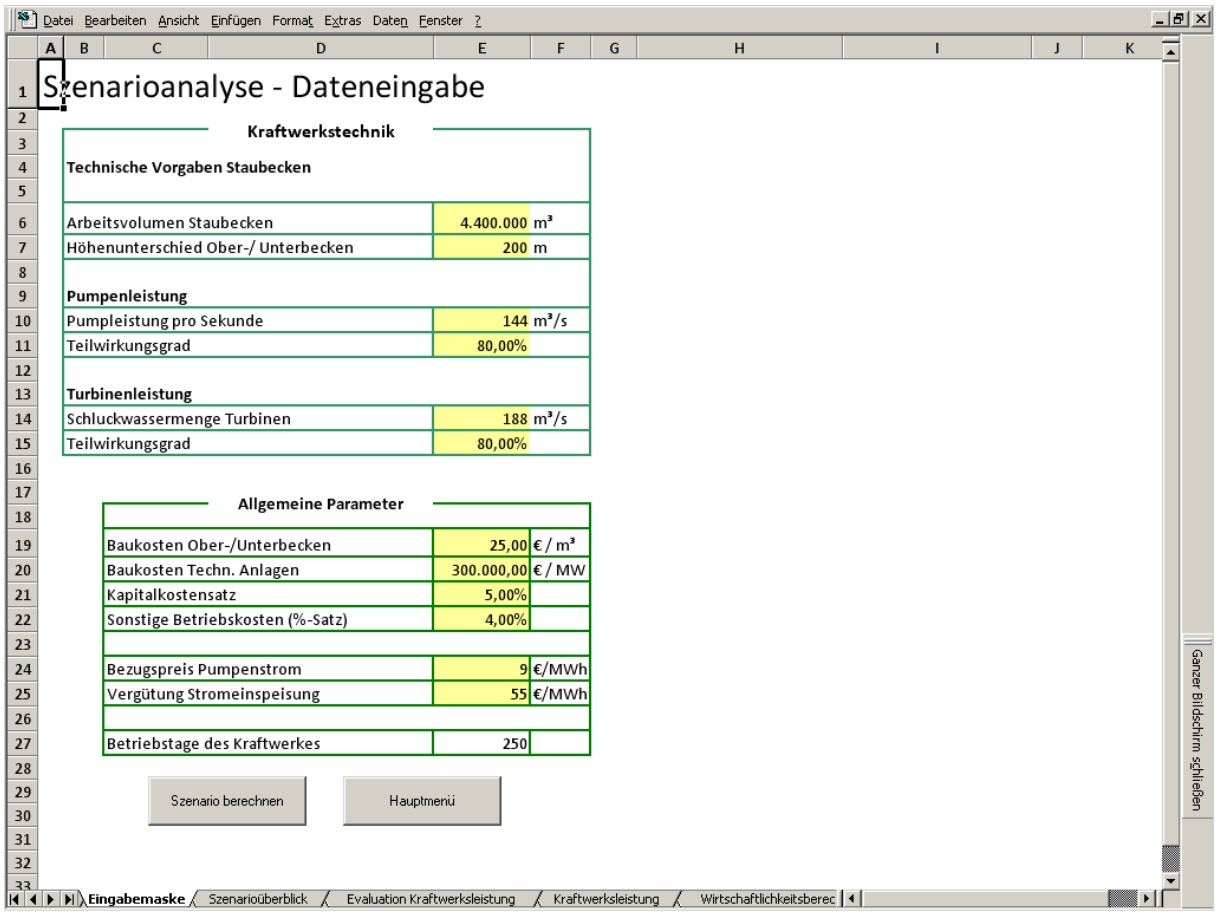
Quelle: Eigene Darstellung

Die Programmfunktion Szenarioanalyse kann über die Schaltfläche „Szenarioanalyse“ aufgerufen werden. Mit Hilfe dieser Programmfunktion kann anhand verschiedener Eingabeparameter ein fiktives Pumpspeicherkraftwerk in technischer und ökonomischer Hinsicht modelliert werden.

Ein Vergleich der Ergebnisse verschiedener, mit Hilfe des Modells simulierter, Pumpspeicherkraftwerke ermöglicht die Programmfunktion „Szenario Report“, die über die gleichnamige Schaltfläche im Hauptmenü aufgerufen werden kann.

Nach dem Aufruf der Programmfunktion „Szenarioanalyse“ erscheint eine Eingabemaske in der die für das Modell erforderlichen Eingabeparameter vorgegeben werden können (Abbildung 32).

Abbildung 32: Dateneingabe



Quelle: Eigene Darstellung

In der Eingabemaske können im Bereich „Kraftwerkstechnik“ Eingaben für die technischen Parameter des Modells vorgenommen werden.

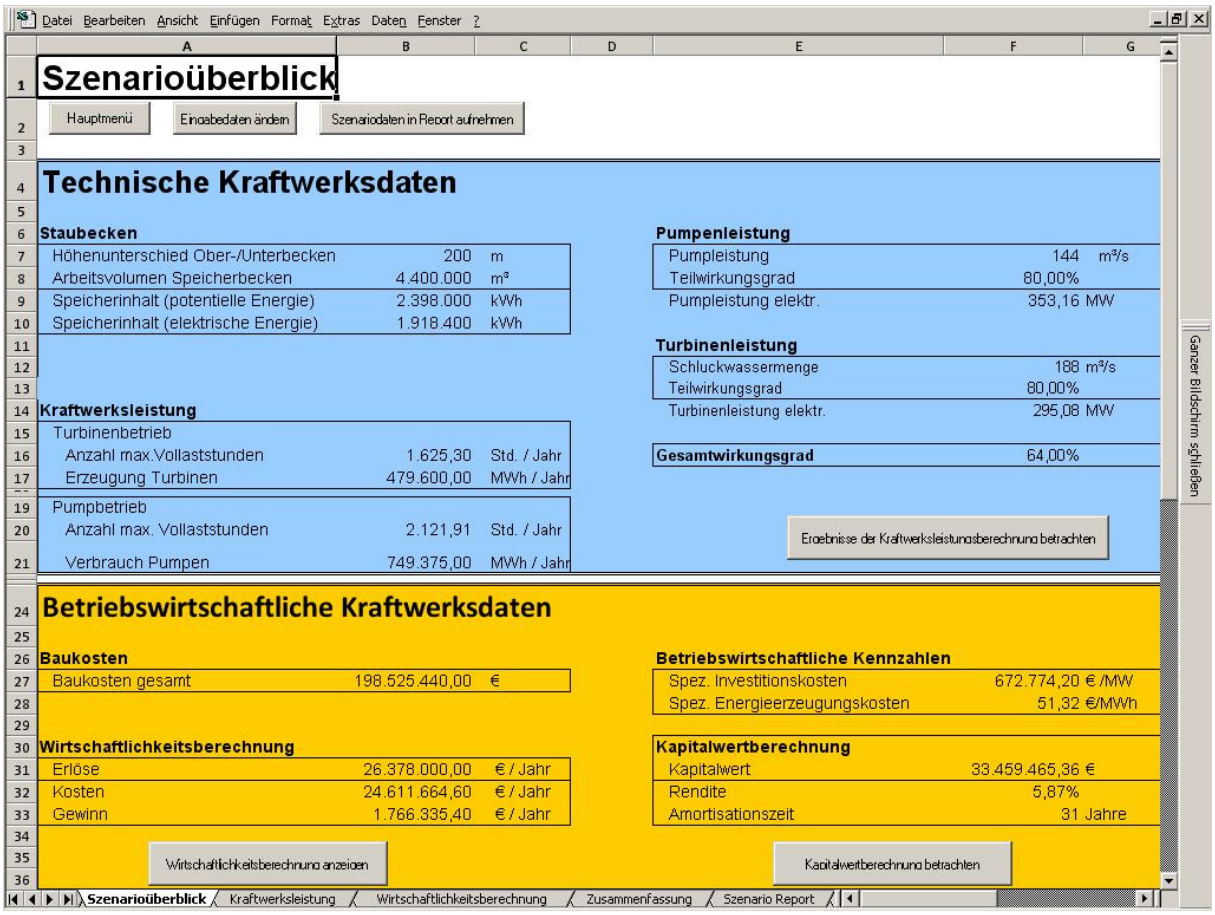
Im zweiten Block der Dateneingabemaske können allgemeine Parameter festgelegt werden, die vor allem für die betriebswirtschaftliche Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes relevant sind.

Nachdem die gewünschten Parameter in die Eingabemaske eingetragen wurden, kann über die Schaltfläche „Szenario berechnen“ die Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes erfolgen.

Nach der Modellierung des Kraftwerkes erscheint die Seite „Szenarioüberblick“, die einen Überblick über die Berechnungsergebnisse gibt (Abbildung 33). Hier werden unter dem Punkt

„Technische Kraftwerksdaten“ die technischen Charakteristika des konstruierten Kraftwerkes angezeigt.

Abbildung 33: Szenarioüberblick



Quelle: Eigene Darstellung

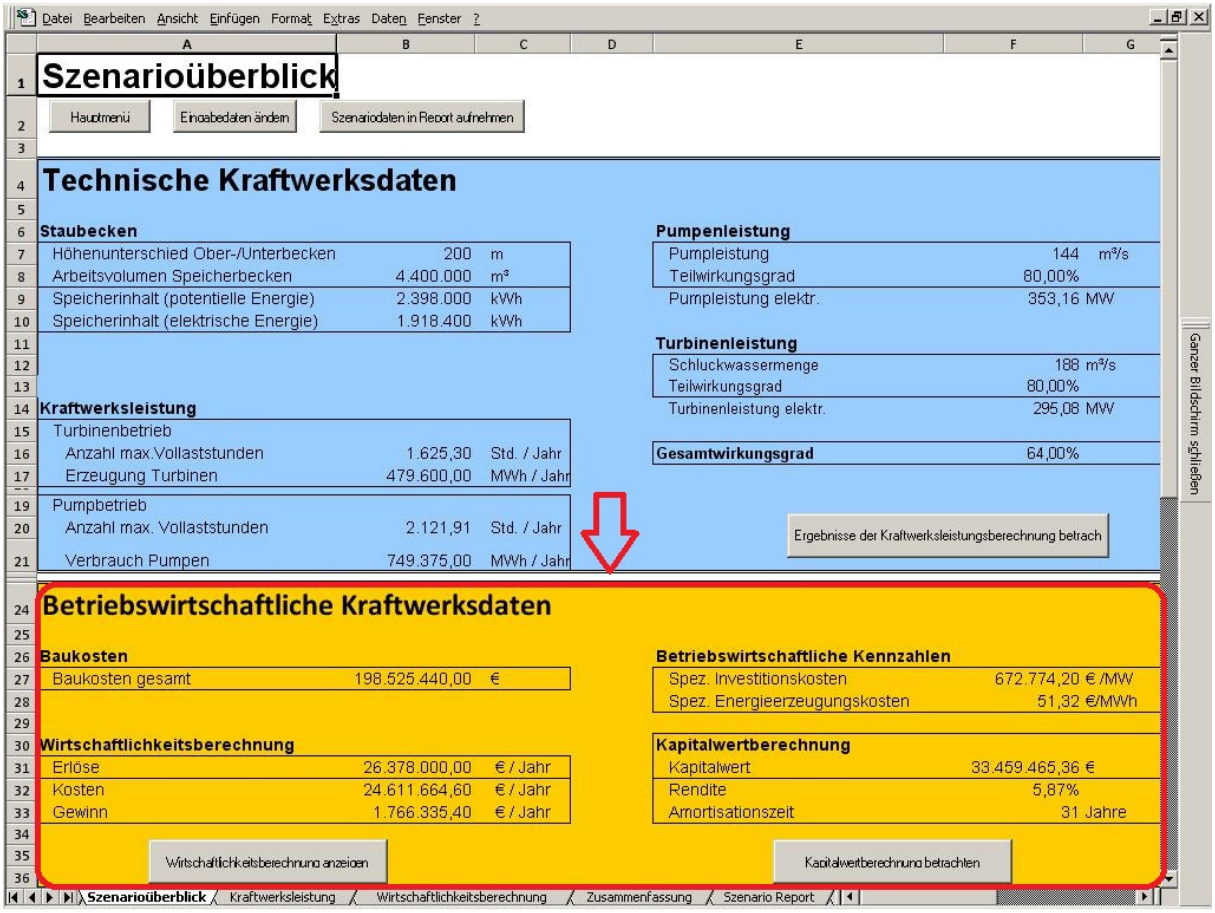
Über die Schaltfläche „Ergebnisse der Kraftwerksleistungsberechnung betrachten“ auf der Seite „Szenarioüberblick“ können die Berechnungen der Kraftwerksleistung im Detail betrachtet werden (Abbildung 34).

Abbildung 34: Berechnung der Kraftwerksleistung

Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Analyse des modellierten Kraftwerkes werden auf der Seite „Szenarioüberblick“ unter dem Punkt „Betriebswirtschaftliche Kraftwerksdaten“ ausgewiesen (Abbildung 35).

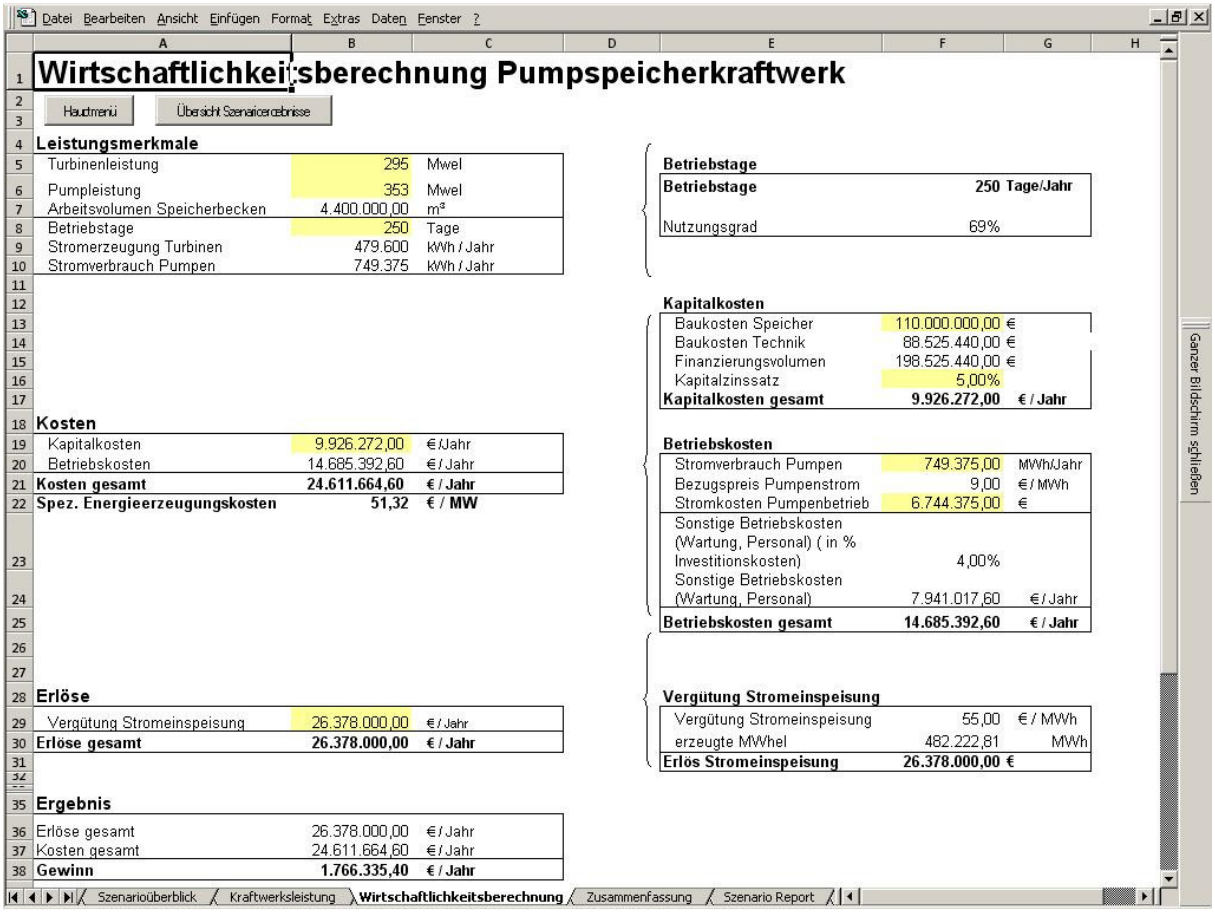
Abbildung 35: Betriebswirtschaftliche Kraftwerksdaten



Quelle: Eigene Darstellung

Über die Schaltfläche „Wirtschaftlichkeitsberechnung anzeigen“ auf der Seite „Szenarioüberblick“ können die Berechnungen der Kosten und der Erlöse des Kraftwerkes betrachtet werden (Abbildung 36).

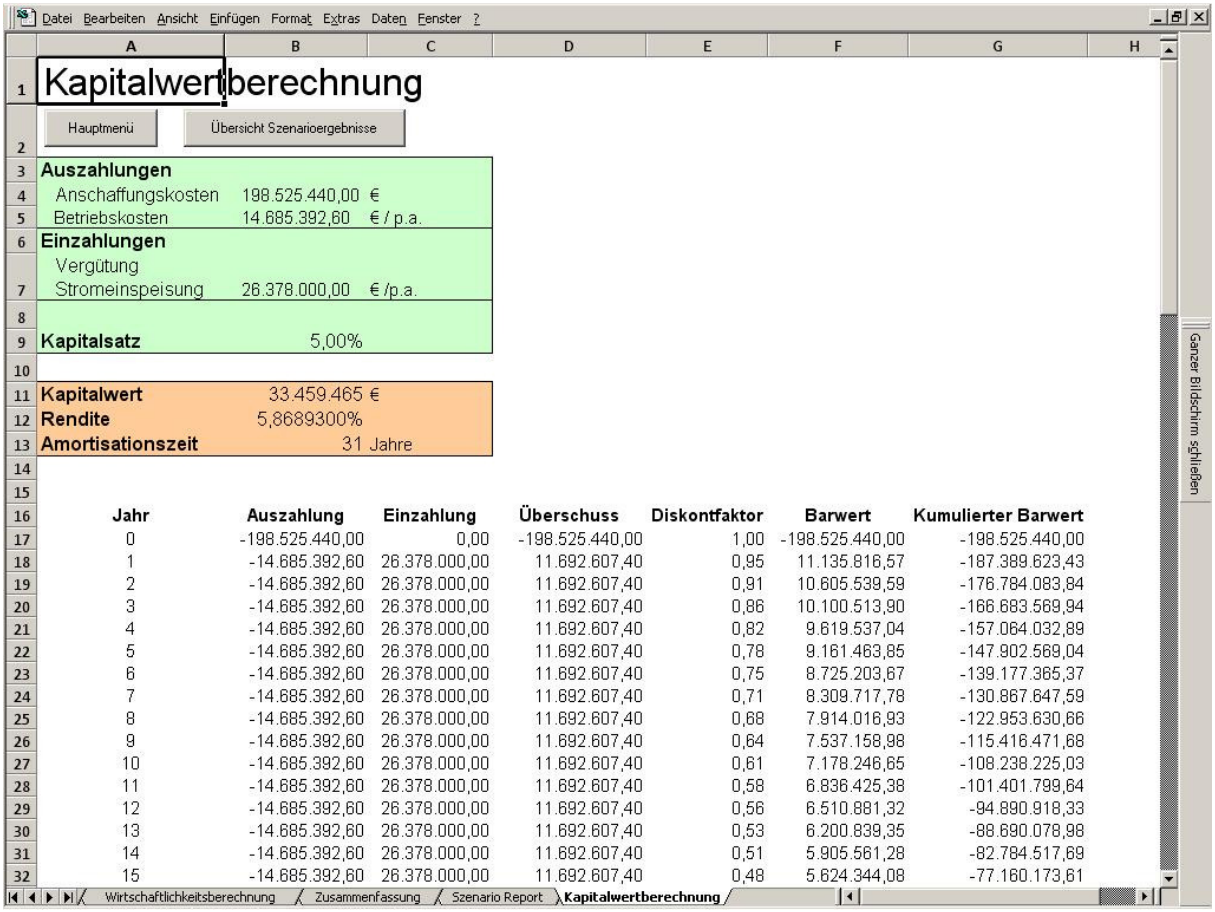
Abbildung 36: Wirtschaftlichkeitsberechnung des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes



Quelle: Eigene Darstellung

Entsprechend kann über die Schaltfläche „Kapitalwertberechnung betrachten“ auf der Seite „Szenarioüberblick“ die Berechnung des Kapitalwertes, der internen Rendite sowie der Amortisationszeit des modellierten Kraftwerkes eingesehen werden (Abbildung 37).

Abbildung 37: Kapitalwertberechnung des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes



Kapitalwertberechnung

Hauptmenü | Übersicht Szenarioergebnisse

Auszahlungen		
Anschaffungskosten	198.525.440,00	€
Betriebskosten	14.685.392,60	€ / p.a.
Einzahlungen		
Vergütung Stromeinspeisung	26.378.000,00	€ /p.a.
Kapitalsatz	5,00%	

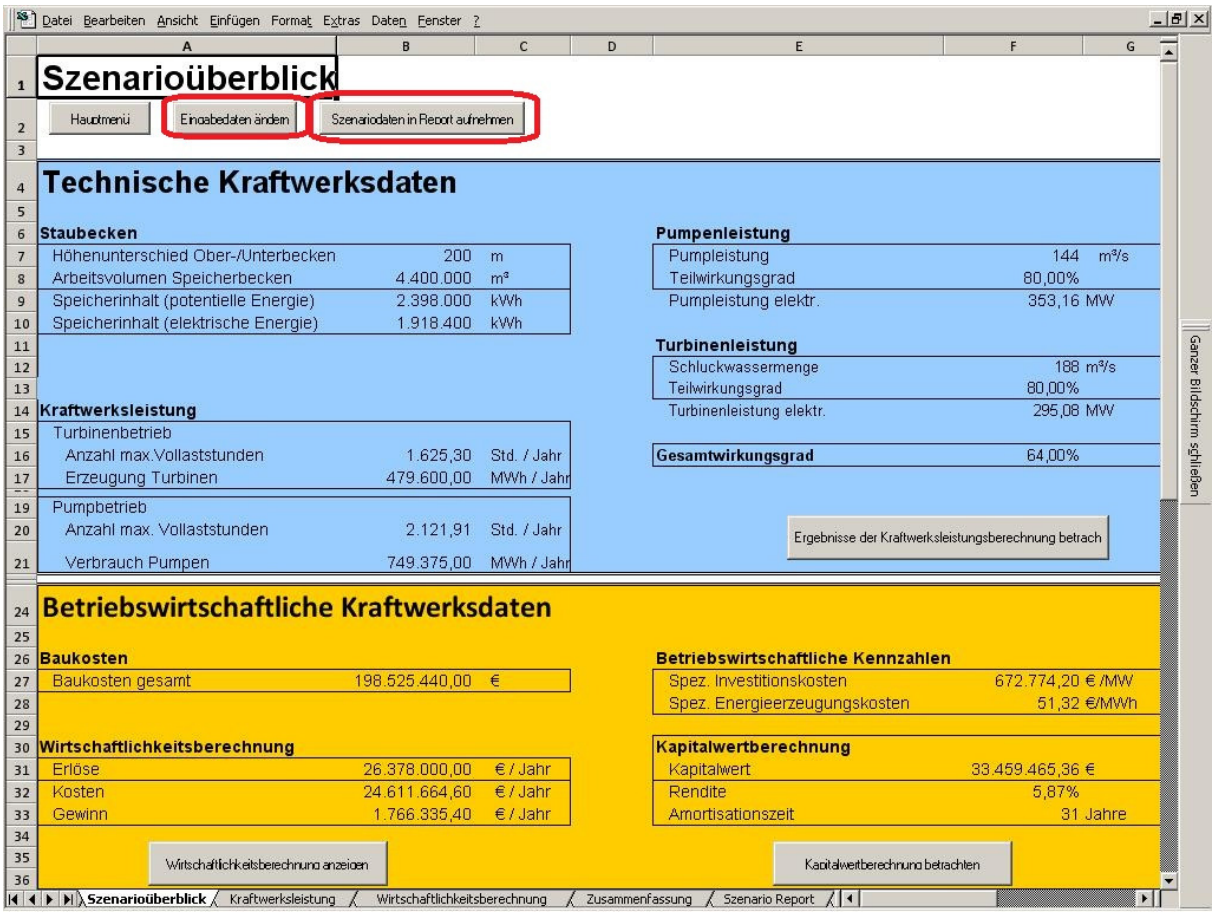
Kapitalwert	33.459.465 €
Rendite	5,8689300%
Amortisationszeit	31 Jahre

Jahr	Auszahlung	Einzahlung	Überschuss	Diskontfaktor	Barwert	Kumulierter Barwert
0	-198.525.440,00	0,00	-198.525.440,00	1,00	-198.525.440,00	-198.525.440,00
1	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,95	11.135.816,57	-187.389.623,43
2	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,91	10.605.539,59	-176.784.083,84
3	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,86	10.100.513,90	-166.683.569,94
4	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,82	9.619.537,04	-157.064.032,89
5	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,78	9.161.463,85	-147.902.569,04
6	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,75	8.725.203,67	-139.177.365,37
7	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,71	8.309.717,78	-130.867.647,59
8	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,68	7.914.016,93	-122.953.630,66
9	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,64	7.537.158,98	-115.416.471,68
10	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,61	7.178.246,65	-108.238.225,03
11	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,58	6.836.425,38	-101.401.799,64
12	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,56	6.510.881,32	-94.890.918,33
13	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,53	6.200.839,35	-88.690.078,98
14	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,51	5.905.561,28	-82.784.517,69
15	-14.685.392,60	26.378.000,00	11.692.607,40	0,48	5.624.344,08	-77.160.173,61

Quelle: Eigene Darstellung

Die Seite „Szenarioüberblick“ ermöglicht im oberen Teil der Seite den Aufruf anderen Programmfunktionen (Abbildung 38).

Abbildung 38: Programmfunktionen im Szenarioüberblick

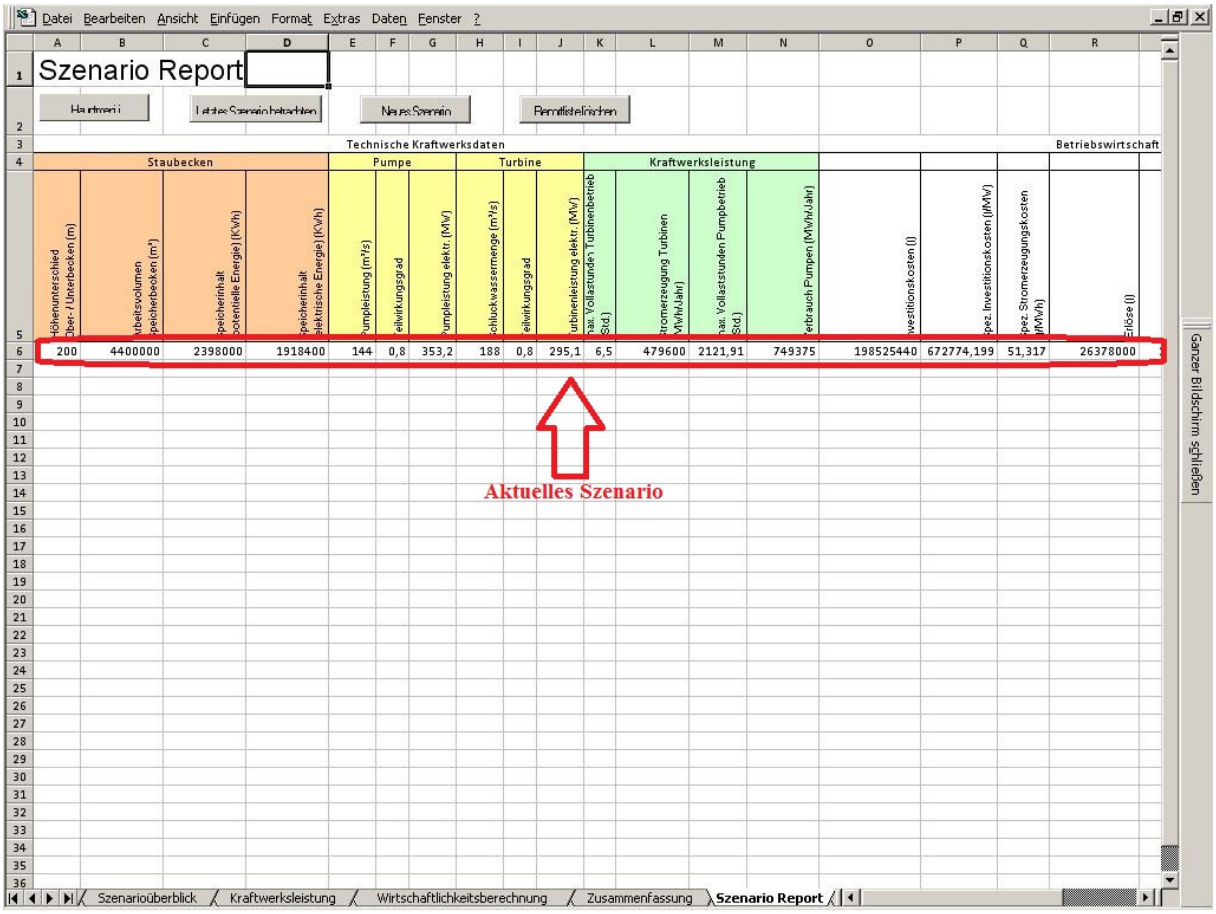


Quelle: Eigene Darstellung

Über die Schaltfläche „Eingabedaten ändern“ gelangt der Benutzer zurück zur Eingabemaske. Dort können die Eingabeparameter des berechneten Szenarios geändert werden.

Die Schaltfläche „Szenariodaten in Report aufnehmen“ auf der Seite „Szenarioüberblick“ (Abbildung 38) bietet die Möglichkeit, die Berechnungsergebnisse verschiedener Pumpspeicherkraftwerke zu vergleichen. Nach dem Anklicken der Schaltfläche „Szenariodaten in Report aufnehmen“ werden die Berechnungsergebnisse des aktuell modellierten Pumpspeicherkraftwerkes in eine Reportliste aufgenommen (Abbildung 39).

Abbildung 39: Szenarien Report



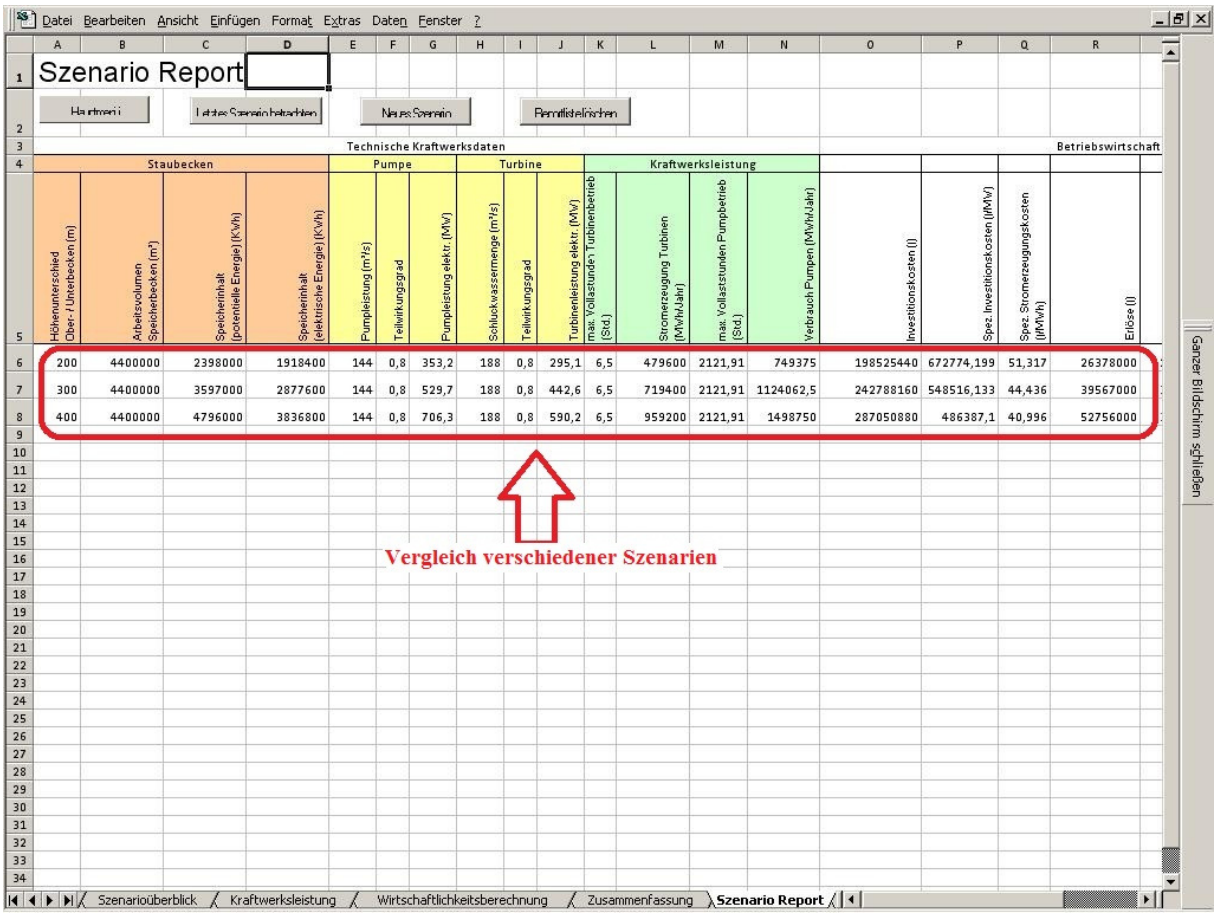
Quelle: Eigene Darstellung

Auf der Seite „Szenario Report“ gelangt der Benutzer über die Schaltfläche „Neues Szenario“ zurück auf die Eingabemaske. Dort können die Eingabeparameter für ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk in die Dateneingabemaske eingepflegt und eine neue Modellierung gestartet werden. Nachdem auch dieses Szenario berechnet wurde, können die Ergebnisse über die Seite „Szenarioüberblick“ mit der Schaltfläche „Szenariodaten in Report aufnehmen“ ebenfalls in die Reportliste aufgenommen werden und mit denen bereits in der Reportliste enthaltenen Berechnungsergebnissen anderer Kraftwerke verglichen werden.

Die Abbildung 40 zeigt beispielhaft eine Reportliste mit den Berechnungsergebnissen drei verschiedener Pumpspeicherkraftwerke, wobei jede Zeile ein anderes Kraftwerk repräsentiert.

Im hier betrachteten Beispiel wurde jeweils nur der Höhenunterschied zwischen dem Ober- und dem Unterbecken variiert.

Abbildung 40: Reportliste mit 3 Szenarien



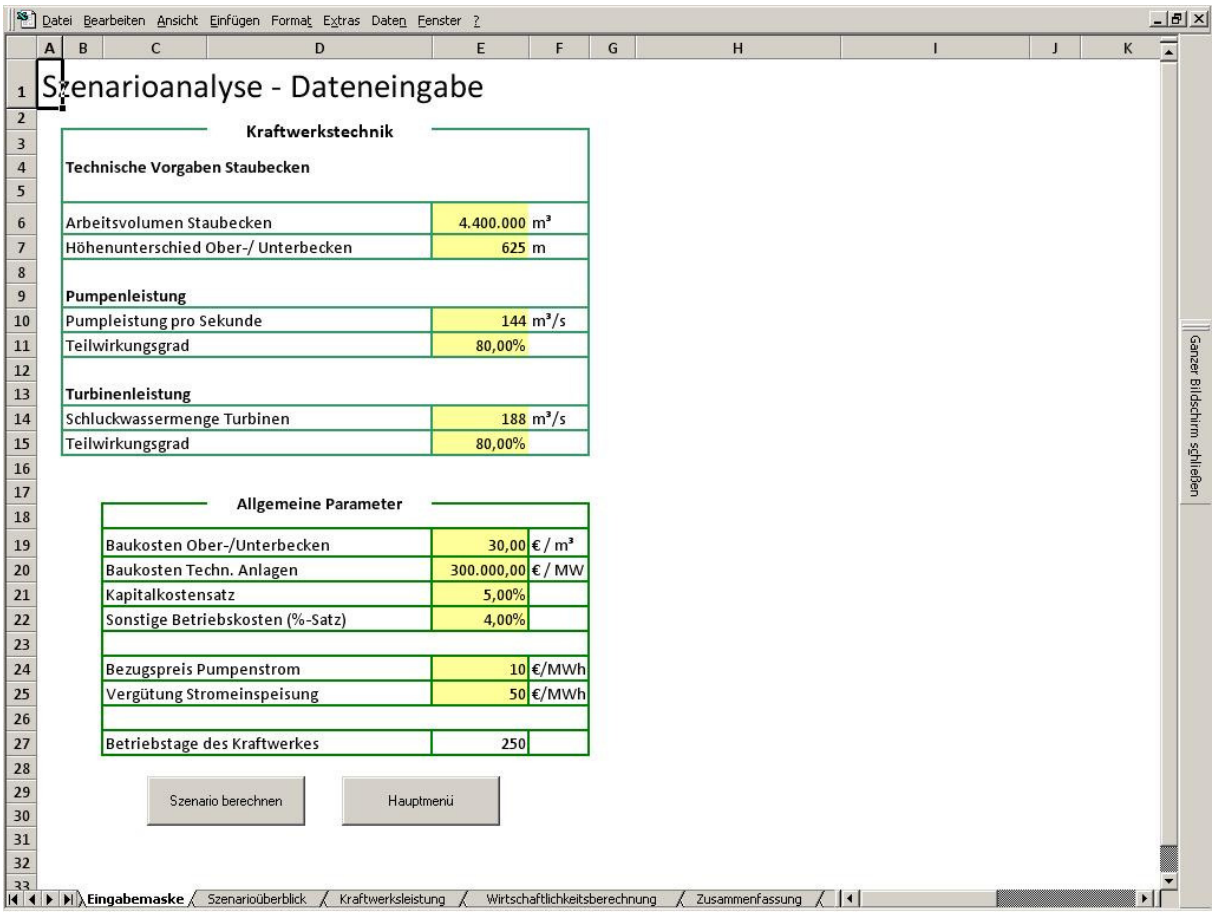
Quelle: Eigene Darstellung

Über die Schaltfläche „Reportliste löschen“ können die Einträge in der Reportliste gelöscht werden.

4.1.3. Modellanwendung

Im Folgenden soll die Anwendung des in Excel implementierten Modells anhand eines konkreten Anwendungsbeispiels erläutert werden. Hierzu werden zunächst die notwendigen Eingabeparameter definiert (Abbildung 41).

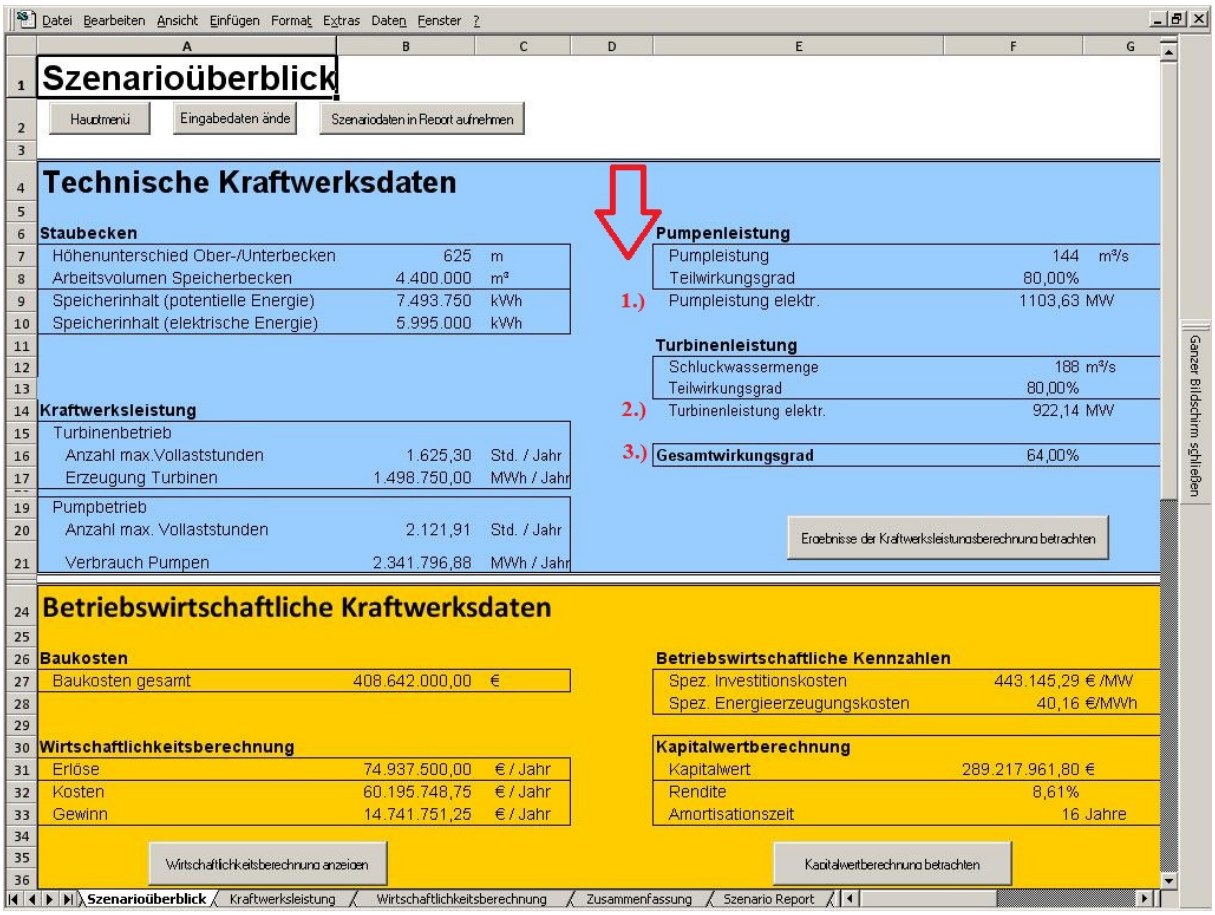
Abbildung 41: Festlegung der Werte der Eingabeparameter



Quelle: Eigene Darstellung

Nach der Modellierung des Kraftwerkes ergeben sich die folgenden Berechnungsergebnisse (Abbildung 42).

Abbildung 42: Szenarioergebnisse

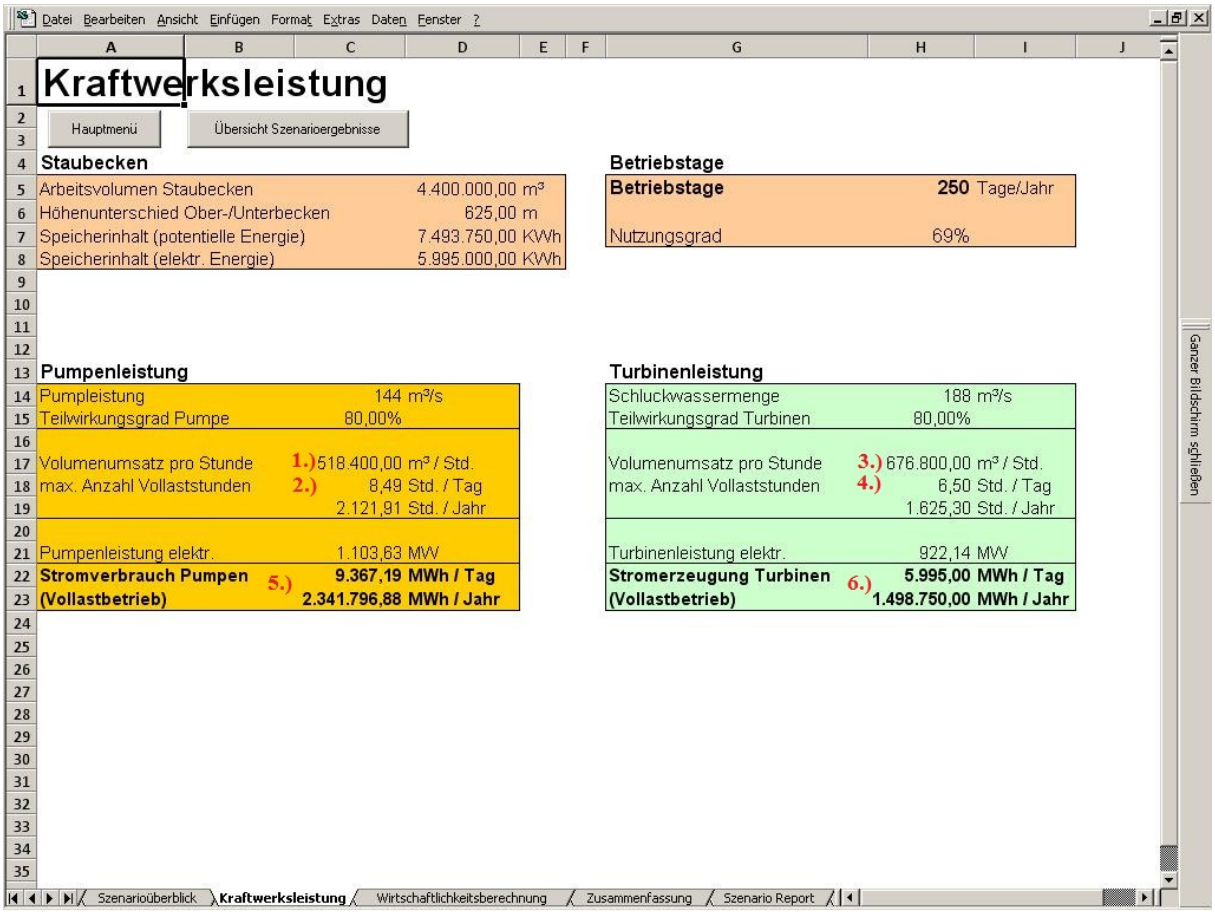


Quelle: Eigene Darstellung

Zunächst werden nun die technischen Kraftwerksdaten betrachtet. Die elektrische Pumpenleistung beträgt bei der vorgegebenen Förderleistung und dem Wirkungsgrad der Pumpen 1.103,63 MW (Abbildung 42 – Punkt 1.)). Für die Turbinenleistung ergibt sich unter Berücksichtigung der Ausbauwassermenge und dem Wirkungsgrad der Turbinen eine elektrische Leistung von 922,14 MW (Abbildung 42 – Punkt 2.)). Insgesamt weist das konstruierte Pumpspeicherkraftwerk einen Gesamtwirkungsgrad von 64,00 % auf (Abbildung 42 – Punkt 3.)).

Über die Schaltfläche „Berechnung der Kraftwerksleistungsberechnung betrachten“ können die berechneten Betriebsstunden der Pumpen und Turbinen betrachtet werden (Abbildung 43).

Abbildung 43: Ergebnisse der Kraftwerksleistungsberechnung



Quelle: Eigene Darstellung

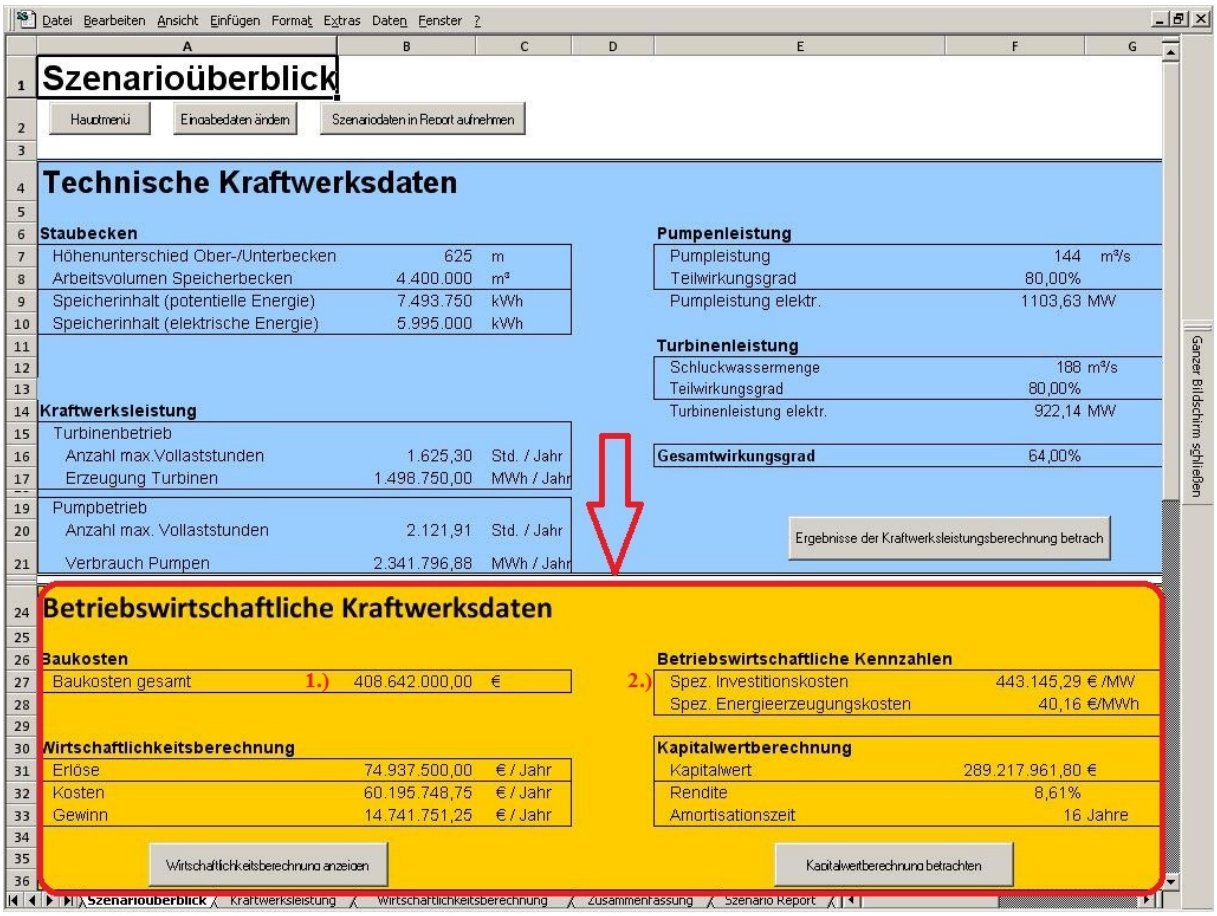
Die vorgegebene Förderleistung der installierten Pumpen von 144 m³/s ergibt einen Volumenumsatz von 518.400 m³/Stunde (Abbildung 43 – Punkt 1.)). Bei einem vorgegebenen Arbeitsvolumen des Speicherbeckens in Höhe von 4.400.000 m³ benötigen die installierten Pumpen damit 8,49 Stunden um das obere Speicherbecken komplett zu füllen (Abbildung 43 – Punkt 2.).

Die Ausbauwassermenge der Turbinen in Höhe von 188 m³/s führt zu einem maximalen Wasserdurchfluss der installierten Turbinen in Höhe von 676.800 m³/Stunde (Abbildung 43 – Punkt 3.)). Bei einem Arbeitsvolumen des oberen Speicherbeckens in Höhe von 4.400.000 m³ können die installierten Turbinen damit 6,50 Stunden unter Volllast betrieben werden (Abbildung 43 – Punkt 4.)). Unter der Annahme, dass je Betriebstag jeweils nur eine Pump- und eine Turbinenphase erfolgt, ergeben sich damit bei einer Anzahl von 250 Betriebstagen des Kraftwerkes 2.121,91 Betriebsstunden pro Jahr für die Pumpen und 1.625,30 Betriebsstunden für die Turbinen pro Jahr.

Die elektrische Leistung der Pumpen in Höhe von 1.103,64 MW führt bei 8,49 Betriebsstunden pro Tag zu einem Stromverbrauch der Pumpen von 9.367,19 MWh pro Tag und von 2.341.796,88 MWh pro Jahr (Abbildung 43 – Punkt 5.)). Die Turbinen erzeugen bei einer elektrischen Leistung von 922,14 MW und 6,50 Betriebsstunden pro Tag insgesamt 5.995,00 MWh pro Tag (Abbildung 43 – Punkt 6.)).

Die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse des modellierten Kraftwerkes können über die Seite „Szenarioüberblick“ eingesehen werden (Abbildung 44).

Abbildung 44: Betriebswirtschaftliche Kraftwerksdaten

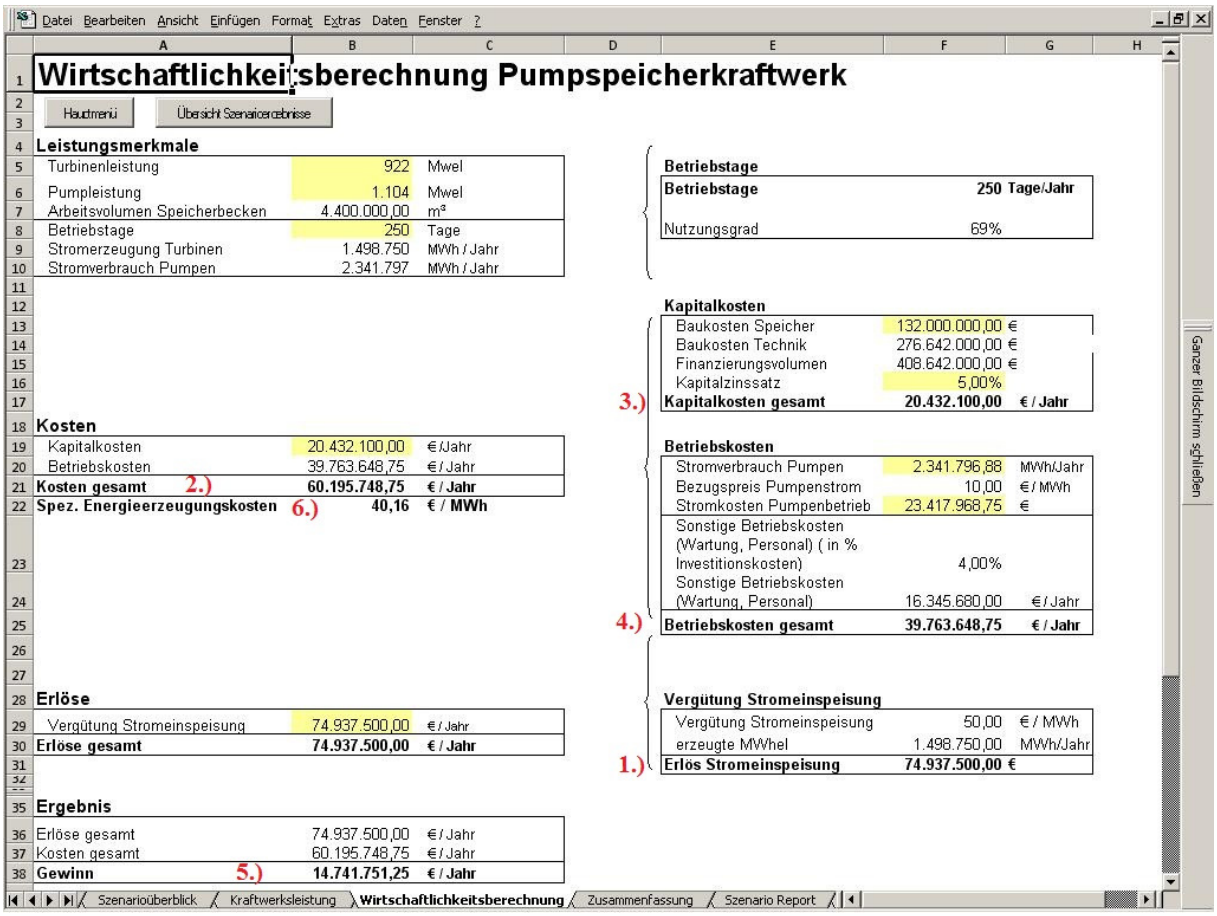


Quelle: Eigene Darstellung

Für das simulierte Pumpspeicherkraftwerk ergeben sich auf der Basis der Eingabeparameter Baukosten in Höhe von 408.642.000,00 Euro (Abbildung 44 – Punkt 1.)). Bei einer installierten Leistung von 922,14 MW ergeben sich damit spezifische Investitionskosten in Höhe von 443.145,29 Euro pro MW installierter Kraftwerksleistung (Abbildung 44 – Punkt 2.)).

Die folgende Abbildung 45 zeigt die Wirtschaftlichkeitsberechnung für das modellierte Kraftwerk.

Abbildung 45: Wirtschaftlichkeitsberechnung



Wirtschaftlichkeitsberechnung Pumpspeicherkraftwerk

Hauptmenü | Übersicht Szenarioergebnisse

Leistungsmerkmale

Turbinenleistung	922	Mwel
Pumpleistung	1.104	Mwel
Arbeitsvolumen Speicherbecken	4.400.000,00	m³
Betriebstage	250	Tage
Stromerzeugung Turbinen	1.498.750	MWh / Jahr
Stromverbrauch Pumpen	2.341.797	MWh / Jahr

Kosten

Kapitalkosten		20.432.100,00	€/Jahr
Betriebskosten		39.763.648,75	€ / Jahr
Kosten gesamt	2.)	**60.195.748,75**	**€ / Jahr**
Spez. Energieerzeugungskosten	6.)	**40,16**	**€ / MWh**

Erlöse

Vergütung Stromeinspeisung	74.937.500,00	€ / Jahr
Erlöse gesamt	**74.937.500,00**	**€ / Jahr**

Ergebnis

Erlöse gesamt	74.937.500,00	€ / Jahr
Kosten gesamt	60.195.748,75	€ / Jahr
Gewinn 5.)	**14.741.751,25**	**€ / Jahr**

Betriebstage

Betriebstage	**250**	**Tage/Jahr**
Nutzungsgrad	69%	

Kapitalkosten

Baukosten Speicher	132.000.000,00	€
Baukosten Technik	276.642.000,00	€
Finanzierungsvolumen	408.642.000,00	€
Kapitalzinssatz	5,00%	
3.) **Kapitalkosten gesamt**	**20.432.100,00**	**€ / Jahr**

Betriebskosten

Stromverbrauch Pumpen	2.341.796,88	MWh/Jahr
Bezugspreis Pumpenstrom	10,00	€ / MWh
Stromkosten Pumpenbetrieb	23.417.968,75	€
Sonstige Betriebskosten (Wartung, Personal) (in % Investitionskosten)	4,00%	
Sonstige Betriebskosten (Wartung, Personal)	16.345.680,00	€ / Jahr
4.) **Betriebskosten gesamt**	**39.763.648,75**	**€ / Jahr**

Vergütung Stromeinspeisung

Vergütung Stromeinspeisung	50,00	€ / MWh
erzeugte MWhel	1.498.750,00	MWh/Jahr
1.) **Erlös Stromeinspeisung**	**74.937.500,00**	**€**

Ganzer Bildschirm schließen

Szenarioüberblick | Kraftwerksleistung | Wirtschaftlichkeitsberechnung | Zusammenfassung | Szenario Report

Quelle: Eigene Darstellung

Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeitsberechnung des fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes zeigt, dass bei einer Stromerzeugung von 1.498.750,00 MWh und einem Vergütungspreis von 50,00 Euro /MWh für den erzeugten Strom insgesamt Erlöse in Höhe von 74.937.500,00 Euro pro Jahr zu erwarten sind (Abbildung 45 – Punkt 1.)).

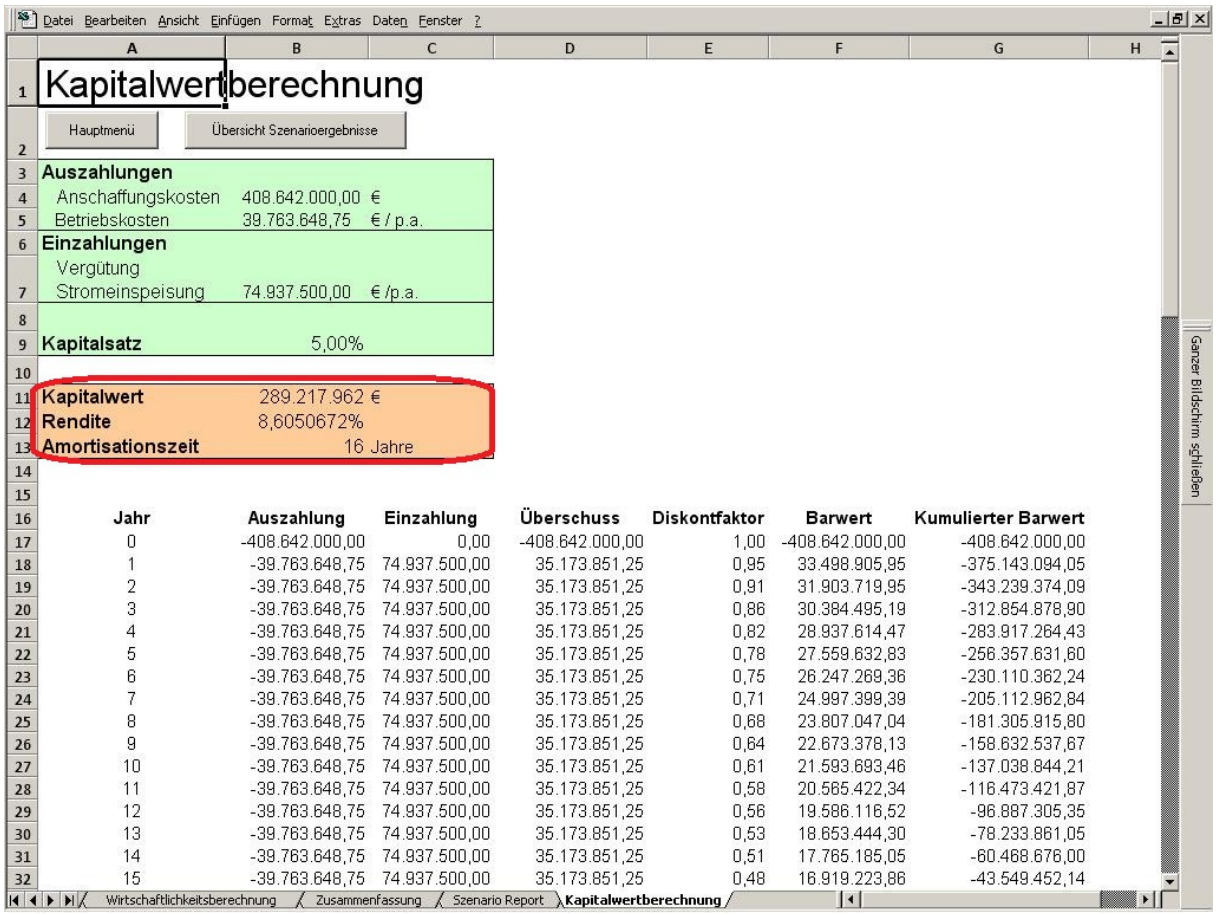
Für die jährlichen Kosten wurde ein Betrag von 60.195.748,75 Euro pro Jahr ermittelt (Abbildung 45 – Punkt 2.)). Dieser setzt sich zusammen aus den Kapitalkosten in Höhe von 20.432.100,00 Euro und den Betriebskosten in Höhe von 39.763.648,75 Euro pro Jahr (Abbildung 45 – Punkte 3.) + 4.)). Die jährlichen Betriebskosten ergeben sich aus den Kosten für den verbrauchten Pumpstrom in Höhe von 23.417.968,75 Euro und den sonstigen Betriebskosten in Höhe von 16.345.680,00 Euro.

Insgesamt ergibt sich für das simulierte Pumpspeicherkraftwerk damit ein Gewinn in Höhe von 74.937.500,00 Euro – 60.195.748,75 Euro = 14.741.751,25 Euro pro Jahr (Abbildung 45– Punkt 5.)).

Bei jährlichen Gesamtkosten in Höhe von 60.195.748,75 Euro und einer jährlichen Stromerzeugung von 1.498.750 MWh ergeben sich spezifische Stromerzeugungskosten (Stromgestehungskosten) in Höhe von 40,16 Euro/MWh (Abbildung 45 – Punkt 6.)).

Die folgende Abbildung 46 zeigt die Berechnung des Kapitalwertes für das modellierte Kraftwerk.

Abbildung 46: Kapitalwertberechnung



Kapitalwertberechnung

Hauptmenü | Übersicht Szenarioergebnisse

Auszahlungen		
Anschaffungskosten	408.642.000,00	€
Betriebskosten	39.763.648,75	€ / p.a.
Einzahlungen		
Vergütung Stromeinspeisung	74.937.500,00	€ /p.a.
Kapitalsatz	5,00%	
Kapitalwert	289.217.962	€
Rendite	8,6050672%	
Amortisationszeit	16	Jahre

Jahr	Auszahlung	Einzahlung	Überschuss	Diskontfaktor	Barwert	Kumulierter Barwert
0	-408.642.000,00	0,00	-408.642.000,00	1,00	-408.642.000,00	-408.642.000,00
1	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,95	33.498.905,95	-375.143.094,05
2	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,91	31.903.719,95	-343.239.374,09
3	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,86	30.384.495,19	-312.854.878,90
4	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,82	28.937.614,47	-283.917.264,43
5	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,78	27.559.632,83	-256.357.631,60
6	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,75	26.247.269,36	-230.110.362,24
7	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,71	24.997.399,39	-205.112.962,84
8	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,68	23.807.047,04	-181.305.915,80
9	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,64	22.673.378,13	-158.632.537,67
10	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,61	21.593.693,46	-137.038.844,21
11	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,58	20.565.422,34	-116.473.421,87
12	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,56	19.586.116,52	-96.887.305,35
13	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,53	18.653.444,30	-78.233.861,05
14	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,51	17.765.185,05	-60.468.676,00
15	-39.763.648,75	74.937.500,00	35.173.851,25	0,48	16.919.223,86	-43.549.452,14

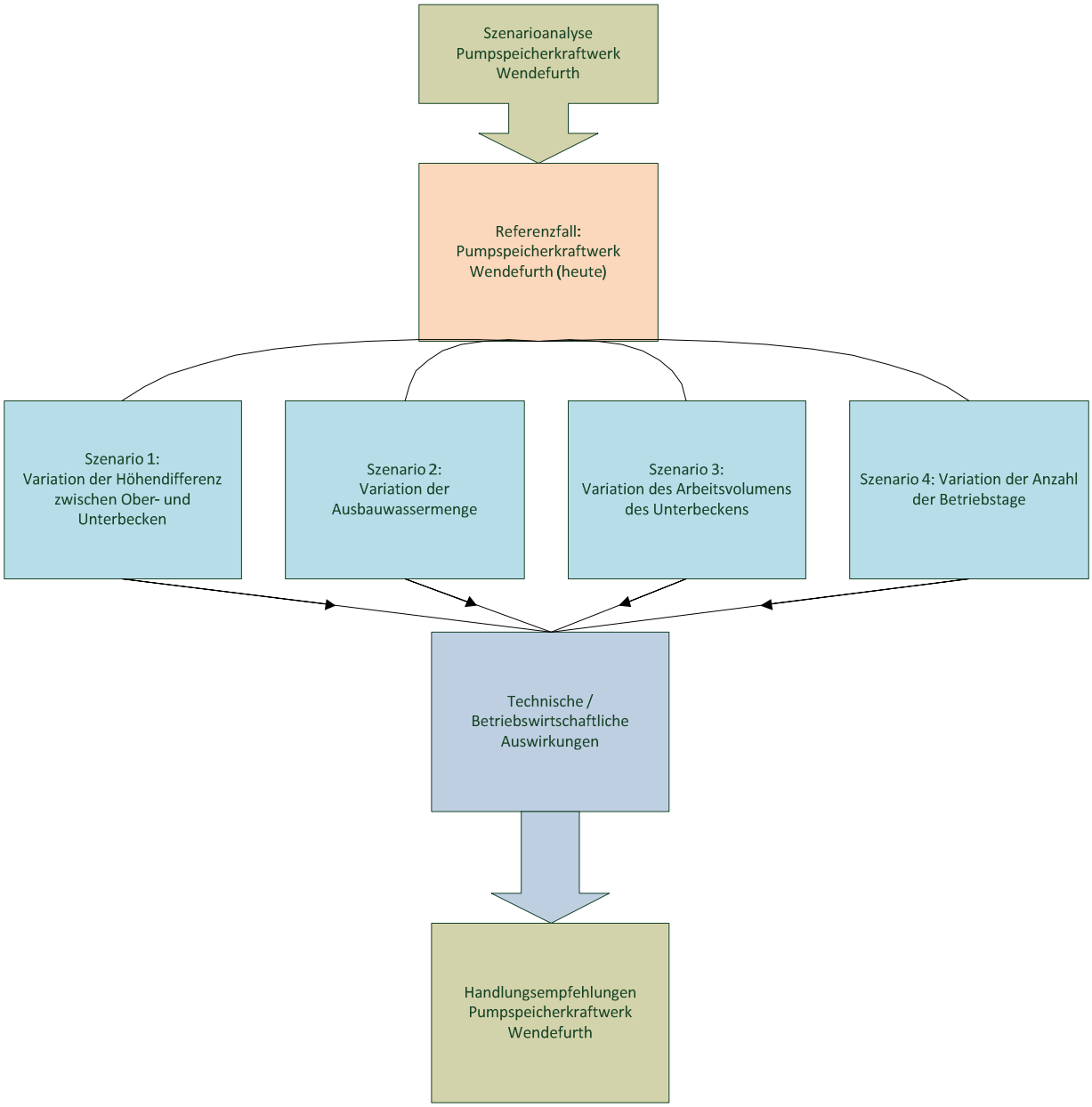
Quelle: Eigene Darstellung

Für das modellierte Pumpspeicherkraftwerk ergibt sich demnach bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 100 Jahren und einem Kapitalkostensatz von 5 % ein positiver Kapitalwert in Höhe von 289.217.962 Euro. Die interne Rendite dieser Investition beträgt 8,61 %. Für die Amortisationszeit des simulierten Pumpspeicherkraftwerkes wurde ein Wert von 16 Jahren ermittelt.

4.1.4. Szenarioanalyse

Auf der Basis des vorgestellten Modells sollen im folgenden Abschnitt im Rahmen einer Szenarioanalyse für das bereits in Kapitel 2 dieser Arbeit vorgestellte Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth die Auswirkungen einer Variation verschiedener technischer Eingabeparameter auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes analysiert werden. Aufbauend auf den Analyseergebnissen werden, soweit möglich, Änderungsvorschläge und Handlungsempfehlungen für das derzeit bestehende Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth erarbeitet. Die folgende Abbildung verdeutlicht schematisch das Vorgehen bei der Szenarioanalyse.

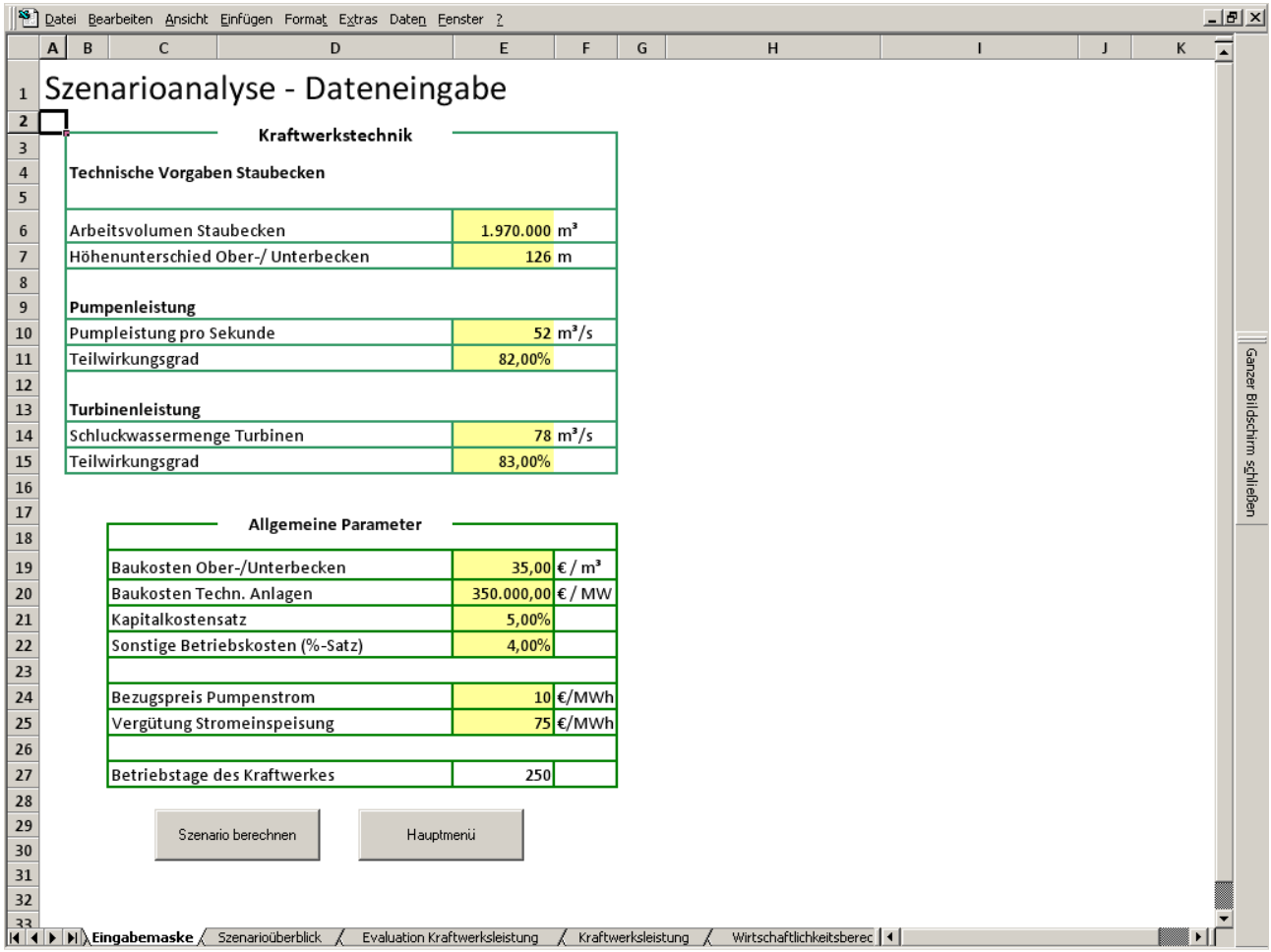
Abbildung 47: Schematische Darstellung der Szenarioanalyse



Quelle: Eigene Darstellung

Zunächst wurde als Referenzfall das derzeit bestehende Kraftwerk Wendefurth mithilfe des in Excel implementierten Modells modelliert. Bei der Modellierung wurden die bei der Vorstellung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth in Kapitel 3 genannten technischen Leistungsdaten verwendet. Die Abbildung 48 zeigt die verwendeten Eingabeparameter.

Abbildung 48: Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth



Quelle: Eigene Darstellung

Die Modellierung mit denen in Abbildung 48 dargestellten Werten für die Eingabeparameter führte zu denen in der folgenden Abbildung dargestellten Ergebnissen.

Abbildung 49: Ergebnisse der Modellierung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth (Referenzfall)

Quelle: Eigene Darstellung

Für die elektrische Turbinenleistung des Kraftwerkes ergibt sich ein Wert von 80,02 Megawatt. Bei einer Laufzeit der Turbinen von 7,02 Stunden pro Tag werden pro Tag 561 MWh Strom erzeugt. Für die Jahresleistung des Kraftwerkes ergibt sich damit bei 250 Betriebstagen ein Wert von 140.352,90 MWh. Die installierten Pumpen verbrauchen bei einer elektrischen Leistung von 78,38 MW und einer maximalen Laufzeit pro Tag von 10,52 Stunden insgesamt 824,88 MWh pro Tag. Unter der Annahme von 250 Betriebstagen ergibt sich ein Jahresverbrauch an Pumpstrom in Höhe von 206.219 MWh. Durch den Jahresverbrauch an verbrauchtem Pumpstrom in Höhe von 206.219 MWh und die Jahresleistung an erzeugtem Strom in Höhe von 140.352,90 MWh ermittelt sich ein Gesamtwirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth in Höhe von 68,06 %.

Eine Betrachtung der betriebswirtschaftlichen Kraftwerksdaten zeigt spezifische Energieerzeugungskosten (=Stromgestehungskosten) in Höhe von 76,87 Euro/MWh. Die Erzeugung einer MWh Strom über das modellierte Kraftwerk kostet demnach 76,87 Euro je MWh.

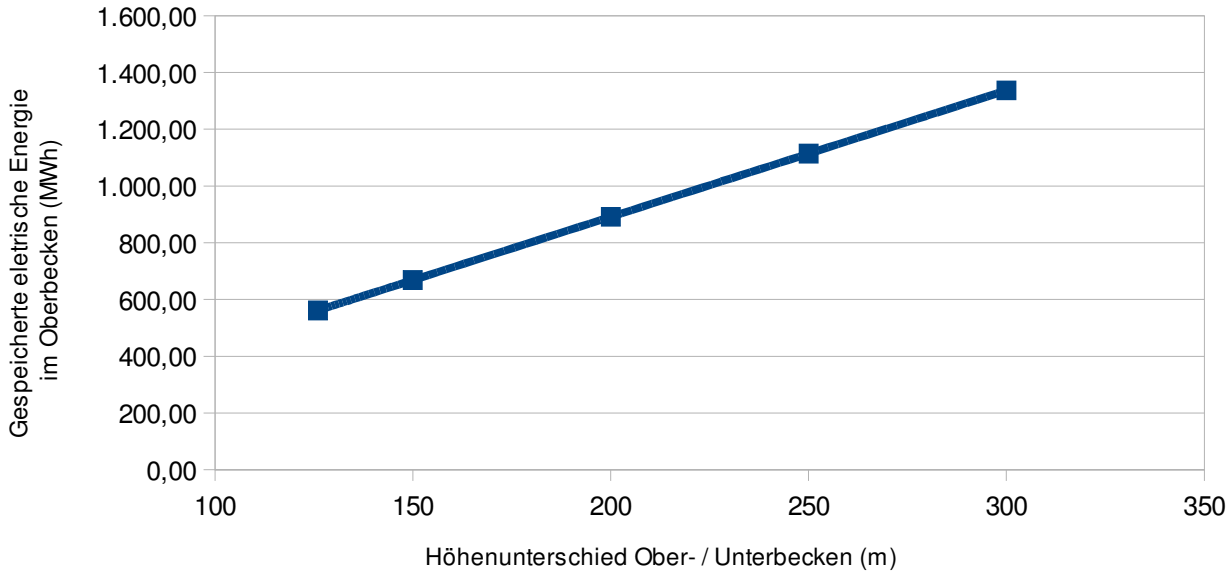
Unter den getroffenen Annahmen erwirtschaftet das modellierte Kraftwerk einen jährlichen Gewinn in Höhe von 159.122,79 Euro. Für den Kapitalwert ergibt sich bei einer Laufzeit von 100 Jahren ein positiver Wert in Höhe von 2.382.863,81 Euro. Für die Amortisationszeit wurde ein Wert von 45 Jahren ermittelt.

In einem nächsten Schritt sollen nun verschiedene Parameter variiert werden, um die sich daraus ergebenen technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen gegenüber dem heute bestehenden Kraftwerk Wendefurth (=Referenzfall) zu analysieren.

Szenario 1: Variation des Höhenunterschiedes

Zunächst wird der Höhenunterschied zwischen dem Ober- und dem Unterbecken variiert. Dabei erfolgt eine Modellierung mit Höhenunterschieden von 150, 200, 250 und 300 Metern. Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die im Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes gespeicherte elektrische Energie.

Abbildung 50: Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die im Oberbecken gespeicherte elektrische Energie

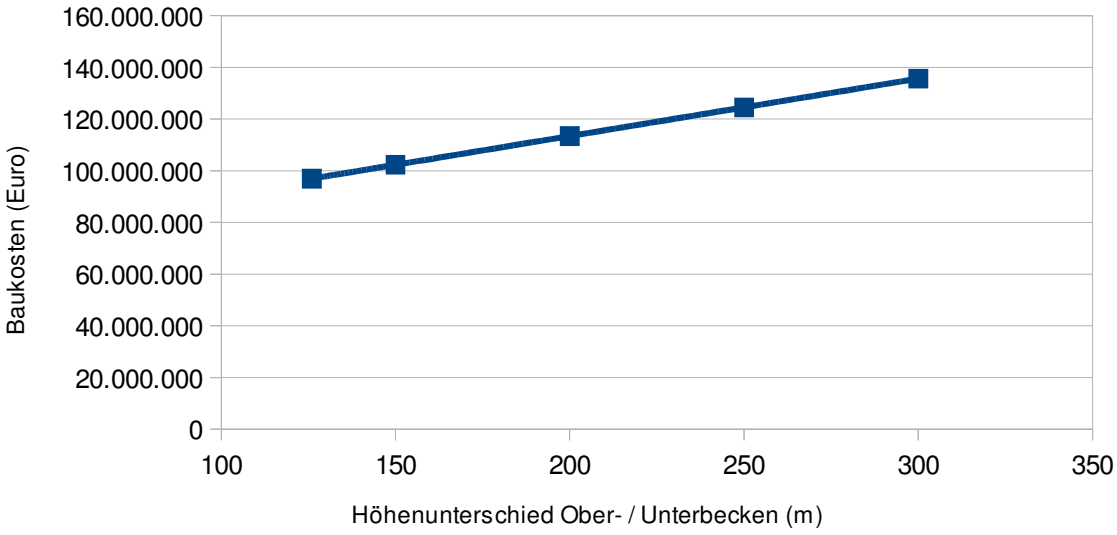


Quelle: Eigene Darstellung

Dabei ist zu erkennen, dass mit steigendem Höhenunterschied die im Oberbecken gespeicherte elektrische Energie steigt. Im Referenzfall bei einem Höhenunterschied von 126 Metern beträgt die im Oberbecken gespeicherte elektrische Energie 561,41 MWh, bei einem Höhenunterschied von 150 Metern 668,35 MWh. Durch eine Erhöhung des Höhenunterschiedes auf 300 Meter könnten durch das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth theoretisch 1.336,69 MWh Strom gespeichert werden.

Die durch die Steigerung des Höhenunterschiedes notwendigen zusätzlichen Baukosten für längere Zu- und Abflussrohre zwischen dem Ober- und dem Unterbecken werden durch das Modell bei der Berechnung der gesamten Baukosten berücksichtigt. Einhergehend mit einer Steigerung des Höhenunterschiedes ist daher eine Zunahme der gesamten Baukosten des Pumpspeicherkraftwerkes zu verzeichnen. Die folgende Abbildung 51 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

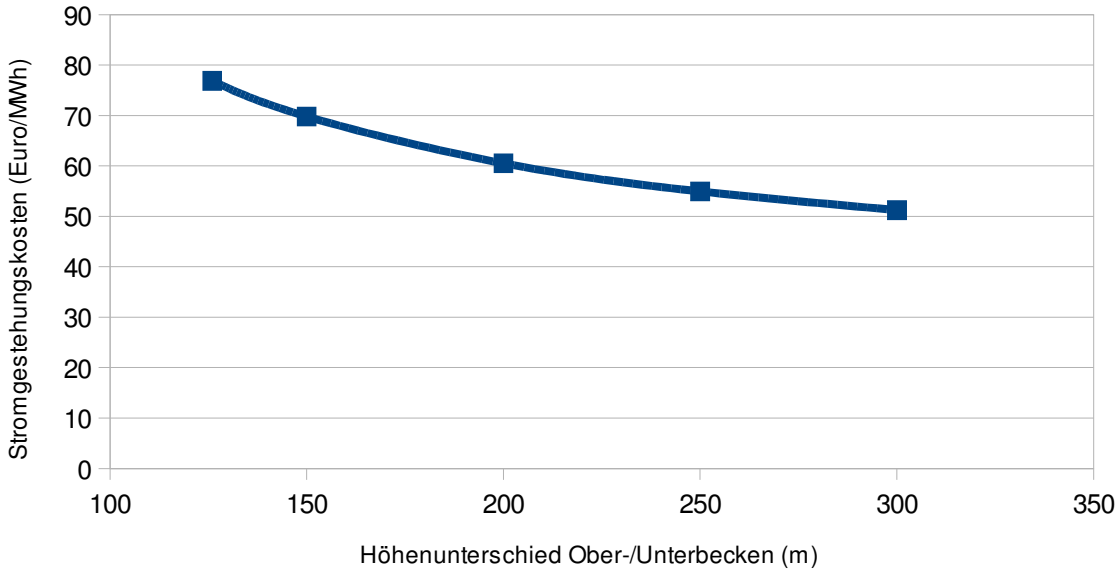
Abbildung 51: Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die Baukosten



Quelle: Eigene Darstellung

Einhergehend mit einer Steigerung des Höhenunterschiedes sinken die Stromgestehungskosten je erzeugter MWh Strom. Die folgende Abbildung verdeutlicht diesen Zusammenhang.

Abbildung 52: Auswirkungen des Höhenunterschiedes auf die Stromgestehungskosten



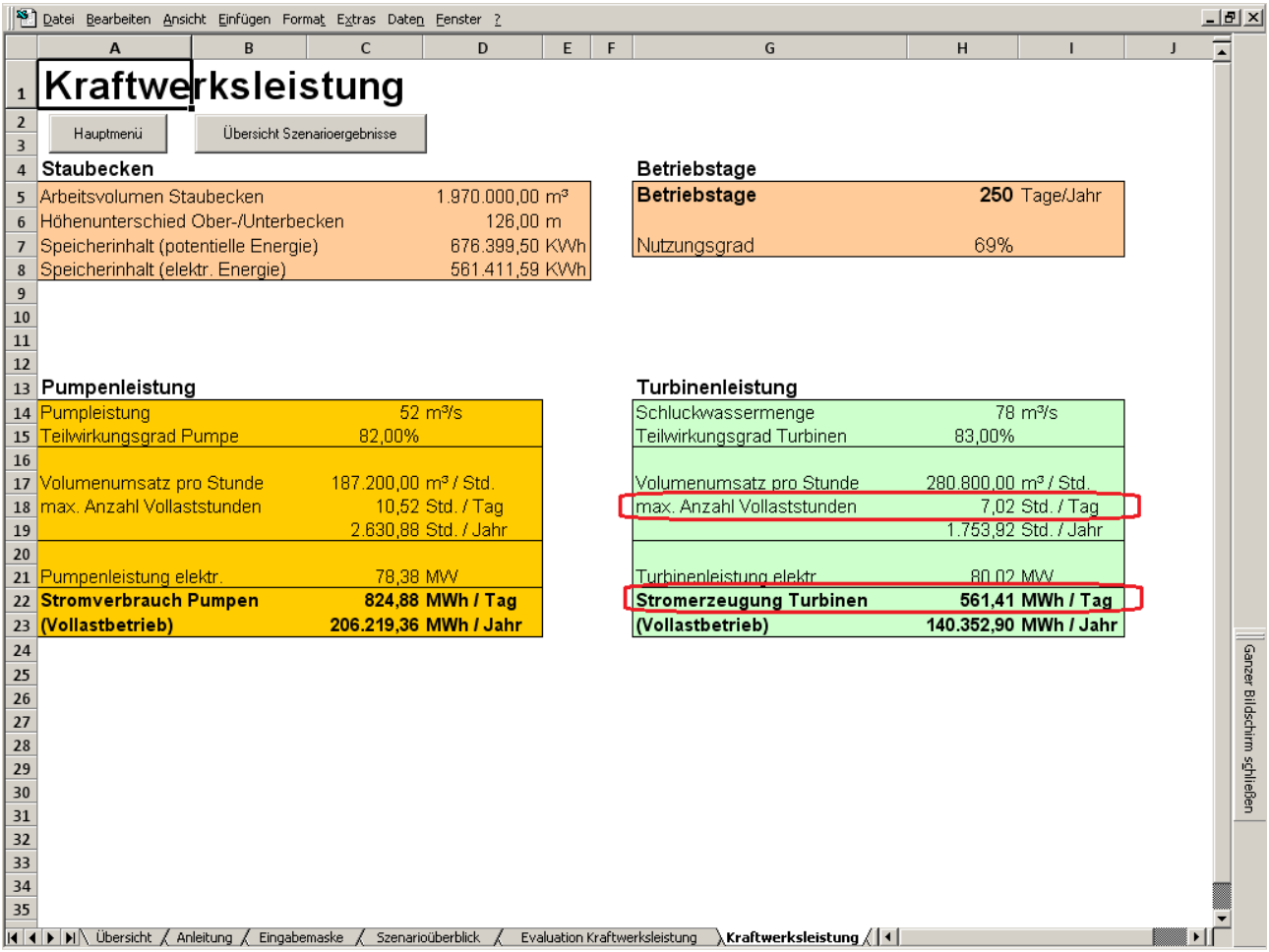
Für den Referenzfall des derzeit bestehenden Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth können bei einem Höhenunterschied von 126 Metern Stromgestehungskosten in Höhe von 76,87 € je MWh beobachtet werden. Bei einem Höhenunterschied von 200 Metern betragen die Stromgestehungskosten 60,51 Euro/MWh. Für einen Höhenunterschied von 300 Metern sinken die Stromgestehungskosten um 33 % im Vergleich zum Referenzfall und weisen einen Wert von 51,22 Euro je MWh auf.

Eine Gesamtbetrachtung der in diesem Abschnitt berechneten Ergebnisse zeigt, dass unter ökonomischen Gesichtspunkten eine Erhöhung des Höhenunterschiedes zwischen dem oberen und dem unteren Speicherbecken wünschenswert ist. Allerdings stehen dem Wunsch nach einem möglichst maximalen Höhenunterschied zwischen dem Ober- und dem Unterbecken die geographischen Gegebenheiten am Standort Wendefurth entgegen.

Szenario 2: Variation der Ausbauwassermenge

Die Ausbauwassermenge der installierten Turbinen determiniert, in welchem Zeitintervall die im Oberbecken gespeicherte elektrische Energie abgerufen werden kann. Für den Referenzfall wurde eine Ausbauwassermenge der installierten Turbinen von 78 m³/s unterstellt, so dass das Kraftwerk 7,02 Stunden im Vollastbetrieb betrieben werden kann. In dieser Zeit erzeugt das Kraftwerk eine Leistung von 561,41 MWh (Abbildung 53)

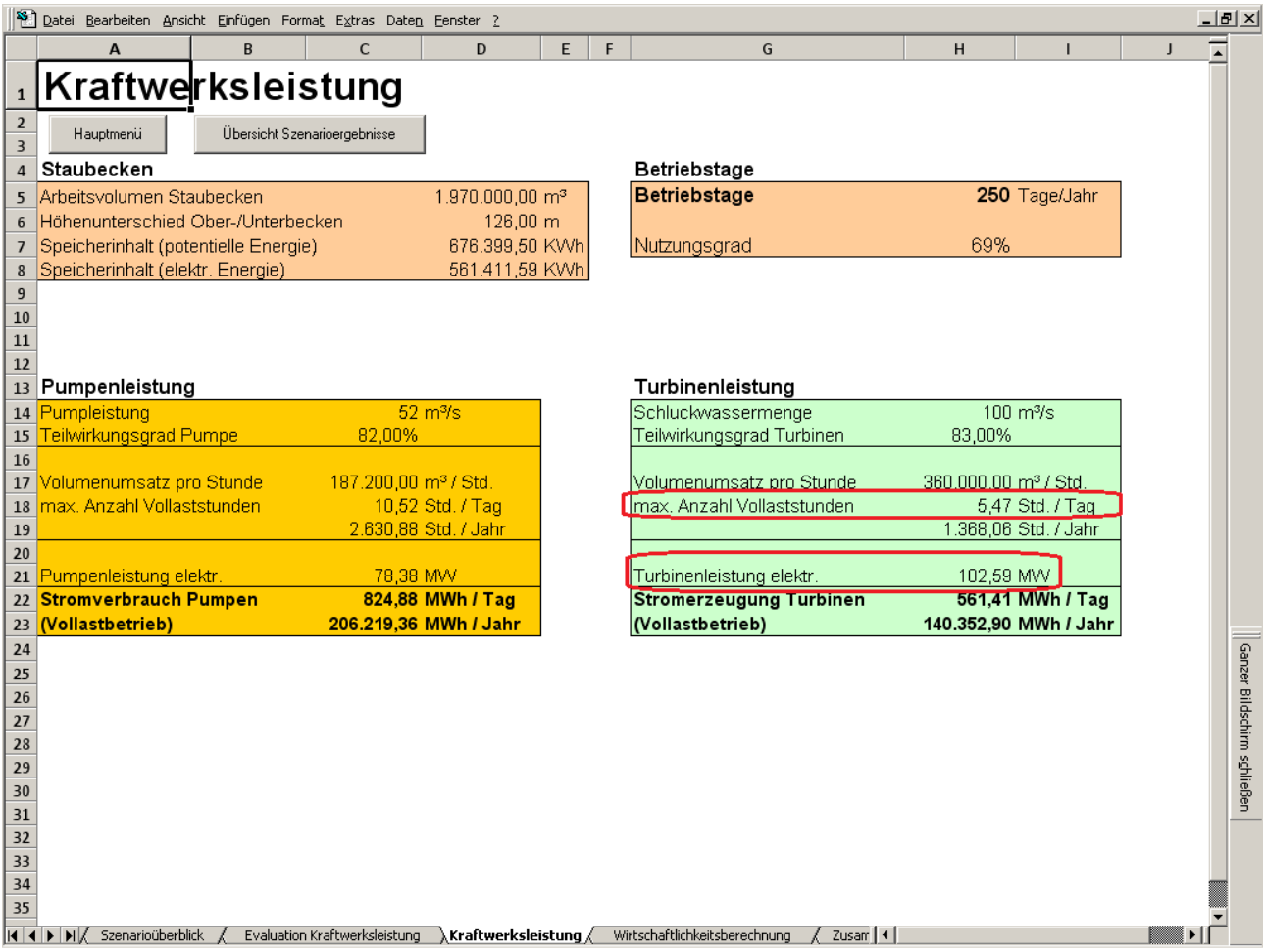
Abbildung 53: Auswirkungen der Erhöhung der Ausbauwassermenge der Turbinen



Quelle: Eigene Darstellung

Um die im Oberbecken gespeicherte Energie in einem kürzeren Zeitraum abrufen zu können, muss die Ausbauwassermenge der installierten Turbinen erhöht werden. Wird die Ausbauwassermenge der installierten Turbinen zum Beispiel auf 100 m³/s erhöht, sinkt die Anzahl der Vollaststunden auf 5,47 Stunden (Abbildung 54).

Abbildung 54: Auswirkungen einer Senkung der Ausbauwassermenge auf die Turbinenleistung



Quelle: Eigene Darstellung

Wie der Abbildung entnommen werden kann, steigt durch die Erhöhung der Ausbauwassermenge die elektrische Leistung der Turbinen auf 102,59 MW. Hierbei ist zu beachten, dass die insgesamt erzeugte Leistung des Kraftwerkes mit 561,41 MWh konstant im Vergleich zum Referenzfall bleibt, da die Menge der im oberen Speicherbecken vorgehaltenen elektrischen Energie nicht verändert wurde. Lediglich die Entladedauer des oberen Speicherbeckens wurde durch die Erhöhung der Ausbauwassermenge gesenkt, so dass die verfügbare elektrische Energie in einem kürzeren Zeitintervall abgerufen werden kann. Eine Betrachtung der betriebswirtschaftlichen Kraftwerksdaten zeigt, dass die Erhöhung der Ausbauwassermenge zu einer Steigerung der Stromgestehungskosten auf 81,93 Euro je erzeugter MWh Strom führt.

Je schneller die im Oberbecken gespeicherte Energie also abgerufen werden soll, desto höher sind die Kosten je erzeugter MWh Strom.

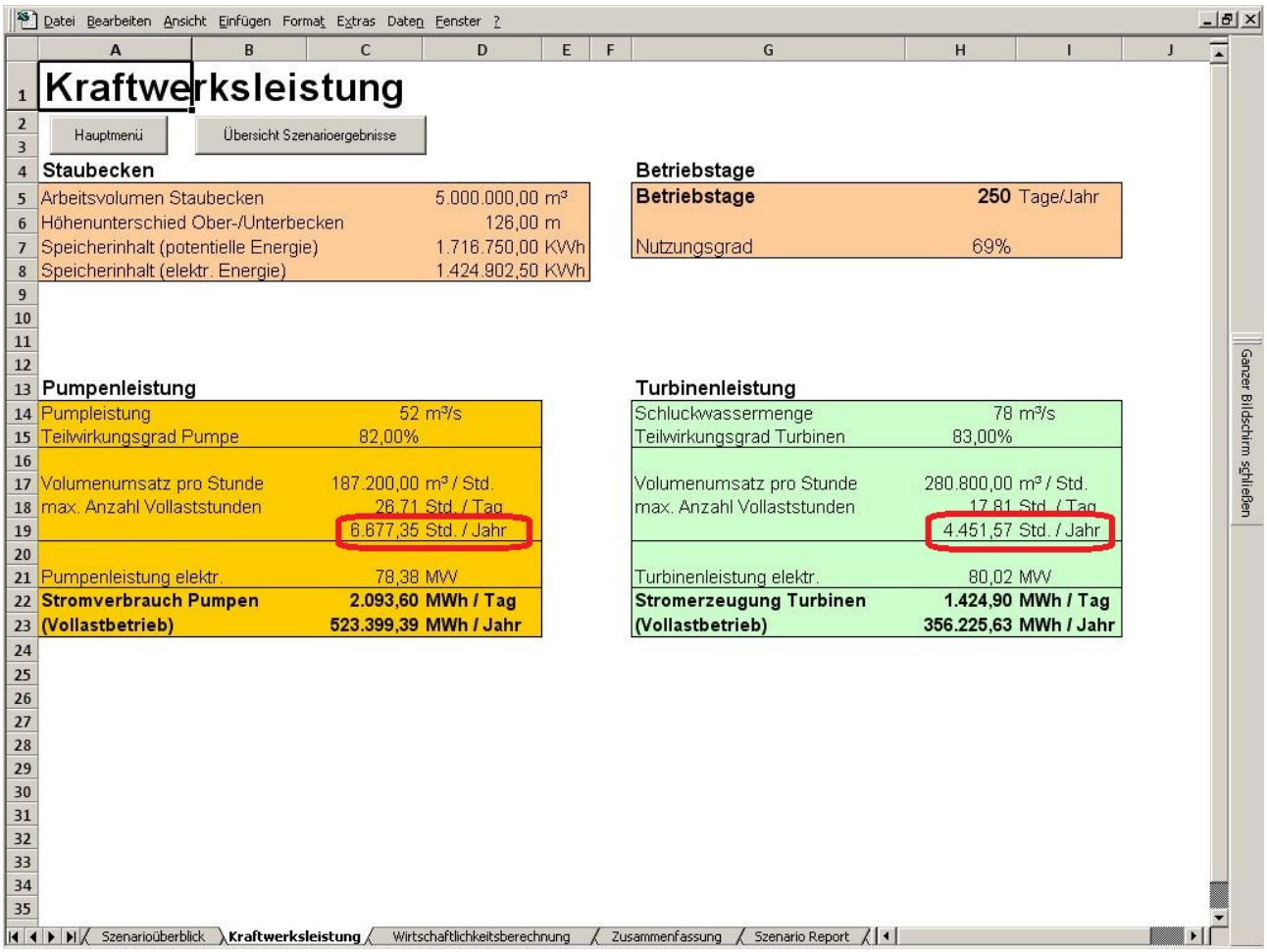
Szenario 3: Erhöhung des Arbeitsvolumens des Oberbeckens

Die Menge an elektrischer Energie, die im Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes eingespeist werden kann, hängt neben der Größe des Oberbeckens auch von der Größe des Unterbeckens ab. Die Größe des Unterbeckens determiniert die verfügbare Menge Wasser, die zur Speicherung im Oberbecken genutzt werden kann. Wenn zum Beispiel das Unterbecken kleiner als das Oberbecken ist, steht nicht genügend Wasser zur Verfügung um das Oberbecken komplett zu füllen, so dass vorhandenes Speicherpotential im Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes ungenutzt bliebe.

Das Oberbecken des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth weist im Referenzfall ein Volumen von 1.970.000 m³ auf. Das untere Becken des Pumpspeicherkraftwerkes verfügt über ein Gesamtvolumen von 8.500.000 m³. Durch das vorhandene Volumen des Unterbeckens liegt damit für das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth ein bisher noch ungenutztes Potential für den Ausbau des Oberbeckens vor.

Im Folgenden sollen nun die Auswirkungen einer Erhöhung des Arbeitsvolumens des Oberbeckens auf 5.000.000 m³ im Vergleich zum Referenzfall modelliert werden. Eine Erhöhung des Arbeitsvolumens des Oberbeckens führt bei konstanter Förderleistung der Pumpen und gleichbleibender Ausbauwassermenge der Turbinen zunächst dazu, dass die Anzahl der Pumpen- und Turbinenbetriebsstunden ansteigen. Unter der Annahme von maximal 250 Betriebstagen im Jahr darf die Summe der Pumpen – und Turbinenbetriebsstunden den Wert von 250 Betriebstage * 24 Stunden = 6000 Betriebsstunden nicht übersteigen. Die Erhöhung des Arbeitsvolumens des Oberbeckens auf 5.000.000 m³ führt zunächst dazu, dass die Summe der Pumpen und Turbinenbetriebsstunden auf 11.128,92 steigt (Abbildung 55).

Abbildung 55: Auswirkungen der Erhöhung des Arbeitsvolumens



Quelle: Eigene Darstellung

Die Restriktion von maximal 6.000 Betriebsstunden wird damit bei konstanter Förderleistung der Pumpen und konstanter Ausbauwassermenge der Turbinen durch die Erhöhung des Speichervolumens überschritten. Eine Erhöhung des Arbeitsvolumens des Oberbeckens bedingt daher, dass auch die entsprechenden Leistungen der Pumpen und der Turbinen angepasst werden müssen. Im Referenzfall wurden für das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth 10,52 Pumpenbetriebsstunden pro Tag ermittelt. Für die Turbinen ergaben sich entsprechend Laufzeiten von 7,02 Stunden pro Tag. Bei der Modellierung Kraftwerkes mit einem Arbeitsvolumen von 5.000.000 m³ werden die Förderleistung der Pumpen und die Ausbauwassermenge der Turbinen daher im Folgenden so angepasst, dass die Anzahl der Pumpen- und Turbinenbetriebsstunden konstant im Vergleich zum Referenzfall bleibt.

Für ein Arbeitsvolumen von 5.000.000 m³ ist für eine gleichbleibende Pumpenbetriebszeit pro Tag eine Förderleistung der Pumpen von 5.000.000 m³ / 10,52 Stunden = 475.285,17 m³ pro Stunde erforderlich. Dieses entspricht einer Pumpenleistung von 132 m³/s. Für eine Turbinenbetriebszeit von 7,02 Stunden ist eine Ausbauwassermenge der Turbinen von

5.000.000 m³ / 7,02 Stunden = 712.250,71 m³ pro Stunde erforderlich. Dieses ergibt eine erforderliche Ausbauwassermenge von 197,85 m³/s. Mit dieser Förderleistung und der Ausbauwassermenge ergeben sich für das simulierte Kraftwerk folgende Ergebnisse (Abbildung 56).

Abbildung 56: Erhöhung des Arbeitsvolumens des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth

Quelle: Eigene Darstellung

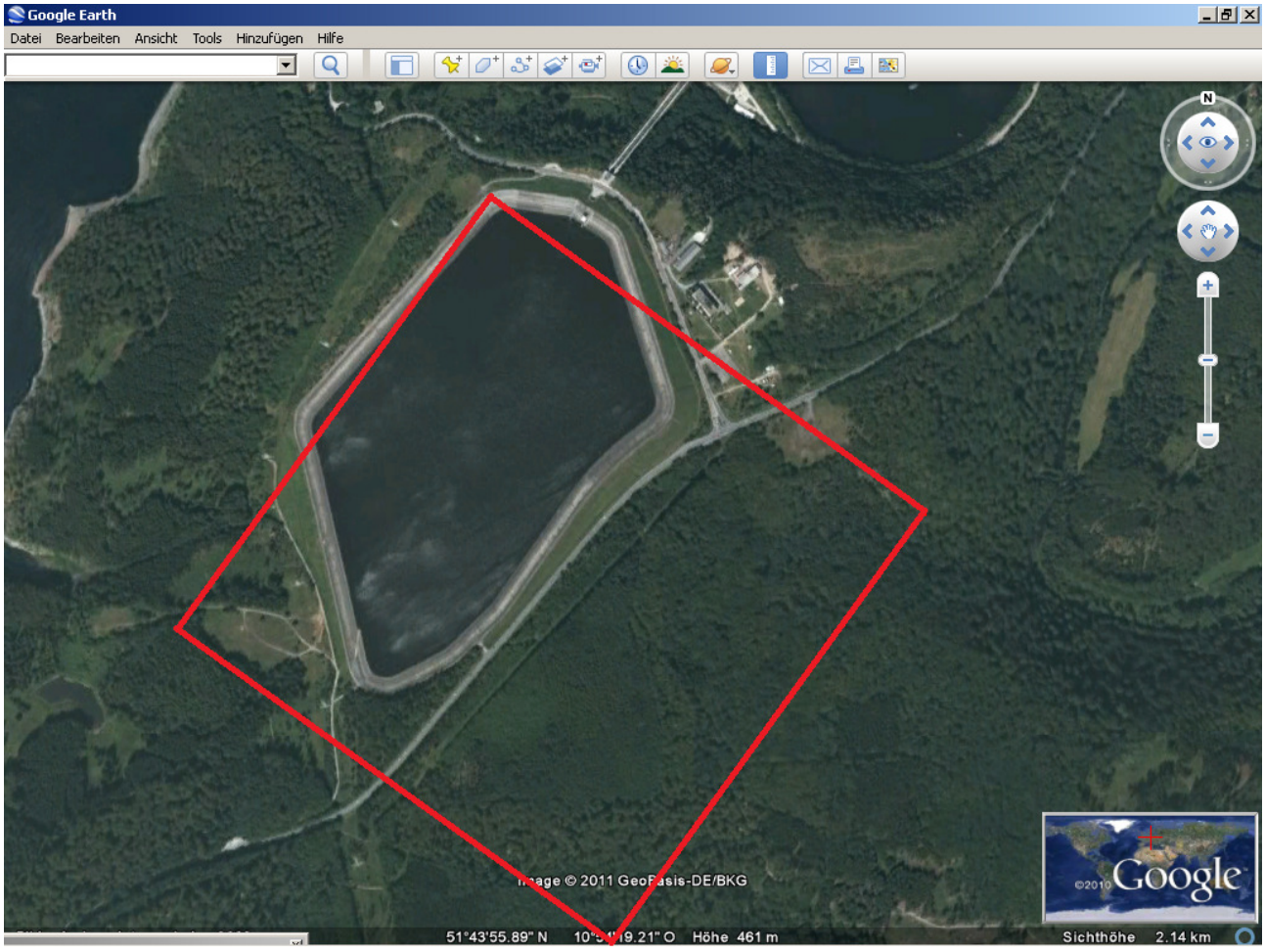
Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich für die Turbinen eine Leistung von 199,01 MW. Diese erzeugen bei 250 Betriebstagen pro Jahr eine Leistung von 356.225,63 MWh. Die Pumpen verbrauchen bei einer elektrischen Leistung von 199,01 MW jährlich 523.399,39 MWh Strom.

Die Baukosten des Kraftwerkes steigen durch die Erhöhung des Arbeitsvolumens von 96.957.883,54 Euro (Referenzfall) auf 246.043.073,83 Euro. Der jährlich zu erwartende Gewinn steigt ebenfalls von 159.122,79 auf 407.728,20 Euro. Die Stromgestehungskosten bleiben im Vergleich zum Referenzfall nahezu konstant bei 76,86 Euro je MWh.

Der Kapitalwert der Investition steigt auf 6.124.868,50 Euro, so dass unter den getroffenen Annahmen eine Neuerrichtung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth mit einem Arbeitsvolumen des Oberbeckens von 5.000.000 m³ ökonomisch sinnvoll erscheint. [189]

Allerdings muss bei einer Erweiterung des Oberbeckens auch der zu erwartende Flächenbedarf berücksichtigt werden. Bei einem geplanten Arbeitsvolumen des Oberbeckens von 5.000.000 m³ ergibt sich zum Beispiel bei einer unterstellten Tiefe des Oberbeckens von 7 Metern eine erforderliche Fläche von 714.285 m². Die folgende Abbildung 57 verdeutlicht den Flächenverbrauch des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth bei einer Vergrößerung des oberen Speicherbeckens auf 5.000.000 m³ im Vergleich zum derzeit bestehenden Oberbecken mit 1.970.000 m³.

Abbildung 57: Vergrößerung des Oberbeckens des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth



Quelle: Google Earth

[189] Es wird vereinfachend unterstellt, dass die Kosten für einen kompletten Neubau des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth mit einem Arbeitsvolumen von 5.000.000 Kubikmeter genauso hoch sind wie die Kosten für eine Umbau des derzeit bestehenden Kraftwerkes.

Die Wahl einer größeren Arbeitstiefe von mehr als 7 Metern würde zwar zu einem geringeren Flächenbedarf führen, allerdings auch starke Pegelschwankungen im oberen Speicherbecken hervorrufen. Zu starke Pegelschwankungen würden im Turbinenbetrieb zu einer Verringerung des durchschnittlichen Höhenunterschiedes zwischen den Speicherbecken führen, so dass die Leistung der Turbinen mit sinkendem Pegelstand abnehmen würde.

Zusammenfassend zeigt sich für dieses Szenario, dass die Erhöhung des Arbeitsvolumens auf 5.000.000 m³ aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist. Im Vergleich zum Referenzfall des derzeit bestehenden Kraftwerkes führt eine Erhöhung des Arbeitsvolumens zu einem höheren Gewinn pro Jahr und zu einem höheren Kapitalwert der Investition.

Szenario 4: Variation der Anzahl der Betriebstage

Eine Variation der Anzahl der Betriebstage des Kraftwerkes kommt vor allem dann in Betracht, wenn verschiedene Betriebsarten des Pumpspeicherkraftwerkes betrachtet werden sollen. Als Betriebsarten kommt hierbei sowohl die Nutzung als Kurz- als auch als Langzeitspeicher in Betracht.

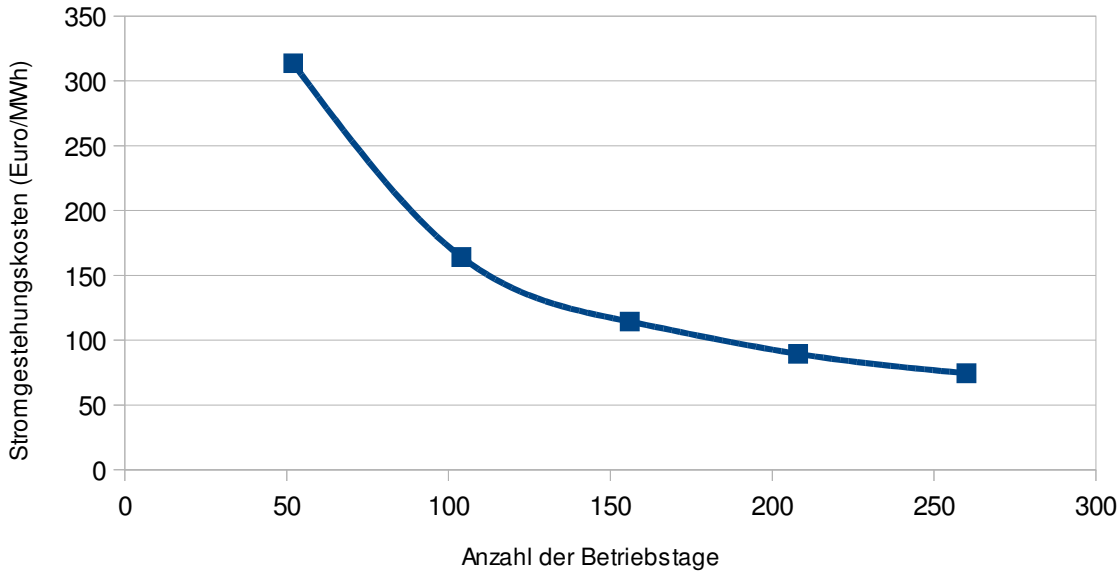
Bei der Nutzung als Kurzzeitspeicher, zum Beispiel als Stundenspeicher, werden Pumpspeicherkraftwerke heute vor allem zum Ausgleich von Spitzenlasten beim Strombedarf genutzt. Die Nutzung eines Pumpspeicherkraftwerkes als Kurzzeitspeicher impliziert eine hohe Anzahl an Betriebstagen pro Jahr.[190] Bei der Modellierung des Referenzfalles wurden für das Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth 250 Betriebstage mit jeweils einem Speicherzyklus pro Betriebstag unterstellt, so dass das obere Speicherbecken an jedem Betriebstag einmal gefüllt und einmal geleert wurde. Unter diesen Annahmen dient der Speicher zur kurzfristigen Speicherung der elektrischen Energie. Für die Stromgestehungskosten ergab sich in diesem Fall ein Wert von 76,87 Euro/MWh.

Die Nutzung als Langzeitspeicher, zum Beispiel als Wochenspeicher impliziert, dass der Speicherinhalt des Pumpspeicherkraftwerkes mit einer geringeren Häufigkeit umgewälzt wird als beim Kurzzeitspeicher.[191] Die Nutzung als Langzeitspeicher führt damit zu einer im Vergleich zum Kurzzeitspeicher geringeren Anzahl an Nutzungstagen des Kraftwerkes im Jahr.

[190] Vgl. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2009).
[191] Vgl. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2009).

Die folgende Abbildung veranschaulicht die Auswirkungen verschiedener Nutzungstage des Kraftwerkes Wendefurth auf die Stromgestehungskosten.

Abbildung 58: Auswirkungen der Anzahl der Nutzungstage des Kraftwerkes auf die Stromgestehungskosten



Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung zeigt, dass bei einer Senkung der Nutzungstage des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth die Stromgestehungskosten je MWh steigen. So betragen die Stromgestehungskosten im Referenzfall bei 250 Betriebstagen 76,87 Euro/MWh. Die Nutzung als Wochenspeicher mit zum Beispiel 52 Nutzungstagen im Jahr führt zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten auf 313,60 Euro/MWh.

Die ermittelten Ergebnisse zeigen, dass bei einem unterstellten Vergütungspreis von 78 Euro je erzeugter MWh Strom der Betrieb des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth mit Betriebstagen von weniger als 250 Tagen im Jahr ökonomisch nicht sinnvoll ist, da die resultierenden Stromgestehungskosten den unterstellten Vergütungspreis übersteigen.

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Eine Gesamtbetrachtung der hier betrachteten Szenarien zeigt, dass eine Umgestaltung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth in vielfältiger Hinsicht ökonomisch sinnvoll erscheint, jedoch müssen neben der betriebswirtschaftlichen Sicht auch weitere Faktoren für eine Ableitung von Handlungsempfehlungen berücksichtigt werden.

Die Erhöhung des Höhenunterschiedes zwischen dem Unter- und dem Oberbecken ist auf der Basis der hier gezeigten Ergebnisse zwar wünschenswert, jedoch auf Grund der geographischen Gegebenheiten vor Ort nicht ohne weiteres umsetzbar.

Eine Erhöhung der Ausbauwassermenge der installierten Turbinen ermöglicht einerseits eine schnellere Rückgewinnung der im Oberbecken gespeicherten Energie, andererseits führt dieses jedoch auch zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten.

Eine Betrachtung der geographischen Gegebenheiten am Standort Wendefurth zeigte, dass das Unterbecken mit einem Stauraum von 8.500.000 m³ Potential für einen möglichen Ausbau des Oberbeckens zur Verfügung stellt. Die betriebswirtschaftliche Analyse eines Pumpspeicherkraftwerkes mit 5.000.000 m³ am Standort Wendefurth unterstrich dabei die ökonomische Vorteilhaftigkeit eines solchen Kraftwerkes gegenüber dem derzeit bestehenden Kraftwerk.

Die Variation der Anzahl der Betriebstage führte zu dem Ergebnis, dass der Einsatz des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth als Langzeitspeicher mit einer geringeren Anzahl von Nutzungstagen zu einem Anstieg der Stromgestehungskosten führt. Der Betrieb des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth als Langzeitspeicher mit Nutzungstagen von weniger als 250 Tagen erscheint unter denen im Modell getroffenen Annahmen nicht sinnvoll, da die für eine geringere Anzahl von Nutzungstagen resultierenden Stromgestehungskosten den Vergütungspreis für den erzeugten Strom deutlich übersteigen.

4.1.5. Modellgrenzen

Im folgenden Abschnitt werden die Limitationen des im vorherigen Abschnitt konzipierten Modells beleuchtet.

Die Grenzen des im vorherigen Abschnitt vorgestellten Modells ergeben sich unter anderem bei der Modellierung der Baukosten und der sonstigen Betriebskosten. So ermöglicht zum Beispiel die Verwendung pauschaler Kostensätze zur Modellierung der Baukosten nur eine überschlägige Kalkulation der tatsächlich zu erwartenden Baukosten des modellierten

Kraftwerkes. Die tatsächlichen Baukosten werden vor allem durch die geographischen Gegebenheiten des gewählten Kraftwerkstandortes und weitere Randbedingungen (Tourismus, Naturschutz) determiniert [192], so dass eine detaillierte Modellierung der tatsächlich zu erwartenden Baukosten eine Berücksichtigung vielfältiger Faktoren erfordern würde. Aus Vereinfachungsgründen wurde jedoch bei der Konzeption des Modells auf eine übermäßige Vielfalt an Eingabeparametern verzichtet.

Äquivalent zu den Baukosten wurde auch bei der Ermittlung der sonstigen Betriebskosten ein pauschaler Kostensatz verwendet. Wie eine Nachfrage bei Betreibern von Pumpspeicherkraftwerken ergab, sind die sonstigen Betriebskosten in hohem Maße von der jeweils eingesetzten Technik des Kraftwerkes sowie von der Qualität des Wassers abhängig.[193] So fördert ein höherer Verschmutzungsgrad des Wassers mit Feststoffen (Steine, Sand) den Verschleiß der installierten Pumpen- und Turbinentechnik und führt damit zu höheren Betriebs- und Wartungskosten für das Kraftwerk. Die Verwendung eines pauschalen Kostensatzes zur Ermittlung der Betriebskosten kann daher ebenfalls nur als grobe Approximation der tatsächlich zu erwartenden Betriebskosten angesehen werden.

Eine weitere Grenze ist dem Modell durch die Verwendung deterministischer und über die Nutzungsdauer des Kraftwerkes konstanter Preise für den verbrauchten Pumpstrom und den im Turbinenbetrieb erzeugten Strom gesetzt. Das Modell abstrahiert auf diese Weise von der Unsicherheit und Dynamik zukünftiger Strompreisentwicklungen.

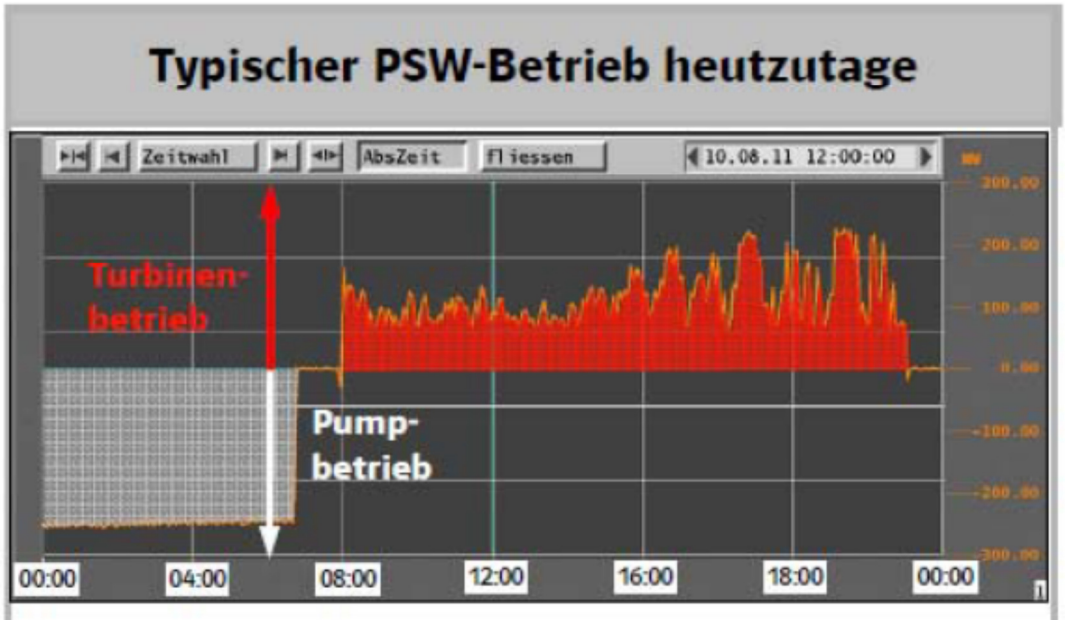
Darüber hinaus werden im Modell natürliche Randbedingungen vernachlässigt, die für den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes von Bedeutung sind. Ein wichtiger Parameter ist zum Beispiel die verfügbare Menge des für den Betrieb des Kraftwerkes erforderlichen Wassers. Die Menge des verfügbaren Wassers determiniert in entscheidendem Maße die Leistungsfähigkeit des Kraftwerkes. Die Verfügbarkeit der notwendigen Wassermenge kann jedoch durch Umwelteinflüsse, wie zum Beispiel Trockenheit, begrenzt sein. Die verfügbare Wassermenge wird dann zu einem limitierenden Faktor für die Leistung des Pumpspeicherkraftwerkes. Wenn die Wassermenge im Unterbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes in Folge von Wasserverlust oder Trockenheit nicht mehr ausreicht, um das Oberbecken komplett zu füllen, kann das vorhandene Speicherpotential des Pumpspeicherkraftwerkes in Folge der Wasserknappheit nicht vollkommen ausgeschöpft werden. Im Rahmen des konzipierten Modells wurde vereinfachend unterstellt, dass die

[192] Vgl. Anhang 1: Antwortenkatalog von E.ON Wasserkraft GmbH.
[193] Vgl. Anhang 1: Antwortenkatalog von E.ON Wasserkraft GmbH.

verfügbare Wassermenge zu jeder Zeit ausreicht, um das im Oberbecken verfügbare Speicherpotential vollständig zu nutzen.

Eine weitere Grenze des vorgestellten Modells ist die mangelnde Fähigkeit eine Dynamik innerhalb der Betriebsphasen des modellierten Kraftwerkes abzubilden. Grundsätzlich wird ein Pumpspeicherkraftwerk in den beiden Betriebsphasen Pump- oder Turbinenbetrieb betrieben. Während des Pumpbetriebes erfolgt dabei eine Leistungsaufnahme (Stromverbrauch) durch das Kraftwerk, im Turbinenbetrieb eine Leistungsabgabe (Stromerzeugung). Im Modell wurde dabei idealisiert unterstellt, dass das Pumpspeicherkraftwerk während des Betriebs sowohl im Pump- als auch Turbinenbetrieb jeweils mit der vollen Nennleistung betrieben wird. Mit anderen Worten, das Modell unterstellt im Betrieb grundsätzlich einen Vollastbetrieb, so dass im Pumpbetrieb die maximale Leistungsaufnahme (maximaler Stromverbrauch) und im Turbinenbetrieb eine maximale Leistungsabgabe (maximale Stromerzeugung) erfolgt. Eine Nachfrage bei den Betreibern von Pumpspeicherkraftwerken zeigte jedoch, dass die Anlagen vor allem im Turbinenbetrieb nicht durchgehend mit ihrer vollen Nennleistung betrieben werden. Zur Verdeutlichung dieser Aussage zeigt die Abbildung 59 einen typischen Betriebsverlauf eines Pumpspeicherkraftwerkes über 24 Stunden.

Abbildung 59: Lastgang eines Pumpspeicherkraftwerkes



Quelle: Anhang 1: Antwortenkatalog von E.ON Wasserkraft GmbH

Hierbei ist auf der horizontalen Achse die Tageszeit und auf der vertikalen Achse (rechts) die Leistungsabgabe bzw. Leistungsaufnahme in Megawatt abgetragen. Die Abbildung zeigt, dass sich das Kraftwerk in der Zeit von 00:00 bis 05:30 Uhr im Pumpbetrieb befunden hat. Die

Leistungsaufnahme kann mit 250 Megawatt beziffert werden. Für die Zeit von 05:30 bis 00:00 Uhr des Folgetages wurde das Kraftwerk im Turbinenbetrieb betrieben. Die Leistungskurve zeigt hierbei einen volatilen Verlauf, so dass die Leistungsabgabe des Kraftwerkes zwischen 100 und 220 Megawatt schwankte. Entgegen den Annahmen des Modells wird während der Turbinenphase das Kraftwerk also nicht durchgehend mit der vollen Nennleistung betrieben, sondern die Leistungsabgabe wird je nach Bedarf reguliert.

4.1.6. Heutige und zukünftige Bedeutung der Pumpspeicherkraftwerke für die Energiespeicherung

Im Folgenden wird der Flächenbedarf von Pumpspeicherkraftwerken für die Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg berechnet. Die Berechnungen basieren auf dem heutigen Strombedarf in der Metropolregion. Als Referenzwert wird das Jahr 2011 unterstellt. Für die gesamte Deckung des Strombedarfs muss daher eine gewisse Speicherkapazität vorgehalten werden. Hierbei wird unterstellt, dass die Energiemenge für einen, für sieben, für fünfzig und für hundert Tage gespeichert wird. Je nachdem ergeben sich unterschiedliche notwendige Größen der Staubecken. Auf diesen Annahmen erfolgen im Anschluss die Berechnung des Arbeitsvolumens der Staubecken in km³ und der daraus resultierende Flächenbedarf in km² zur Deckung des Strombedarfs in der Metropolregion. Anhand dessen erfolgt eine Analyse der heutigen und zukünftigen Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken. Die Berechnungen sind an Popp (2010) angelehnt. Popp führt dieselben Berechnungen allerdings für Gesamtdeutschland durch.[194]

Zunächst sei in der nächsten Tabelle der Strombedarf für das Jahr 2011 für Gesamtdeutschland unterstellt. Der Strombedarf für die Metropolregion, die ungefähr 4 Mio. Menschen umfasst, pro Jahr ergibt sich für das betrachtete Jahr durch Multiplikation mit dem Strombedarf pro Einwohner pro Jahr in Deutschland. Die Werte werden auf Tageswerte heruntergebrochen. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2009 bei 578,9 TWh und im Jahr 2010 bei 604 TWh. Dies ist eine Steigerung von circa 4,33%. Diese Entwicklung nehmen wir auch für das Jahr 2011 an. Somit ergibt sich ein Stromverbrauch von 630,18 TWh für das Jahr 2011 für Deutschland. Dies entspricht bei 81 Mio. Menschen einem Jahresverbrauch pro Kopf von aufgerundet 7800 KHw.[195]

[194] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 42-46.
[195] Vgl. Statistische Bundesamt (Hrsg.) (o.J.).

Tabelle 4: Heutiger Stromverbrauch in Deutschland und in der Metropolregion

Deutschland			
Stromverbrauch (KWH)	Pro Einwohner / Jahr	Pro Einwohner / Tag	
2011	7800	21,37	
Stromverbrauch in der Metropolregion			
Einwohner	Stromverbrauch (THW)	Pro Jahr	Pro Tag
4.000.000	**2011**	31,2	**0,08547945**

Quelle: Eigene Darstellung, Einwohneranzahl der Metropolregion von Metropolregion Hannover Braunschweig Göttingen Wolfsburg GmbH (o.J.).und Stromverbrauch von Statistische Bundesamt (Hrsg.) (o.J.).

Für die weiteren Ausführungen ist insbesondere die letzte untere Spalte der obigen Tabelle relevant und zwar der Strombedarf der Metropolregion pro Tag im Jahr 2011.

Für die nachfolgenden Berechnungen werden vier verschiedene Höhenunterschiede zwischen Ober- und Unterbecken unterstellt. Wir betrachten jeweils 50 Meter, 100 Meter, 150 Meter und 200 Meter Höhendifferenz. Die potentielle Energie für 1 m³ Wasser beträgt somit 1000 * 9,81 * Höhendifferenz. Für 50 Meter Höhenunterschied ergibt sich somit eine potentielle Energie von 490500 Joule. Dies entspricht 0,4905 Megajoule und 0,13625 kwH (=0,4905/3,6). Für den Teilwirkungsgrad der Turbine wird ein Wirkungsgrad von 80% unterstellt. Für die Rückgewinnung im Turbinenbetrieb ergibt sich somit 0,11 TWh/km³ (=0,13625 kwH *0,8 Wirkungsgrad). Das benötigte Arbeitsvolumen des Speicherbeckens berechnet sich durch Division der Rückgewinnung im Turbinenbetrieb durch den Stromverbrauch in der Metropolregion pro Tag im Jahr 2011, also (0,11 TWh/km³) / 0,08547945 TWh = 0,784215138 km³.[196]

In der nächsten Tabelle ist das notwendige Arbeitsvolumen des Staubeckens in km³ angegeben. Hiermit muss das Staubecken groß genug sein, um die gesamte Stromnachfrage eines oder mehrerer Tage(s) decken zu können. Variiert werden wie oben aufgeführt die Höhendifferenz und die Anzahl der Tage, an denen die Energie gespeichert werden soll. Hierzu ergibt sich das benötigte Arbeitsvolumen des Staubeckens in km³ für 7 Tage, für 50

[196] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 42-44.

Tage und für 100 Tage, indem die Werte für einen Tag entsprechend mit dem Faktor 7, 50 bzw. 100 multipliziert werden:

Tabelle 5: Arbeitsvolumen Staubecken in km³ für unterschiedliche Anzahl an Tagen der Energiespeicherung

Höhendifferenz	**Arbeitsvolumen Staubecken in km³ für unterschiedliche Anzahl an Tagen der Energiespeicherung**				
	1	7	50	100	**Tage**
50 Meter	0,78421514	5,48950598	39,210757	78,42151	km³
100 Meter	0,392107569	2,744752983	19,60537845	39,21076	km³
150 Meter	0,261405046	1,829835322	13,0702523	26,14050	km³
200 Meter	0,196053784	1,372376488	9,8026892	19,60538	km³

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an Popp, Matthias (2010), S. 44.

Diese Volumen sind notwendig, um den Strombedarf der Metropolregion für die unterschiedliche Anzahl an Tagen zu speichern und somit zu decken.

Im letzten Schritt wird der Flächenbedarf in km², den das Staubecken des Pumpspeicherkraftwerkes ausmacht, berechnet, der notwendig ist, um den Strombedarf der Metropolregion decken zu können. Wir nehmen eine Pegelschwankung von 20 Metern bzw. 0,02 Kilometern an. Um den benötigten Flächenbedarf berechnen zu können, wird das Volumen in km³ durch die Pegelschwankung in km dividiert.[197] Die nächste Tabelle verdeutlicht dies erneut für unterschiedliche Höhendifferenzen und für verschiedene Tage der Energiespeicherung. Die Werte für 7, 50 und 100 Tage ergeben sich wie oben erwähnt analog.

Tabelle 6: Benötigte Fläche für ein Staubecken eines Pumpspeicherkraftwerkes in km²

Höhendifferenz	**Benötigte Fläche in km² für unterschiedliche Anzahl an Tagen der Energiespeicherung**				
	1	7	50	100	**Tage**
50 Meter	39,210757	274,475299	1960,53785	3921,0757	km²
100 Meter	19,605378	137,237646	980,2689	1960,5378	km²
150 Meter	13,070252	91,491764	653,5126	1307,0252	km²
200 Meter	9,802689	68,618823	490,13445	980,2689	km²

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an Popp, Matthias (2010), S. 44.

[197] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 44.

Alle Werte in der Tabelle müssen noch mal zwei genommen werden, da ein Pumpspeicherkraftwerk sowohl ein Ober- als auch ein Unterbecken besitzt. Die bis jetzt berechneten Werte galten bis hierhin für ein Staubecken.

Tabelle 7: Benötigte Fläche für ein Pumpspeicherkraftwerk in km²

Höhendifferenz	**Benötigte Fläche in km² für unterschiedliche Anzahl an Tagen der Energiespeicherung**				
	1	7	50	100	**Tage**
50 Meter	78,421514	548,950598	3921,0757	7842,1514	km²
100 Meter	39,210756	274,475292	1960,5378	3921,0756	km²
150 Meter	26,140504	182,983528	1307,0252	2614,0504	km²
200 Meter	19,605378	137,237646	980,2689	1960,5378	km²

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an Popp, Matthias (2010), S. 44.

Die Fläche der Metropolregion beträgt ungefähr 19.000 km².[198] Bei einer angenommenen Höhendifferenz von 50 m und einer Speicherung der Energie für 7 Tage, würde sich ein Flächenbedarf für die Speicherung des Strombedarfs von 548,95 km² ergeben. Dies entspricht bereits 2,89 % der gesamten Fläche der Metropolregion. Sofern sich die Speichertage auf 100 erhöhen, ergibt sich ein Flächenbedarf von 7842,15 km². Somit würde das Pumpspeicherkraftwerk eine Fläche von 41,27% der Metropolregion einnehmen. Dies ist fast die Hälfte der gesamten Region.

Ein weiterer Vergleich verdeutlicht die Problematik erneut. Der Maschsee in Hannover hat eine Fläche von circa 0,78 km² und die Stadt Hannover besitzt eine Fläche von circa 204 km².[199] Bereits bei einem Speichertag und 50 Meter Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken würde der Flächenbedarf des Pumpspeicherkraftwerkes 100 Mal die Fläche des Maschsees einnehmen. Und bei einem Höhenunterschied von 100 Metern und sieben Speichertagen müsste mehr als die Fläche der Stadt Hannover durch das Pumpspeicherkraftwerk eingenommen und somit überflutet werden.

Die Beispiele verdeutlichen, dass der benötigte Flächenbedarf große Ausmaße annehmen kann. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch Popp.[200] Popp führt zur Reduzierung des Flächenbedarfs an, dass die Pegelschwankung dementsprechend erhöht werden muss, um den

[198] Vgl. Metropolregion Hannover Braunschweig Göttingen Wolfsburg GmbH (o.J.).
[199] Vgl. http://www.hannover.de/de/kultur_freizeit/naherholung/naherholung/badeseen/maschsee.html und http://www.hannover.de/de/buerger/wahlen/zahlen_daten/zahlenlh/Stadtgebiet.html.
[200] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 42-46.

benötigten Platz reduzieren zu können.[201] Popp merkt allerdings an, dass, „je größer die Pegelschwankungen (sind), desto größer (auch) (…) die Herausforderungen für eine parallele Nutzung der entstehenden Wasserflächen zu Freizeitzwecken, Fischzucht und zur Verfolgung ökologischer Zielsetzungen (sein dürften) (..).“[202] Wie in Abschnitt 3.5.2. dargestellt, gibt es bereits heute Überlegungen für die Modifizierung klassischer Pumpspeicherkraftwerke. Zu nennen sind hier unter anderem Ringwallspeicher, Untertage-Pumpspeicherkraftwerke und Lageenergiespeicher. Diese neuartigen Speichertechnologien benötigen wie oben ausgeführt weitaus weniger Fläche, um den Strombedarf decken zu können. Sofern die Technik und die Wirtschaftlichkeit hierfür in ausreichendem Maße gegeben sind, könnten diese neuartigen Pumpspeicherkraftwerke parallel oder ausschließlich zur Stromspeicherung im Vergleich zu den momentan klassischen Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt werden.

5. Fazit

Im Rahmen dieser Arbeit wurden zunächst die Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Energieversorgung und die Bedeutung von Speichertechnologien für die Versorgungssicherheit betrachtet. Im Zusammenhang mit der notwendigen Umstellung auf erneuerbare Energien, welche den Plänen der Bundesregierung zufolge bis 2050 vollständig abgeschlossen sein soll, kommt Energiespeichern eine zentrale Rolle zu. Sie ermöglichen die Steuerung des Angebots an Energie, so dass es möglich wird dieses der Nachfrage anzupassen.

Ferner wurden vorhandene und zukünftige Speichertechnologien im Hinblick auf dessen Funktionsweise und dessen Vor- und Nachteile untersucht. Vor allem im Bereich der Forschung sind innerhalb der verbleibenden Zeit noch einige Probleme zu lösen. Einige Speichertechnologien sind heute noch nicht marktreif, weil technische Anforderungen nicht oder nur unter hohen Kosten zu erfüllen sind. Um das vorhandene hohe Potenzial zu realisieren und somit die gesetzten Ziele zu erreichen findet jedoch intensive Forschung statt. Speichertechnologien wie flüssige Brennstoffspeicher für Wasserstoff könnten schon in naher Zukunft zu einem Durchbruch kommen. Auch an Druckluftspeichern werden grundlegende Verbesserungen vorgenommen, sodass ausreichende Wirtschaftlichkeit geschaffen wird. Besonders an den Küsten Deutschlands könnten daher in naher Zukunft einige von ihnen entstehen, die sehr kostengünstig operieren können.

---

[201] Vgl. Popp, Matthias (2010), S. 45-46.
[202] Popp, Matthias (2010), S. 46.

Akkumulatoren existieren bereits in einer Vielzahl von Formen. Besonders in dezentralen Anwendungsgebieten finden sie vielfach Verwendung. Aber auch den Interessen von Energiekonzernen können sie dienen. In diesem Bereich spielt vor allem die Redox –Flow-Batterie eine große Rolle. Sie wird bereits heute eingesetzt, allerdings nur unter sehr hohen Betriebskosten. Aktuellen Forschungsergebnissen zufolge kann aber auch hier zeitnah mit wesentlichen Verbesserungen gerechnet werden.

Biomassespeicher werden in der Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen. Der Gesamtenergiebedarf von Deutschland wird zukünftig von einem größeren Teil aus Biomasse gedeckt werden. Vor allem die Tatsache des großen Vorhandenseins von Biomasse begünstigt diese Entwicklung. Dennoch erreichen klassische Biogasanlagen oft nur Wirkungsgrade bis zu 30%.

Weiterhin bieten Pumpspeicherkraftwerke gegenüber anderen Speichertechnologien diverse Vorteile. Unter anderem sind sie dafür geeignet, um Regelleistung in kurzer Zeit bereitzustellen. Dies wird durch die gute Regelbarkeit und durch die Schnellstartfähigkeit eines Pumpspeicherkraftwerkes sichergestellt. Ebenso tragen sie durch die Lastglättung zur Reduzierung der Grenzkosten für den Strombezug bei. Auch die Schwarzstartfähigkeit führt dazu, dass Blackouts im Stromnetz verhindert werden. Pumpspeicherkraftwerke leisten heutzutage bereits einen entscheidenden Beitrag zur Balancierung von Stromnetzen. Sofern in Zukunft der weitere Ausbau von regenerativen Mitteln – wie beispielsweise Solar oder Windkraft – erfolgt, kann auf Speichertechnologien nicht verzichtet werden. Pumpspeicherkraftwerke garantieren somit eine in der Zukunft zuverlässige Energieversorgung der Bevölkerung. Kritisch angemerkt werden muss allerdings, dass Pumpspeicherkraftwerke je nach Größe und Aufbau einen großen Flächenbedarf beanspruchen. Dies wurde in der Hausarbeit am Beispiel der Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg verdeutlicht. Sofern die Energie 100 Tage lang gespeichert wird, ergibt sich ein Flächenbedarf von 7842,15 km². Dies würde 41,27% der gesamten Fläche der Metropolregion einnehmen. Abhilfe können die vorgestellten Modifikationen von klassischen Pumpspeicherkraftwerken schaffen. Als neuartige Ideen sind unter anderem Untertage-Pumpspeicherkraftwerke und Lageenergiespeicher zu nennen. Diese Kraftwerke basieren im Kern auf der Funktionsweise eines klassischen Pumpspeicherkraftwerkes. Vorteilig gegenüber dem Klassischen sind diese allerdings aufgrund der Tatsache, dass sie die Problematik des beanspruchten Flächenbedarfs lösen könnten.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ebenfalls ein Modell erarbeitet, dass auf der Grundlage verschiedener Eingabeparameter die Modellierung eines Pumpspeicherkraftwerkes in technischer und ökonomischer Hinsicht ermöglicht. Im Zuge der Modellumsetzung wurde ein auf der Tabellenkalkulation Excel basierendes Programm entwickelt. Dieses ermöglicht neben einer Bestimmung der technischen Kraftwerksleistung auch die Ermittlung einer Wirtschaftlichkeitsberechnung sowie die Berechnung des Kapitalwertes und der internen Rendite eines fiktiven Pumpspeicherkraftwerkes.

Auf der Basis des entwickelten Modells wurden im Rahmen einer Szenarioanalyse die Auswirkungen einer Variation verschiedener technischer Parameter auf die Wirtschaftlichkeit eines Pumpspeicherkraftwerkes analysiert. Als Referenzfall wurde dabei das Kraftwerk Wendefurth im Harz betrachtet. Eine Variation verschiedener technischer Parameter sollte schließlich die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerkes Wendefurth verdeutlichen, sowie Hinweise auf ökonomisch sinnvolle Erweiterungen des derzeit bestehenden Kraftwerkes geben.

Die Ergebnisse zeigten, dass eine Umgestaltung des Pumpspeicherkraftwerkes Wendefurth in vielfältiger Hinsicht zwar ökonomisch sinnvoll erscheint, jedoch auf Grund der natürlichen Randbedingungen am Standort nicht immer umsetzbar ist. So ist zum Beispiel eine Erhöhung des Höhenunterschiedes zwischen dem Unterbecken und dem Oberbecken zwar ökonomisch wünschenswert, jedoch auf Grund der geographischen Gegebenheiten am Standort Wendefurth nicht umsetzbar.

Eine Betrachtung der geographischen Randbedingungen am Standort Wendefurth zeigte, dass das Unterbecken mit einem Stauraum von 8.500.000 m³ Potential für einen möglichen Ausbau des Oberbeckens zur Verfügung stellt. Die betriebswirtschaftliche Analyse eines Kraftwerkes mit einem Oberbeckenvolumen von 5.000.000 m³ am Standort Wendefurth unterstrich dabei die ökonomische Vorteilhaftigkeit eines solchen Projektes gegenüber dem derzeit bestehenden Kraftwerk, so dass auf der Basis des in dieser Arbeit erstellten Modells eine Erhöhung des Arbeitsvolumens des Kraftwerkes Wendefurth sinnvoll erscheint.

Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission GmbH (Hrsg.) (o.J.). Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, http://www.regelleistung.net, abgerufen am 31.12.2011.

Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (o.J.). Wasserkraftwerke als Stromspeicher, http://www.unendlich-viel-energie.de/de/strom/detailansicht/browse/1/article/166/wasserkraftwerke-als-stromspeicher.html, abgerufen am 29.12.2011.

Büttner, W.-E. (2006), Grundlagen der Elektrotechnik 1, Oldenbourg Verlag, München.

Bundesverband Erneuerbare Energie (2009). Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Berlin.

Crastan, Valentin (2009). Elektrische Energieversorung 2 Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung, 2. bearbeitete Auflage, Springer: Berlin Heidelberg.

Crotogino, Fritz (2003). Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion, Paper zum Vortrag im Rahmen des Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Hannover.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2008). Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherkraftwerken (Abschlussbericht), Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010a). Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau eneuerbarer Energien - Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlihen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf, Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010b). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (Abschlussbericht), Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.) (o.J.). Talsperren, http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/wasserkraft/kraftwerkstypen/talsperren.html, abgerufen am 05.01.2012.

Eberle Dr., Ulrich, Dr. Michael Felderhoff und Prof. Dr. Ferdi Schüth (2009). Chemische und physikalische Lösungen für die Speicherung von Wasserstoff, Angewandte Chemie 121/36, Mülheim.

Energie- Forschungszentrum Niedersachsen (2011). Vierte Niedersächsische Energietage – Ergebnisbroschüre, Clausthal.

Ernst, Christian (2011). Kombination aus Pumpspeicherwerk unter Tage und Windpark, in: TUContact 1/2011, 17. Jahrgang, TU Clausthal, S. 34-35.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.) (2007). Bioenergie Pflanzen - Rohstoffe - Produkte, 3. Auflage.

Giesecke, Jürgen (2010). Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb, 5. aktualisierte und erw. Auflage, Springer: Berlin Heidelberg.

Grünweg, Tom (2011). Alternativ-Kraftstoff Carbazol: Zaubersprit von der Zapfsäule, Spiegel Online Auto, URL: http://www.spiegel.de/auto/aktuell/0,1518,771516,00.html, abgerufen am 09.01.2012.

Hannover.de Internet GmbH (Hrsg.) (o.J.). Maschsee, http://www.hannover.de/de/kultur_freizeit/naherholung/naherholung/badeseen/maschsee.html, abgerufen am 12.01.2012.

Hannover.de Internet GmbH (Hrsg.) (o.J.). Die Stadtfläche in Zahlen (Stand 1. Januar 2011), http://www.hannover.de/de/buerger/wahlen/zahlen_daten/zahlenlh/Stadtgebiet.html, abgerufen am 12.01.2012.

Harzwasserwerke GmbH (2008). Wasser mit Energie Strom aus Wasserkraft.

Heindl, Eduard (o.J.). Lageenergiespeicher, der optimale Stromspeicher, http://eduard-heindl.de/energy-storage/, abgerufen am 07.01.2012.

Heindl, Eduard (o.J.). Lageenergiespeicher, http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S1.pdf, abgerufen am 07.01.2012.

Heindl, Eduard (o.J.). Bau und Arbeitsweise des Lageenergiespeichers, http://eduard-heindl.de/energy-storage/Lageenergiespeicher-S2.pdf, abgerufen am 07.01.2012.

Heindl, Eduard (o.J.). Häufig gestellte Fragen FAQ: Lageenergiespeicher, Hydraulic Hydro Energy Storage HHS, http://eduard-heindl.de/energy-storage/FAQ-Lageenergiespeicher.html#Vorteil, abgerufen am 07.01.2012.

Heinz, G.; Schlenkhoff, A. (2011), Potential und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicheranlagen mit kleinen Fallhöhen, Dresdner Wassserbaukolloqium 2011, http://www.hydro.uni-wuppertal.de/fileadmin/bauing/hydro/berichte/Potential_und_Wirtschaftlichkeit_von_Pumpspeicheranlagen_mit_kleinen_Fallh%C3%B6hen_20110315.pdf, abgerufen am 22.12.2011.

Huaa, T.Q., R.K. Ahluwaliaa, J.-K. Penga, M. Kromerb, S. Lasherb, K. McKenneyb, K. Lawb und J. Sinhab (2011). Technical assessment of compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications, Journal of Hydrogen 36/4, Argonne.

Jakober, Tomas (o.J.). Das Pumpspeicherkraftwerk im Detail, http://www.strom-online.ch/pumpspeicherwerk_infos.html, abgerufen am 30.12.2011.

Jakober, Tomas (o.J.). Sehen und verstehen: das Pumpspeicherwerk, http://www.strom-online.ch/pumpspeicherwerk_schaubild.html, abgerufen am 30.12.2011.

Jakober, Tomas (o.J.). Flexible Energie dank Pumpspeicherwerken, http://www.strom-online.ch/fileadmin/schaubilder/pumpspeicherwerk/pdf/Pumpspeicherwerk_SB.PDF, abgerufen am 30.12.2011.

Kaltschmitt M. ; Streicher W.; Wiese, A. (2006), Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 4. Auflage.

Kaltschmitt, Martin, Hartmann, Hans, Hofbauer, Hermann (2009). Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2. Auflage, Springer: Berlin Heidelberg.

Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang (2009). Regenerative Energien in Österreich - Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung, 1. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden.

Kleimaier, Martin (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen – Bedarf, Technologievergleich und Entwicklungsstand, VDE-Symposium 2009, Erfurt.

Kleimaier, Martin (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx, abgerufen am 10.01.2012.

Landestalsperrenverwaltung Freistaat Sachsen (Hrsg.). Wie funktioniert eine Talsperre? http://www.smul.sachsen.de/ltv/download/LTV_FL_TS-Funktion_Internet.pdf abgerufen am 05.01.2012.

Lange, E. (2007). Windstrom speichern unter Druck. VDI nachrichten vom 04.05.2007, Düsseldorf.

Lingenhöhl, Daniel (2011). Speichertechnik - Ein Granitblock voller Energie, http://www.spektrumdirekt.de/artikel/1061069&_z=859070 abgerufen am 07.01.2012.

Metropolregion Hannover Braunschweig Göttingen Wolfsburg GmbH (o.J.). Schnell erklärt: Unsere Metropolregion, http://www.metropolregion.de/pages/organisation/metropolregion_gmbh/index.html abgerufen am 11.01.2012.

Neupert, Ulrik, Thomas Euting, Thomas Kretschmer, Claudia Notthoff, Klaus Ruhlig und Birgit Weimert (2009). Energiespeicher – Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial, Euskirchen.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz (2011). Verlässlich, umweltfreundlich, klimaverträglich und bezahlbar - Energiepolitik für morgen, Hannover.

Nitsch, Joachim, Dr., Dr. Manfred Fischedick (2002). Eine vollständig regenerative Energieversorgung mit Wasserstoff – Illusion oder realistische Perspektive?, URL: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Wasserstoff-Essen.pdf, abgerufen am 08.01.2012.

Nitsch, Joachim, Dr. (2003). Potenziale der Wasserstoffwirtschaft, Gutachten für den Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Stuttgart.

Oertel, Dagmar (2008). Energiespeicher – Stand und Perspektiven, Berlin.

Offshore Forum Windenergie (2010). Positionspapier zur Offshore-Windenergie in Deutschland vom August 2010, Hamburg.

Popp, Matthias (2010). Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, 1. Auflage, Springer: Berlin Heidelberg.

Popp M. (2010), Wunsiedler See und Burgsteinsee – Wirtschaftliche Dimension, http://www.poppware.de/PSP/08-wirtschaftliche%20Dimension.htm, abgerufen am 22.12.2011.

Popp M. (2011), Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Springer Verlag, Berlin Heidelberg.

Popp, Matthias (o.J.). Funktionsprinzip eines Pumpspeicherkraftwerkes, http://www.poppware.de/PSP/01-Funktionsprinzip.htm, abgerufen am 30.12.2011.

Popp, Matthias (o.J.). Landwirtschaftliche Gegegebenheiten, http://www.poppware.de/PSP/04-landschaftliche%20Gegebenheiten.htm, abgerufen am 30.12.2011.

Popp, Matthias (o.J.). Betriebsvarianten eines Pumpspeichers, http://www.poppware.de/PSP/03-Betriebsvarianten.htm, abgerufen am 31.12.2011.

Prognos (2010). Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland, Berlin.

Quaschning, Volker (2007). Regenerative Energiesysteme: Technolgie - Berechnung - Simulation: Technologie - Berechnung - Simulation, 5. Auflage, Carl Hanser Verlag GmbH & CO. KG.

Quaschning, Volker (2008). Erneuerbare Energien und Klimaschutz: Hintergründe - Techniken - Anlagenplanung - Wirtschaftlichkeit, Carl Hanser Verlag GmbH & CO. KG.

Radgen, Peter (2007). Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, Karlsruhe.

Renger, Patrick (2010). Biomasse als grundlastfähige erneuerbare Energie - Wirtschaftlichkeit und Marktentwicklung, Diplomica Verlag GmbH, Hamburg.

Rummich, Erich (2008). Energiespeicher: Grundlagen - Komponenten - Systeme und Anwendungen, 1. Auflage, Expert-Verlag.

Statistische Bundesamt (Hrsg.) (o.J.).Erneuerbare Energieträger, http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Energie/Tabellen/Content50/ErneuerbareEnergie,templateId=renderPrint.psml, abgerufen am 01.01.2011.

Stratmann, Klaus (2011). Unternehmen klagen über Stromaussetzer, http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/unternehmen-klagen-ueber-stromaussetzer/6002798.html?p6002798=all, abgerufen am 31.12.2011.

Teichmann, Daniel, Wolfgang Arlt, Peter Wasserscheid und Raymond Freymann (2011). A future energy supply based on Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), Energy & Environmental Science Vol.4, Köln.

Tischewski J. (2010), Pumpspeicherwerke sollen ein Eckpfeiler der Energiewende werden, http://www.stromtip.de/rubrik2/20223/Reportage-Pumpspeicherwerke-sollen-ein-Eckpfeiler-der-Energiewende-werden.html, abgerufen am 22.12.2011.

Umweltbundesamt (2010a). Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (2010b). Energieziel 2050: 100 Prozent Strom aus erneuerbaren Quellen, URL: http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/2010/pd10-039_energieziel_2050_100_prozent_strom_aus_erneuerbaren_quellen.htm abgerufen am 07.01.2012.

Universität Erlangen-Nürnberg (2011). Flüssige Wasserstoffträger auf dem Prüfstand, URL: http://www.uni-erlangen.de/infocenter/meldungen/forschung/2011/7/11/66.shtml, abgerufen am 07.01.2012.

Vattenfall (2008), Pumpspeicherkraftwerk Wendefurth, http://www.vattenfall.de/standortkarte/kraftwerke/pdf/fb_strom_Wasser_Wendefurth.pdf, abgerufen am 22.12.2011.

VDE (2009). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, URL: http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx, abgerufen am 10.01.2012.

VDI nachrichten (2011). Strom lässt sich speichern - Forschung mit Wasserstoff läuft auf Hochtouren, VDI nachrichten 12.08.2011, Düsseldorf.

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2009), Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx, abgerufen am 20.12.2011.

WindPowerCluster (2011). Windenergie im Nordwesten Deutschlands – Spitzencluster-Wettbewerb 2011, Bremerhaven.

WISO (2011). Die Suche nach der Superbatterie, Trend 09/11, S.56-59, München.

A. Anhang

Anhang 1: Antwortenkatalog von E.ON Wasserkraft GmbH

Name des Gesprächspartners: Christian Orschler

E.ON Wasserkraft GmbH

Luitpoldstr. 27

84034 Landshut

Versammlungsort: Kontakt per E-Mail

Datum: 22. Dezember 2011

Tagesordnung:

1. Fragen- und Antwortenkatalog an Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken

zu Tagesordnungspunkt 1:

Fragenkatalog:

1. Können Sie uns eine grafische Darstellung eines Tagesganges eines Pumpspeicherkraftwerkes zur Verfügung stellen? (Also wann befindet sich das Kraftwerk im Pumpbetrieb und wann im Turbinenbetrieb?)

2. Wie viele Speicherzyklen ("Lade- und Entladezyklen") erfolgen durchschnittlich pro Tag?

3. Wie wurden die Investitionskosten des Kraftwerkes finanziert? (Banken, Bankenkonsortium, Fonds)

4. In welcher Höhe konnten beim Bau des Kraftwerkes Subventionen in Anspruch genommen werden?

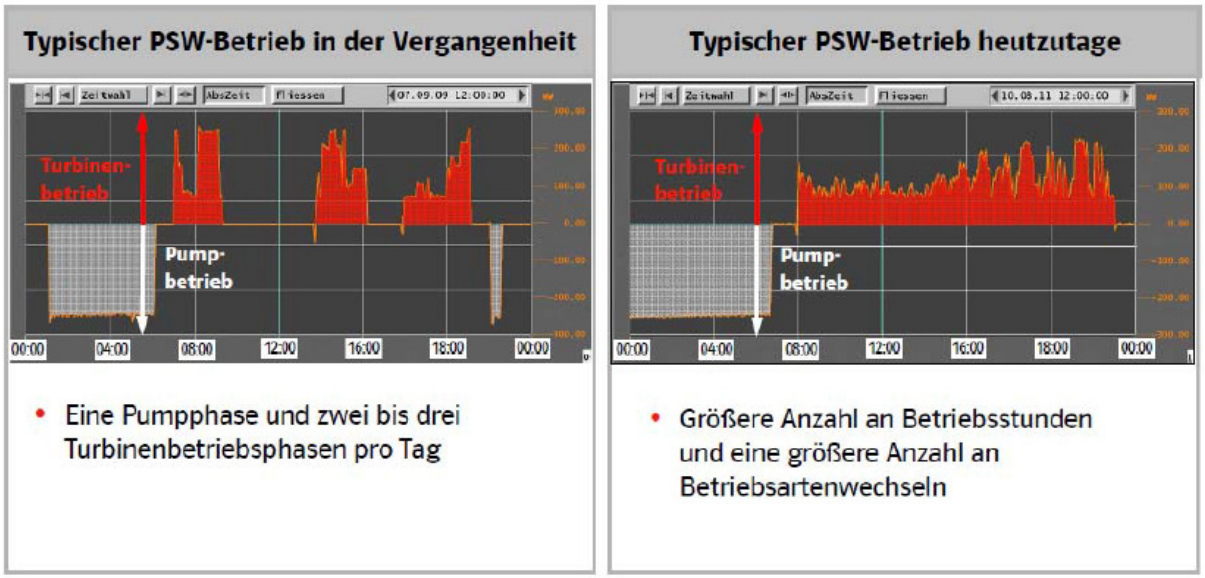
5. Wie hoch schätzen Sie die durchschnittlichen Betriebskosten eines Pumpspeicherkraftwerkes pro Jahr?

Ihre Anfrage zur Wirtschaftlichkeitsberechnung von Pumpspeicherkraftwerken

Sehr geehrter Herr Modler,

vielen Dank für Ihre Anfrage und Ihr Interesse an der Pumpspeicherkraft. Grundsätzlich hängen viele der von Ihnen aufgeworfenen Fragen vom konkreten Projekt ab. So hat es natürlich Auswirkungen auf die Personalkosten, ob man vor Ort oder in der Nähe bereits Personal an anderen Kraftwerken beschäftigt oder eine komplette Mannschaft neu aufbauen muss. Betriebs- und Wartungskosten hängen von der eingesetzten Technik, von der Qualität des Wassers (wg. Verschleiß), von den natürlichen Randbedingungen (Klima, Eis, Tourismus, Naturschutz, ...) und vielen weiteren Faktoren ab. Mit steigender Anlagengröße nehmen Grenzkosten natürlich bis zu einem gewissen Punkt ab, bevor sie wieder steigen. Neben der Kostenseite muss zum zudem die Erlösseite betrachtet werden. Hier fließen der Spread - also der Preisunterschied zwischen dem Preis für das Pumpen und dem Erlös für das Turbinieren - und die sogenannten Netzdienstleistungen in die Gesamtbetrachtung ein. Die – zugegeben nicht einfache – Kunst der Energiewirtschafts- und Finanzexperten eines Energieversorgungsunternehmens ist es daher, die optimale Anlagengröße aus Kosten zu erwarten-dem Nutzen zu berechnen. Nun zu Ihren konkreten Fragen:

Heute ist der Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks im Vergleich zu früher deutlich variabler geworden. Zum Ausgleich volatiler Energiearten wie Wind und Sonne wird z.B. auch tagsüber gepumpt, auch wenn der Großteil der Pumparbeit weiterhin nachts vorgenommen wird. Die Einsatzstunden pro Tag und damit auch die Betriebsstunden im Jahr haben sich grundlegend geändert; so werden Pumpspeicherkraftwerke deutlich häufiger zur Netzregelung angefordert als früher. Daher können wir keine feste Größe für die Betriebsdauer benennen. Auch gibt es keine festen Zyklen, wie oft das Oberbecken gefüllt und entleert wird. Das Pumpspeicherkraftwerk Langenprozelten zum Bei-spiel wurde so konzipiert, dass es einmal in der Woche gefüllt und dann sukzessive leergefahren wird. Heute füllen wir bis zu zweimal am Tag! Zur Veranschaulichung habe ich Ihnen zwei Einsatzschemata eines Pumpspeicherkraftwerks herausgesucht, die den Unterschied zwischen früher und heute deutlich machen:



Bei den Kosten für den Bau eines Kraftwerks müssen die reinen Baukosten (das ist das Geld, das die Planer und Herstellerfirmen bekommen) und die umfänglichen Investitionskosten – das ist diese Summe zuzüglich der Geldmarktkosten im gesamten Finanzierungszeitraum für Zins und Zinseszins, die ausgegeben werden muss, bis alles abbezahlt ist – unterschieden werden. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Randbedingungen vergleicht man Pumpspeicherkraftwerke oder Kraftwerke allgemein nach den so genannten spezifischen Investitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung. Die Spanne für Pumpspeicherkraftwerke liegt zwischen 800 € und mehr als 1.500 € pro Kilowatt installierter Leistung. Aktuelle Projekte in Deutschland liegen grob um 900 € pro kW.

Für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland gibt es derzeit weder eine staatliche noch eine europäische Förderung der Investition. Im Gegensatz zu den Investitionskosten gibt es für die Betriebskosten keine allgemein gültige Kostenspanne. Die Betriebskosten hängen so eng mit dem individuellen Standort und dessen Rahmenbedingungen zusammen, dass eine seriöse Aussage mit einer Allgemeinverbindlichkeit nicht getroffen werden kann. Für die Personalkosten gelten dieselben Einschränkungen wie für die gesamten Betriebskosten, von denen das Personal ja nur ein Teilfaktor ist.

Zu Ihrer Frage nach den Erlösen bitten wir Sie um Verständnis, dass wir zu unseren Ertragsberechnungsmodellen keine Angaben machen können.

Viel Erfolg für Ihre Arbeit und ein besinnliches Weihnachtsfest!

Freundliche Grüße

gez. i.A. Christian Orschler

Anhang 2: Antwortenkatalog von SCHLUCHSEEWERK AKTIENGESELLSCHAFT

Name des Gesprächspartners: Julia Liebich

SCHLUCHSEEWERK AKTIENGESELLSCHAFT

Säckinger Straße 67

D-79725 Laufenburg

Versammlungsort: Kontakt per E-Mail

Datum: 16. Dezember 2011

Tagesordnung:

1. Fragen- und Antwortenkatalog an Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken

zu Tagesordnungspunkt 1:

Sehr geehrte Herren,

gerne beantworten wir Ihnen Ihre Fragen soweit möglich.

Fragen zu bestehenden Pumpspeicherkraftwerken:

1. Können Sie uns eine grafische Darstellung eines Tagesganges eines Pumpspeicherkraftwerkes zur Verfügung stellen? (Also wann befindet sich das Kraftwerk im Pumpbetrieb und wann im Turbinenbetrieb?)

Ich kann Ihnen eine exemplarische Tagesganglinie anbei zusenden. Allerdings werden Pumpspeicherkraftwerke nicht nach einem bestimmten Zyklus betrieben sondern nach Bedarf eingesetzt. Das heißt, es kann zu jeder Tages- oder Nachtzeit Strom erzeugt oder auch gespeichert werden.

2. Wieviele Speicherzyklen ("Lade- und Entladezyklen") erfolgen durchschnittlich pro Tag bei einem Kraftwerk?

Bei unseren PSW handelt es sich grundsätzlich um Tagesspeicher. Allerdings wie oben schon beschrieben erfolgt der Betreib nicht in einem regelmäßigen Zyklus sondern dem Bedarf entsprechend. Das bedeutet, der Speicher wird nie ganz leer gefahren und danach wieder voll aufgefüllt.

3. Wie hoch schätzen Sie die durchschnittlichen Betriebskosten eines Pumpspeicherkraftwerkes pro Jahr?

Dazu kann ich Ihnen leider keine Angaben machen.

Fragen zum geplanten Pumpspeicherkraftwerk Atdorf:

4. Wie hoch sind die Investitionskosten für die Anlage?

Für das PSW Atdorf belaufen sich die Investitionskosten derzeit auf 1,4 Mrd. Euro

5. Wie werden die Investitionskosten des Kraftwerkes finanziert? (Banken, Bankenkonsortium, Fonds)

Die Finanzierung steht derzeit noch nicht fest.

6. In welcher Höhe können staatliche Subventionen/Fördergelder bei der Errichtung der Anlage in Anspruch genommen werden?

Für den Bau von Pumpspeicherkraftwerken gibt es derzeit keine staatlichen Subventionen.

7. Da wir insbesondere eine betriebswirtschaftliche Sichtweise auf die Vorteilhaftigkeit von Pumpspeicherkraftwerken legen wollen, sind Wirtschaftlichkeitsanalysen des geplanten Werkes für uns von großem Interesse. Wäre es Ihnen möglich, uns eine derartige Wirtschaftlichkeitsanalyse (selbstverständlich anonymisiert und um vertrauliche, unternehmensinterne Daten bereinigt) zur Verfügung zu stellen?

Nein, das können wir Ihnen nicht zur Verfügung stellen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird durch unsere Partner RWE und EnBW durchgeführt und auch wir kennen diese Berechnungen nicht.

Herzliche Grüße,

Julia Liebich

SCHLUCHSEEWERK AKTIENGESELLSCHAFT

Öffentlichkeitsarbeit

Säckinger Straße 67

D-79725 Laufenburg

Tel. (0049) 07763 9278-80119

Fax: (0049) 07763 9278-70299

mailto:Liebich.Julia@schluchseewerk.de

Handelsregister-Nr. HRB 70, Amtsgericht Freiburg

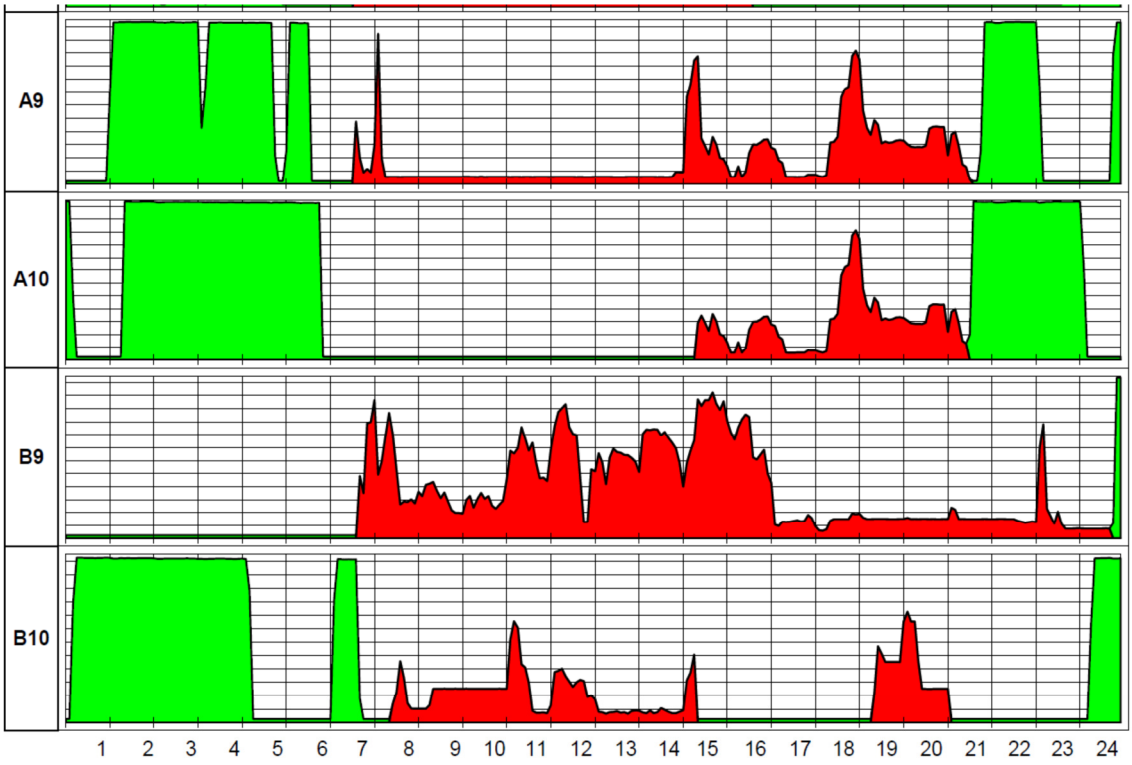
Sitz der Gesellschaft: Laufenburg (Baden)

Vorstand: Dr.-Ing. Nicolaus Römer, Dr. Stefan Vogt

Aufsichtsrat: Dr. Werner Götz (Vorsitzender)

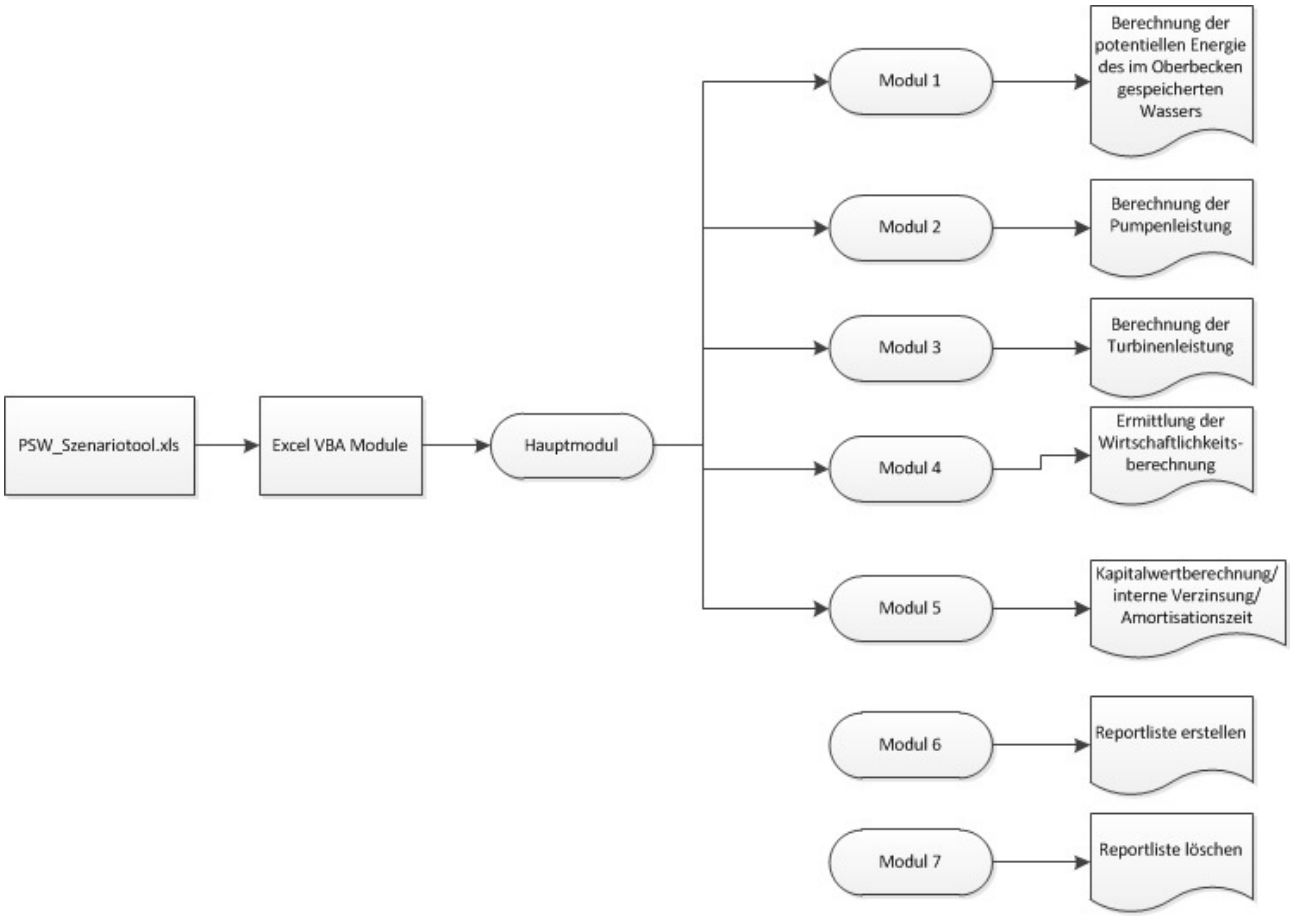
USt-ID-Nr. DE 811 253 253

Anhang:



Anhang 3: Übersicht VBA Module in der Datei „PSW_Szenariotool.xls“

Die folgende Abbildung veranschaulicht die Funktionen der in der Excel-Datei „PSW_Szenariotool“ hinterlegten VBA Module:



Quelle: Eigene Darstellung

Das Hauptmodul wird über die Eingabemaske über die Schaltfläche „Szenario berechnen“ aufgerufen. Über das Hauptmodul werden die Module 1 bis 4 ausgeführt.

Das Modul 6 wird über die Schaltfläche „Szenariodaten in Report aufnehmen“ auf der Seite „Szenarioüberblick“ ausgeführt.

Das Modul 7 wird auf der Seite „Szenario Report“ über die Schaltfläche „Reportliste löschen“ ausgeführt.

Anhang 4: Programmcodes Excel VBA Module in der Datei „PSW_Szenariotool.xls“

Im Folgenden werden die Programmcodes der verwendeten Module aufgeführt.

Hauptmodul:

```
Private Sub CommandButton1_Click() ' Dieses ist die
Schaltfläche „Szenario berechnen“ auf der Seite „Eingabemaske“

' Dieses Modul ist das Hauptmodul. Es dient zum Einlesen der
in der Eingabemaske eingegebenen Werte und zum Aufruf der
Module 1 bis 4.

'Einlesen der Eingabewerte und Übertrag in andere Sheets
Arbeitsvolumen = Range("E6").Value
Sheets("Szenarioüberblick").Range("B8") = Arbeitsvolumen
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("D5") = Arbeitsvolumen
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("B7") =
Arbeitsvolumen
Sheets("Zusammenfassung").Range("B2") = Arbeitsvolumen

Höhenunterschied = Range("E7").Value
Sheets("Szenarioüberblick").Range("B7") = Höhenunterschied
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("D6") = Höhenunterschied
Sheets("Zusammenfassung").Range("B1") = Höhenunterschied

Pumpleistung = Range("E10").Value
Sheets("Szenarioüberblick").Range("F7") = Pumpleistung
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("C14") = Pumpleistung
Sheets("Zusammenfassung").Range("B5") = Pumpleistung

P_Wirkungsgrad = Range("E11").Value
Sheets("Szenarioüberblick").Range("F8") = P_Wirkungsgrad
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("C15") = P_Wirkungsgrad
Sheets("Zusammenfassung").Range("B6") = P_Wirkungsgrad

Schluckwassermenge = Range("E14").Value
Sheets("Szenarioüberblick").Range("F12") = Schluckwassermenge
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("H14") = Schluckwassermenge
Sheets("Zusammenfassung").Range("B8") = Schluckwassermenge

T_Wirkungsgrad = Range("E15").Value
Sheets("Szenarioüberblick").Range("F13") = T_Wirkungsgrad
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("H15") = T_Wirkungsgrad
Sheets("Zusammenfassung").Range("B9") = T_Wirkungsgrad

Inv_satz_Speicher = Range("E19").Value
Inv_satz_Technik = Range("E20").Value

FK_Satz = Range("E21").Value
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F16") = FK_Satz
```

```
Sheets("Kapitalwertberechnung").Range("B9") = FK_Satz

BK_Satz = Range("E22").Value
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F23") = BK_Satz

Ankauf_EEX = Range("E24").Value
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F21") =
Ankauf_EEX

Verkauf_EEX = Range("E25").Value
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F29") =
Verkauf_EEX

Betriebstage = Range("E27").Value

Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F6") =
Betriebstage
Sheets("Kraftwerksleistung").Range("H5") = Betriebstage

'Aufruf der Module 1 bis 4

Call Speicher
Call Pumpenleistung
Call Turbinenleistung
Call Wirtschaftlichkeitsberechnung
Call Kapitalwertberechnung


Sheets("Szenarioüberblick").Activate
ActiveSheet.Cells(1, 1).Select
End Sub
```

Modul 1:

```
Public Sub Speicher()

'Dieses Modul berechnet die potentielle Energie des im
Oberbecken gespeicherten Wassers

'Definition relevanter Variablen

Sheets("Kraftwerksleistung").Activate
Höhenunterschied = Range("D6").Value
Arbeitsvolumen = Range("D5").Value
T_Wirkungsgrad = Range("H15").Value

'Berechnungen

EPot = (((1000 * 9.81 * Höhenunterschied) / 3.6) / 1000000) *
Arbeitsvolumen
Range("D7").Value = EPot
```

```
PotSpeicher = EPot * T_Wirkungsgrad
Range("D8").Value = PotSpeicher


'Übertrag der Ergebnisse in andere Sheets

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B9") = EPot
Sheets("Zusammenfassung").Range("B3") = EPot
Sheets("Szenarioüberblick").Range("B10") = PotSpeicher
Sheets("Zusammenfassung").Range("B4") = PotSpeicher

End Sub
```

Modul 2:

```
Public Sub Pumpenleistung()

' Dieses Modell berechnet die für das Kraftwerk erforderliche
Pumpenleistung

Sheets("Kraftwerksleistung").Activate

'Definition relevanter Inputvariablen

Arbeitsvolumen = Range("D5").Value
Pumpleistung = Range("C14").Value
Höhenunterschied = Range("D6").Value
P_Wirkungsgrad = Range("C15").Value

' Berechnung der notwendigen Pumpenleistung

Pumpleistung_elek = ((1000 * Höhenunterschied * 9.81 *
Pumpleistung) / P_Wirkungsgrad) / 1000000
Range("C21").Value = Pumpleistung_elek

P_Volumenumsatz = Pumpleistung * 60 * 60
Range("C17").Value = P_Volumenumsatz

P_Vollaststunden = Arbeitsvolumen / P_Volumenumsatz
Range("C18").Value = P_Vollaststunden

Betriebstage = Range("H5").Value

P_Vollaststunden_Jahr = P_Vollaststunden * Betriebstage
Range("C19").Value = P_Vollaststunden_Jahr

Stromverbrauch_Tag = Pumpleistung_elek * P_Vollaststunden
Range("C22").Value = Stromverbrauch_Tag
```

```
Stromverbrauch_Jahr = Pumpleistung_elek *
P_Vollaststunden_Jahr
Range("C23").Value = Stromverbrauch_Jahr


'Übertrag  der Ergebnisse in andere Sheets

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B20") =
P_Vollaststunden_Jahr
Sheets("Zusammenfassung").Range("B13") = P_Vollaststunden_Jahr

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B21") = Stromverbrauch_Jahr

Sheets("Szenarioüberblick").Range("F9") = Pumpleistung_elek
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("B6") =
Pumpleistung_elek
Sheets("Zusammenfassung").Range("B7") = Pumpleistung_elek

Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F20") =
Stromverbrauch_Jahr
Sheets("Zusammenfassung").Range("B14") = Stromverbrauch_Jahr
End Sub
```

Modul 3:

```
Public Sub Turbinenleistung()

' Dieses Modell berechnet die für das Kraftwerk erforderliche
Turbinenleistung

Sheets("Kraftwerksleistung").Activate

'Definition relevanter Inputvariablen

Arbeitsvolumen = Range("D5").Value
Schluckwassermenge = Range("H14").Value
Höhenunterschied = Range("D6").Value
T_Wirkungsgrad = Range("H15").Value
Betriebstage = Range("H5").Value

' Berechnung der Turbinenleistung
Turbinenleistung_elek = ((1000 * Höhenunterschied * 9.81 *
Schluckwassermenge) * T_Wirkungsgrad) / 1000000
Range("H21").Value = Turbinenleistung_elek

T_Volumenumsatz = Schluckwassermenge * 60 * 60
Range("H17").Value = T_Volumenumsatz

T_Vollaststunden = Arbeitsvolumen / T_Volumenumsatz
```

```
Range("H18").Value = T_Vollaststunden

T_Vollaststunden_Jahr = T_Vollaststunden * Betriebstage
Range("H19").Value = T_Vollaststunden_Jahr

Stromerzeugung_Tag = Turbinenleistung_elek * T_Vollaststunden
Range("H22").Value = Stromerzeugung_Tag

Stromerzeugung_Jahr = Turbinenleistung_elek *
T_Vollaststunden_Jahr
Range("H23").Value = Stromerzeugung_Jahr

' Übertrag der Ergebnisse in andere Sheets
Sheets("Zusammenfassung").Range("B12") = Stromerzeugung_Jahr

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B16") =
T_Vollaststunden_Jahr

Sheets("Zusammenfassung").Range("B11") = T_Vollaststunden

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B17") = Stromerzeugung_Jahr
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("B9") =
Stromerzeugung_Jahr
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("F30") =
Stromerzeugung_Jahr

Sheets("Szenarioüberblick").Range("F14") =
Turbinenleistung_elek
Sheets("Zusammenfassung").Range("B10") = Turbinenleistung_elek
Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Range("B5") =
Turbinenleistung_elek
End Sub
```

Modul 4:

```
Public Sub Wirtschaftlichkeitsberechnung()

' Dieses Modell berechnet die für die
Wirtschaftlichkeitsberechnung notwendigen Kosten und Erlöse

Sheets("Wirtschaftlichkeitsberechnung").Activate

'Definition relevanter Inputvariablen

Stromverbrauch_Jahr = Range("F20")
Stromerzeugung_Jahr = Range("B9")
Ankauf_EEX = Range("F21")
Verkauf_EEX = Range("F29")
Arbeitsvolumen = Range("B7")
BK_Satz = Range("F23")
FK_Satz = Range("F16")
```

```
Inv_satz_Speicher = Sheets("Eingabemaske").Range("E19")
Inv_satz_Technik = Sheets("Eingabemaske").Range("E20")
Turbinenleistung_elek = Range("B5")

'Berechnung der Parameter

Inv_Kosten_Speicher = Arbeitsvolumen * Inv_satz_Speicher
Inv_Kosten_Technik = Turbinenleistung_elek * Inv_satz_Technik
Inv_Kosten = Inv_Kosten_Speicher + Inv_Kosten_Technik

Spez_Inv_Kosten = Inv_Kosten / Turbinenleistung_elek

Stromkosten = Stromverbrauch_Jahr * Ankauf_EEX

Range("F22").Value = Stromkosten
Range("F13").Value = Inv_Kosten_Speicher
Range("F14").Value = Inv_Kosten_Technik
Range("F15").Value = Inv_Kosten

FK_Kosten = FK_Satz * Inv_Kosten
Range("F17").Value = FK_Kosten

Sonst_BK_Kosten = BK_Satz * Inv_Kosten
Range("F24").Value = Sonst_BK_Kosten

BK_Kosten = Sonst_BK_Kosten + Stromkosten
Range("F25").Value = BK_Kosten

Spez_Energieerzeugungskosten = (BK_Kosten + FK_Kosten) /
Stromerzeugung_Jahr
Range("B22").Value = Spez_Energieerzeugungskosten

Vergütung = Verkauf_EEX * Stromerzeugung_Jahr
Range("F31").Value = Vergütung

Kosten = FK_Kosten + BK_Kosten
Range("B21").Value = Kosten

Erlöse = Vergütung
Range("B30").Value = Vergütung

Ergebnis = Erlöse - Kosten
Range("B38").Value = Ergebnis

' Übertrag der Ergebnisse in andere Sheets

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B27") = Inv_Kosten
Sheets("Kapitalwertberechnung").Range("B4") = Inv_Kosten
Sheets("Zusammenfassung").Range("B15") = Inv_Kosten

Sheets("Szenarioüberblick").Range("F27") = Spez_Inv_Kosten
Sheets("Zusammenfassung").Range("B16") = Spez_Inv_Kosten
```

```
Sheets("Szenarioüberblick").Range("F28") =
Spez_Energieerzeugungskosten
Sheets("Zusammenfassung").Range("B17") =
Spez_Energieerzeugungskosten

Sheets("Kapitalwertberechnung").Range("B5") = BK_Kosten

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B31") = Erlöse
Sheets("Kapitalwertberechnung").Range("B7") = Erlöse
Sheets("Zusammenfassung").Range("B18") = Erlöse

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B32") = Kosten
Sheets("Zusammenfassung").Range("B19") = Kosten

Sheets("Szenarioüberblick").Range("B33") = Ergebnis
Sheets("Zusammenfassung").Range("B20") = Ergebnis

End Sub
```

Modul 5:

```
Sub Kapitalwertberechnung()

'Die Berechnung des Kapitalwertes, der interen Verzinsung und
der Amortisationszeit erfolgt direkt in der Tabelle.
' Die Berechnungsergebnisse aus der Tabelle werden hier den
entsprechenden Variablen zugewiesen und in andere Sheets
übertragen
Sheets("Kapitalwertberechnung").Activate

'Definition relevanter Parameter

FK_Satz = Range("B9")
Inv_Kosten = Range("B4").Value
Kapitalwert = Range("B11").Value
Rendite = Range("B12").Value
Amort_zeit = Range("B13").Value

'Übertrag der Ergebnisse in andere Sheets

Sheets("Zusammenfassung").Range("B21") = Kapitalwert
Sheets("Zusammenfassung").Range("B22") = Rendite
Sheets("Zusammenfassung").Range("B23") = Amort_zeit

End Sub
```

Modul 6:

```
Public Sub Kopieren()

'Dieses Modul dient der Erzeugung der Reportliste

Const cstrRange As String =
"B1,B2,B3,B4,B5,B6,B7,B8,B9,B10,B11,B12,B13,B14,B15,B16,B17,B1
8,B19,B20,B21,B22,B23"
   Dim lngZeile As Long
   Dim intSpalte As Long
   Dim rngCell As Range

   With Worksheets("Szenario Report")
      lngZeile = .UsedRange.Row + .UsedRange.Rows.Count
      intSpalte = 1
      For Each rngCell In Range(cstrRange)
         .Cells(lngZeile, intSpalte) = rngCell.Value
         intSpalte = intSpalte + 1
      Next
      Range(cstrRange).ClearContents

   End With
End Sub
```

Modul 7:

```
Sub Report_loeschen()
' Dieses Modul dient dem Löschen der Reportliste und wird über
den Button auf der Seite Szenario Report aufgerufen.
Rows("6:10000").Select
Selection.Delete
End Sub
```

Leibniz Universität Hannover
Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
Institut für Wirtschaftsinformatik
Prof. Dr. Michael H. Breitner

Hausarbeit
im Rahmen der Veranstaltung Fortgeschrittene Methoden des OR
(Veranstaltungs-Nr. 173620)
WS 2011/2012

Integriertes Konzept zur durchgängigen Messung des CO_2-Ausstoßes und des Kraftstoffverbrauchs über die gesamte intermodale Transportkette

Andreas Gebhardt
Binsenweg 1c
30952 Ronnenberg
Matr.-Nr. 2614360
Email: and-geb@gmx.de
Tel.-Nr.: 0163/8690688

Alexandra Hauser
Bomhauerstr. 30
30625 Hannover
Matr.-Nr. 2611460
Email: alexandra_ha@freenet.de
Tel.-Nr.: 0177/4494092

Prüfer: Prof. Dr. Michael H. Breitner
Betreuer: Dipl.-Wirt.-Ing. Tim Rickenberg
Abgabedatum: 17.01.2012

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis iv

Abbildungsverzeichnis v

Abkürzungsverzeichnis vi

1 Einleitung 1

2 Theoretische Grundlagen 3

2.1 Die Bedeutung der Nachhaltigkeit und deren Umsetzungsschwierigkeiten . . . 3

2.1.1 Wozu nachhaltiges Handeln fördern und anstreben? . . . 3

2.1.2 Begriffsdefinition und -klärung . . . 5

2.1.3 Problemaspekte bei der Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung . . . 6

2.2 Eingrenzung der Transportplanung in den relevanten Themenbereich 8

2.3 „Grüne“ Logistik – ein nachhaltiges Logistikkonzept . . . 12

3 Konzept zur durchgängigen Messung des CO_2-Ausstoßes und des Kraftstoffverbrauchs über die gesamte intermodale Transportkette 13

3.1 Bestehende Konzepte zur Messung des CO_2-Ausstoßes im Gütertransport . . . 13

3.1.1 Straßenverkehr . . . 13

3.1.2 Schienenverkehr . . . 24

3.1.3 Schiffverkehr . . . 29

3.2 Modellierungsansatz zur Berechnung der CO_2-Emissionen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Detaillierungsgradebenen . . . 34

3.2.1 Streckenverkehr . . . 34

3.2.2 Flächenverkehr . . . 39

4 Diskussion 42

4.1 Stärken des Modells . . . 42

4.2 Schwächen des Modells 43

5 Fachkonzept eines Decision Support Systems 47

6 Abschließende Bemerkungen 50

Literaturverzeichnis 51

Tabellenverzeichnis

1 Geschwindigkeitsverbrauchsfaktor für eine Fahrzeugklasse 17

2 Schifftypen 31

Abbildungsverzeichnis

1 Detaillierungsgrad bei der Emissionsberechnung 15

2 Faktoren des Kraftstoffverbrauchs 24

3 Unterteilung des Schiffverkehrs 30

4 Modelle in Abhängigkeit der Detaillierungsgradebenen 35

5 Streckenverkehr 35

6 Abhängigkeit des Emissionsfaktors im Meso-Modell 38

7 Abhängigkeit des Emissionsfaktors im Mikro-Modell 39

8 Sammel- bzw. Verteiltour im Flächenverkehr 40

9 Abhängigkeit des Energieverbrauchs von der Neigung und dem Straßentyp 43

10 Geschwindigkeit- und Kraftstoffverbrauchsschwankung 44

11 Komponenten und Anforderungen eines DSS 49

Abkürzungsverzeichnis

BNE	Bruttonationaleinkommen
ca.	circa
d.h.	das heißt
DSS	Decision Support System
f.	folgende
ff.	fortfolgende
FTL	Full-Than-Truckload
ggf.	gegebenenfalls
IT	Informationstechnologie
LTL	Less-Than-Truckload
Mrd.	Milliarde
OR	Operations Research
u.a.	unter anderem
usw.	und so weiter
vgl.	vergleiche
z.B.	zum Beispiel

1 Einleitung

Immer stärker rückt die Nachhaltigkeit in den strategischen Fokus der Unternehmen. Hierbei ist die Nachhaltigkeit nicht nur dem positiven Unternehmensimage dienlich, sondern weist einen direkten Einfluss auf den Profit auf. Ein enormes Emissionssenkungspotential stellt hierbei der Gütertransport dar, wobei der Straßenverkehr den größten Anteil ausmacht. Diesbezüglich können im speziellen die CO_2-Emissionen durch die Kombination der Transportmodi gesenkt werden. Um die Reduktion des CO_2-Ausstoßes objektiv und quantitativ beurteilen zu können, muss ein hoher Grad an Transparenz geschaffen werden. Die vorliegende Arbeit versucht sich dieser Problematik zu nähern, indem die mögliche Messbarkeit der produzierten Emissionsmenge an CO_2 untersucht wird. Ziel der Hausarbeit ist die Klärung der Forschungsfrage: Lässt sich der Kraftstoffverbrauch und der CO_2-Ausstoß gesamtheitlich innerhalb einer intermodalen Transportkette messen?

Bei der Klärung der Forschungsfrage gehen wir wie folgt vor. Zur Einführung in die Thematik werden theoretische Grundlagen im zweiten Kapitel vorgestellt. Es wird u.a. sowohl auf die Bedeutung als auch auf die Notwendigkeit der Nachhaltigkeit eingegangen. Desweiteren findet eine Erklärung der für diese Hausarbeit relevanten Aspekte der Tansportplanung statt. Nachfolgend wird auf bereits bestehenden Konzepten ein eigener Modellierungsansatz zur Emissionsmessung entwickelt. Die Reduktion des CO_2-Ausstoßes kann u.a. durch die Optimierung der Transportplanung (Auslastung der Fahrzeuge oder Streckenoptimierung) erfolgen. Hierfür sollten informationstechnische Systeme eingesetzt werden, welche die Entscheidungsfindung (z.B. Disposition von Fahrzeugen) unterstützen. Welche Anforderungen an solche Systeme bestehen, wird im abschließenden Teil der Hausarbeit erläutert.

Die in dieser Arbeit beschriebenen Modellierungsansätze zur Emissionsmessung sind als Ergebnis des folgenden Planungsprozesses entstanden. Der OR-Prozess, welcher eine „idealtypische Abstraktion realer Planungsprozesse unter Verwen-

dung des Operations Research darstellt“[1], wird nach Domschke und Drexl (2007) folgendermaßen beschrieben, wobei Anpassungen an die vorliegende Zielsetzung vorgenommen wurden:

1. Erkennen und Analysieren eines Entscheidungsproblems: Der Prozess wird dadurch ausgelöst, dass entweder Entscheidungsprobleme oder Handlungsalternativen vorliegen.

2. Bestimmen von Zielen und Handlungsmöglichkeiten: Um rational zu handeln, ist es erforderlich Ziele vorzugeben, sowie Möglichkeiten zu Erreichung dieser Ziele herauszuarbeiten. Eine Beschränkung auf die wichtigsten Aspekte (vereinfachtes Abbild) wird aufgrund verschiedener Restriktionen in Zeit, Budget oder Wissen notwendig.

3. Formulieren eines Emissionsmodells: Auf Basis des vereinfachten Abbildes der Situation wird ein mathematisches Erklärungsmodell formuliert.

4. Lösen des Erklärungsmodells: Unter Verwendung von Daten ist für das Modell eine Lösung zu finden.

5. Bewerten der Lösung: In diesem Schritt ist es wichtig die Messgenauigkeit der erhaltenen Lösung zu beurteilen und ggf. eine Modifizierung der Parameter vorzunehmen.

[1] Domschke und Drexl (2007), S.1f.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Die Bedeutung der Nachhaltigkeit und deren Umsetzungsschwierigkeiten

2.1.1 Wozu nachhaltiges Handeln fördern und anstreben?

Sowohl öffentliche Einrichtungen als auch private Haushalte und insbesondere Unternehmungen sollten aus den folgenden Gründen nachhaltig wirtschaften:

- Verknappung der Ressourcenbestände,
- anhaltende Umweltbelastung und
- Nachhaltigkeit als Wettbewerbsvorteil.

Die kontinuierliche Reduzierung der Ressoucenbestände ergibt sich vor allem durch den zunehmenden Weltbevölkerungswachstum. Industrielle Nationen, wie z.B. China, Indien oder USA, müssen einen enormen Ressourcenverbrauch für die Aufrechterhaltung der Wirtschaft und deren Wachstum aufwenden. Fossile Energieträger (Kohle, Mineralöl und Erdgas) werden insbesondere dafür in großen Mengen konsumiert. Der fossile Ressourcenverbrauch stieg dabei in dem Zeitintervall von dem Jahr 1870 bis 2006 überproportional zu der Anzahl der Weltbevölkerung an. In der genannten Zeitspanne entwickelte sich die Weltbevölkerung um das Vierfache auf ca. 6,55 Mrd. Menschen, während der globale Energieverbrauch und damit auch der fossile um das Sechzigfache auf ca. 490.000 Petajoule [2] anstieg.[3] Dieser Entwicklungszustand verdeutlicht die Tatsache, dass die noch vorhandenen Energiequellen nicht komplett ausgeschöpft werden dürfen. Zwar wird versucht durch erneurbare Energien neue Energiequellen zu generieren,

[2] 1 Petajoule = 10^{15} Joule
[3] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009), S.9.

doch weisen diese derzeit einen Anteil an der globalen Gesamtenergie von ca. 18% und die fossile Energiegewinnung von ca. 79% auf.[4]

Die anhaltende Umweltbelastung zwingt die Unternehmen immer stärker nachhaltig zu handeln. Jeder Akteur auf dem Wirtschaftsmarkt ist in ein Umweltsystem integriert. Für Produktions- und Distributionsprozesse benötigen Unternehmungen oftmals Ressourcen aus der Umwelt, z.B. Rohstoffe für die Produktherstellung oder fossile Brennstoffe für den anschließenden Transport, sodass hier eine Abhängigkeit der Unternehmung von deren Umwelt vorliegt. Aus einer zukunftsorientierten Sicht betrachtend, kann ein Unternehmen nur solange existieren, solange die Umwelt durch ein nachhaltiges Handeln geschont wird. Dies ist nötig, weil Abfallprodukte durch die Energienutzung entstehen und die Umwelt belasten. Besonders die Emissionen von Kohlendioxid (CO_2), welche u.a. durch die Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, stellen ein hohes Risiko dar, da sie in den letzten Jahren rasant zugenommen haben und größtenteils mit für die Erderwärmung verantwortlich sind. Im Jahr 2007 erreichten die globalen CO_2-Emissionen einen Stand von 30 Mrd. Tonnen, wodurch 80% in den letzten 50 Jahren verursacht wurden.[5]

Laut dem statistischen Bundesamt Deutschland sind im Jahr 2009 ca. 5,58 Mrd. Euro an Investitionen für den Umweltschutz in Unternehmen des produzierenden Gewerbes [6] (hier ohne Baugewerbe) geflossen. Im Vergleich dazu belaufen sich diese Investitionen im Jahr 2006 auf ca. 2 Mrd. Euro.[7] Ein Grund für diese Entwicklung ist, dass Unternehmen durch nachhaltiges Wirtschaften Potentiale für die Generierung von Wettbewerbsvorteilen entwickeln. Dies kann sich zum einen durch politische Rahmenbedingungen ergeben, z.B. die CO_2-Emissionsbeschränkung für Personenkraftwagen. Zum anderen ergeben sich Wettbewerbsvorteile durch intensivierte Forschung und Entwicklung in diesem Bereich, wodurch Geschäftsprozesse optimiert, Technologie weiterentwickelt und der Know-How der Firma gesteigert werden kann. So können durch den Einsatz mo-

[4] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009), S.10.
[5] Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009), S.13.
[6] Zum produzierenden Gewerbe gehören: der Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, verarbeitendes Gewerbe, Energieversorgung, Wasserversorgung, Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen sowie das Baugewerbe (siehe §1 Gesetz über die Statistik im Produzierendem Gewerbe (ProdGewStatG) (URL: http://www.gesetze-im-internet.de/prodgewstatg/index.html)).
[7] Siehe statistisches Bundesamt Deutschland (URL: http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Umwelt/UmweltstatistischeErhebungen/Umweltoekonomie/Tabellen/Content50/InvestitionenInsgesamtUmweltschutz,templateId=renderPrint.psml).

derner und nachhaltiger Informationstechnologien (IT) sowohl Ressourcen innerhalb der IT eingespart werden („green in IT“), als auch durch deren Einsatz in allen anderen Einsatzgebieten der Wirtschaft, wie z.B. der Logistik („green by IT“). Durch die erhöhte Energieeffizienz ergeben sich den Unternehmen Kostensenkungspotenziale. Ebenfalls können Umsatztsteigerungen durch Erschließung neuer und nachhaltigkeitsbasierter Märkte, Gewinnung qualifizierter Mitarbeiter, welche eine nachhaltige Unternehmenskultur präferieren, oder durch die steigende Anzahl an Investoren, welche sich eine langfristige Unternehmenswertentwicklung wünschen, erzielt werden.[8] Somit ist die Nachhaltigkeit mit dem operativen Cashflow positiv korreliert und gewinnt dadurch zunehmend für die Unternehmen an Bedeutung.

2.1.2 Begriffsdefinition und -klärung

Der Begriff der Nachhaltigkeit bezieht sich ursprünglich auf die Forstwirtschaft, in welcher bereits im Jahre 1713 das Ungleichgewicht zwischen der Abholzung der Wälder und der Erhaltung des Holzbestandes aufgezeigt wird.[9] Es wird darauf hingewiesen, dass die Fokussierung auf das kurzfristige Gewinnstreben dem zukünftigen Wohlstand nicht dienlich ist. Eine aktuellere Begriffsklärung der Nachhaltigkeit liefert die Weltkommission für Umwelt und Entwicklung in ihrem Bericht aus dem Jahr 1987: „Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs“.[10] Als Synonym für den Begriff der Nachhaltigkeit wird die nachhaltige Entwicklung verwendet. Dies soll verdeutlichen, dass sich die Nachhaltigkeit auf eine postive Entwicklung bezieht, weil Schäden auch nachhaltig sein können. Demnach ist eine wirtschaftliche Entwicklung als nachhaltig anzusehen, wenn der natürliche Ressourcenbestand (ökologischer Aspekt) in der Art und Weise gesichert wird, dass die heutige Wirtschaft aufrechterhalten wird (ökonomischer Aspekt) und die zukünftige Generation dies noch als Grundlage ihres Wirtschaftswachstums (sozialer Aspekt) verwenden kann. In der Literatur wird in diesem Zusammenhang von dem Drei-Säulen-Modell der Nachhaltigkeit gesprochen, in welchem die Ökonomie, Ökologie und Soziales gleichrangige Zieldimensionen der Nachhaltigkeit darstellen.[11] Unter diesen Gesichtspunkten ist eine

[8] Vgl. Deutsche Post AG (2010), S.55.
[9] Vgl. Von Carlowitz (1732).
[10] Siehe World Commission on Environment and Development (1987).
[11] Vgl. Ott und Döring (2008), S.37f.

nachhaltige Entwicklung nicht vorhanden, wenn nur die Säule der Ökologie die Nachhaltigkeit stützt, sodass die Wirtschaft in eine Rezession verfällt. Aufgrund der Gleichrangigkeit der Zieldimensionen muss das Produkt und nicht die Summe dieser Dimensionen maximiert werden (multiplikatives Konzept der Nachhaltigkeit[12]).

Bei der Interpretation des Begriffs der Nachhaltigkeit ergibt sich folglich durch die unterschiedlcihen Dimensionen ein Spielraum.[13] Nachhaltigkeit kann als Ressourcenbestandssicherung verstanden werden, indem die Umwelt geschohnt und eine Balance zwischen Ressourcenverbrauch und -nachschub gefunden wird (substanzerhaltungsrationale Perspektive). Daneben kann Nachhaltigkeit als ein Zielsystem aufgefasst werden, welches sich an dem Wirtschaftlichkeitsprinzip orientiert. Es soll ein rationaler Einsatz der Ressourcen für die notwendige Zielerreichung vorliegen. Durch Innovationen bei der Produktherstellung und beim Ressourceneinsatz, z.B. durch „green IT“, lässt sich die Effizienz der Unternehmen steigern (innovationsrationale Perspektive). Ebenfalls kann Nachhaltigkeit als ein Leitbild verstanden werden, in welchem innerhalb und zwischen den Generationen gerechte soziale, ökologische und ökonomische Entwicklungen vorliegen. Es soll auf die gesellschaftliche Verantwortung hingewiesen werden, dass eine globale Bedürfnissbefriedigung vorliegt und infolgedessen kann Nachhaltigkeit als ein Wertesystem interpretiert werden (normative Perspektive).

Im Rahmen dieser Hausarbeit befindet sich der Fokus einer nachhaltigen Entwicklung auf der innovationsrationalen Perspektive.

2.1.3 Problemaspekte bei der Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung

Wie bereits erwähnt, existieren wichtige Gründe für die Implementierung einer nachhaltigen Entwicklung in die Unternehmensstrategie. Im Gegensatz dazu, weisen in der Untersuchung der Deutschen Bank nur 38% der befragten Unternehmen einen „Umweltmanager“ auf, welcher mit der nachhaltigen Zielerreichung des Unternehmens beauftragt ist.[14] Dieser Prozentsatz beträgt unter den großen Unternehmen (über 2500 Mitarbeiter) 75%. Diese Tatsache verdeutlicht, dass

[12] Vgl. Deutsche Post AG (2010), S.24f.
[13] Vgl. Hülsmann und Grapp (2007), Kapitel 2.
[14] Die Stichprobe besteht aus 237 Unternehmen, wobei der Großteil sich aus klein- und mittelständischen Unternehmen zusammensetzt (siehe Heng et al. (2011), S.5).

sich besonders klein- und mittelständische Unternehmen (KMU) teilweise eine nachhaltige Entwicklung nicht „leisten“ können. Der hohe Kostendruck zwingt aber auch große Unternehmen ihre Produktionsprozesse zunehmend in sogenannte Niedriglohnländer zu verlagern, in welchen neben geringen Arbeitslöhnen zusätzlich niedrige Emissionskosten für Umweltschäden existieren (z.B. China).[15]

Folgende Probleme treten ebenfalls bei der Nachhaltigkeitsumsetzung auf:[16] Zwischen den positiven und negativen Auswirkungen eines Handelns besteht eine zeitliche Diskrepanz. Während positive Folgen, wie z.B. der erzielte Umsatz, direkt wahrgenommen werden, sind die Folgen der Umweltschäden indirekt erst in den Folgegenerationen vorhanden. Die Wahrnehmung direkter Folgen ist stärker als der indirekten. Darüberhinaus besteht eine asymmetrische Verteilung der genannten Folgen. Während die signifikant positiven auf eine bestimmte Interessensgruppe verteilt sein können, z.B. erreichter Umsatz innerhalb einer globalen Allianz, werden die negativen Folgen von einer stets größeren Gruppe getragen, z.B. ganze Volkswirtschaften. Durch diese Verteilung werden die negativen Auswirkungen weniger sichtbar. Der Umweltschutz wird nun als ein öffentliches Gesellschaftsproblem verstanden.

Ein weiteres grundlegendes Problem ist die Messung der Nachhaltigkeit bzw. der verursachten Umweltschäden. Damit umweltschädigenden Unternehmen politische Sanktionen oder Emissionskosten auferlegt werden können, müssen diese objektiv determiniert werden. Positive Auswirkungen lassen sich dabei oftmals leichter bestimmen als die verursachten Schäden, wie z.B. das Ausmaß der Umweltschaden durch jede produzierte Tonne CO_2. Zusätzlich ist durch die genannte zeitliche Diskrepanz die negative Umweltfolge einer schädigenden Handlung erst nach mehreren Jahren sichtbar. Folglich muss hier eine Transparenz der Emissionsmessungen geschaffen werden, damit auf Basis dieser Informationen Entscheidungen getroffen werden können.

Dem Problemaspekt der Messung von CO_2 und des Kraftstoffverbrauchs widmet sich diese Hausarbeit.

[15] Vgl. Becker (2008), S.71 und Bretzke und Barkawi (2010), S.48.
[16] Vgl. Deutsche Post AG (2010), S.25ff.

2.2 Eingrenzung der Transportplanung in den relevanten Themenbereich

Transport stellt einen wichtigen Bereich des menschlichen Handelns dar. Er ermöglicht und unterstützt sozialen und wirtschaftlichen Austausch. Vor allem ist der Gütertransport eine der wichtigsten wirtschaftlichen Handlungen gemessen sowohl am BNE als auch am wachsendem Einfluss des Transportes von Gütern auf die Leistung der anderen wirtschaftlichen Sektoren.[17]

Zur Einordnung der intermodalen Transportkette in die Thematik werden im folgenden Abschnitt die Grundlagen der Transportplanung erläutert. Die folgende Arbeit beschäftigt sich vornehmlich mit Problemen der operationalen Transportplanung. In diesem Abschnitt wird zunächst eine Einordnung der operativen Transportplanung in die Planungsebenen vorgenommen.[18]

Aufgabe der strategischen (langfristigen) Transportplanung ist die Bestimmung der allgemeinen Entwicklung der Firmenpolitik sowie das Formulieren von Strategien für das Transportunternehmen. Typische Entscheidungen betreffen zum einen das Design und die Entwicklung des physischen Transportnetzes und zum anderen die Beschaffung der wichtigen Ressourcen wie Standorte und Fahrzeugflotte.

Auf der taktischen (mittelfristigen) Planungsebene steht die Planung der Struktur des Transportnetzwerks sowie die Zuordnung der Ressourcen für die Durchführung des Transports im Mittelpunkt.

Die operative (kurzfristige) Planung, in der die Zeit eine wichtige Rolle spielt, ist Aufgabe von lokal eingesetzten Disponenten. Sie beschäftigt sich mit der Umsetzung und eventueller Anpassung der Zeitpläne für Dienstleistungen, Besatzungen und Wartungsarbeiten. Weiterhin wird das Routing der Fahrzeuge und der Besatzung durchgeführt sowie die Zuordnung knapper Ressourcen.

Der Transport kann in folgende Bereiche klassifiziert werden. Teilladungs-Transport (LTL, less than truckload), Komplettladungs-Transport (FTL, full truck load) sowie die Brief- Paket- und Expresszustellung.

[17] Vgl. Crainic und Laporte (1997), S. 409.
[18] Vgl. Crainic (2000), S. 274f.

Der für diese Arbeit relevante Bereich ist der Teilladungs-Transport.

Transportgüter lassen sich grundsätzlich in Massengüter und Stückgüter differenzieren. Zu der Gruppe der Massengüter gehören beispielsweise Fluide, Gase und Schüttgut. Die für diese Arbeit relevante Gruppe sind die Stückgüter, welche definitionsgemäß aus einer definierten Anzahl Kolli bestehen. Ein Kolli wird als die kleinste Verpackungseinheit (Karton, Kiste, Palette usw.) einer Warensendung verstanden. Der Transport solcher Stückgüter erfolgt üblicherweise durch sogenannte Kurier-, Express, Paketdienste, wobei die Stückgüter zum Sammelgut gebündelt werden und dadurch eine Steigerung der Kapazitätsausnutzung erreicht wird. Dieses Prinzip wird als Sammelladungsprinzip bezeichnet, bei dem die Aufgaben des Sammelns, Sortierens, Transportierens und Verteilens durchgeführt werden.[19]

Unter einem Transportprozess wird damit nicht nur die Beförderung eines Gutes verstanden sondern auch die unmittelbaren Umschlagsvorgänge betrachtet.[20]

Es stellt sich das Entscheidungsproblem der Transportplanung im Falle der Notwendigkeit eines Transports von Gütern von einem Ort zum anderen. Diese Notwendigkeit ergibt sich beispielsweise bei der Herstellung eines Produktes an verschiedenen Produktionsstandorten oder bei der Auslieferung von Produkten an Abnehmer.[21] „Im Mittelpunkt der Transportplanung stehen [...] die Wahl der Transportwege und die Bestimmung der jeweiligen Transportmengen.“[22].

Bei der Transportplanung werden Transportnetze betrachtet. Diese sind logistische Netze und sie sollen eine möglichst günstige Transportabwicklung zwischen Versender- und Empfängerort ermöglichen. Dabei soll nach Möglichkeit eine Zusammenführung der Güter erfolgen, um durch eine höhere Auslastung der verfügbaren Kapazitäten die Kosten zu senken.[23]

Das betrachtete Transportnetz besteht aus Knoten und Kanten. Knoten stellen dabei sowohl die Versender (Quellen) und Empfänger (Senken) von Sendungstransporten als auch Hubs und Depots dar. Kanten stellen die Transportrelationen zwischen den Knoten dar. Die Depots dienen als regionale Sortier-, Sammel- und Umschlagspunkte und sind Start- bzw. Zielort von Sammeltouren von den

[19] Vgl. Schulte (2010), S. 7.
[20] Vgl. Wlcek (1998), S. 8.
[21] Vgl. Günther und Tempelmeier (2005), S. 266
[22] Günther und Tempelmeier (2005), S. 266.
[23] Vgl. Wieberneit (2008), S. 15.

Versender und Verteiltouren zu den Empfängern. Hubs fungieren als zentrale Umschlags- bzw. Sortiereinrichtungen des Transportnetzes. Durch das Anfahren von Hubs im Fernverkehr sollen unrentable Direkttransporte vermieden werden.[24]

Innerhalb der Menge der Knoten wird weiter differenziert. Es werden primäre Knoten von sekundären Knoten unterschieden. Die Depots und Hubs gehören zu den primären Knoten und stellen mit den zugehörigen Kanten den dauerhaften Teil des Transportnetzes dar, denn sie sind regelmäßig für den Güterumschlag erforderlich. Die Versender und Empfänger hingegen gehören der Menge der sekundären Knoten an und sind nur zeitweise für einzelne Sendungen erforderlich.[25]

Die Lösung des Transportproblems in einem Transportnetz die Bildung von Transportketten.[26] Diese können eingliedrig oder mehrgliedrig gestaltet sein. Bei einer eingliedrigen Transportkette findet der Transport vom Versand- zum Empfangspunkt im Direktverkehr und ohne Wechsel des Transportmittels statt. Wohingegen in einer mehrgliedrigen Transportkette das Transportmittel an primären Knoten gewechselt wird. Bei Stückguttransporten wird der Transport in einer mehrgliedrigen Transportkette auf Grund der geringen Kapazitätsauslastung erfordelich. Das heißt es ist ist das Anfahren eines Depots notwendig, um die Güter für die selbe Strecke zu bündeln. Der Verkehr in einer mehrgliedrigen Transportkette kann in drei typische Phasen unterteilt werden. Die erste Phase, nämlich der Transport vom Versender zu einem Versanddepot (Konzentrationspunkt), wird als Vorlauf bezeichnet. Darauf folgend findet die zweite Phase, der Hauptlauf statt, währenddessen der Transport der gebündelten Güter vom Versanddepot zum Empfangsdepot (Auflösungspunkt) durchgeführt wird. Als letzte Phase wird der Nachlauf bezeichnet und damit der Verkehr zwischen Empfangsdepot und Empfänger. Der Vor- und Nachlauf werden als Flächenverkehre vom Hauptlauf als Streckenverkehr unterschieden.[27]

Weiterhin gibt es mehrere Verkehrsträger, die für den Gütertransport zur Auswahl stehen: Neben Flugverkehr, der in dieser Arbeit nicht betrachtet werden soll, gibt es die Straße mit dem Straßengüterverkehr, die Schiene mit dem Schienengüterverkehr und das Wasser mit der Binnenschifffahrt. Der Straßengüterverkehr ist der mit Abstand dominierende Verkehrsträger in Deutschland. Die Vorteil des

[24] Vgl. Wieberneit (2008), S. 15 und Schulte (2010), S. 80.
[25] Vgl. Schulte (2010), S. 81.
[26] Vgl. Pfohl (2010), S. 152.
[27] Vgl. Wieberneit (2008), S.16 und Pfohl (2010), S. 152.

Verkehrsträgers Straße sind vor Allem die örtliche und zeitliche Unabhängigkeit. Nachteilig ist, dass der Straßenverkehr den größten Anteil an CO_2-Emissionen erzeugt.[28]

Der Schienengüterverkehr hat den Vorteil, dass er im Emissionsvergleich am günstigsten abschneidet. Nachteilig sind allerdings die hohen Lärmemissionen.[29]

Binnenschiffe sind für den Transport von schweren, großvolumigen und wenig eiligen Gütern gefragt. Ihre Lärm- und CO_2-Emissionen sind gering. Ihr Nachteil ist, dass sie eine langsame Geschwindigkeit, unflexible Routen aufweisen sowie, dass sie durch Hoch- und Niedrigwasser erheblich eingeschränkt werden.[30]

Es bietet sich allerdings die Möglichkeit die verschiedenen Transportträger zu kombinieren und dadurch neue Potentiale innerhalb der Transportketten zu erschließen. Diese Art des Verkehrs wird als kombinierter Verkehr oder als intermodaler Verkehr bezeichnet. Der intermodale Transport ist definiert als der Transport einer Person oder einer Ladung mit mindestens zwei Verkehrsträgern, wobei der Verkehrsträgerwechsel an sogenannten Umladeterminals stattfindet.[31] Der größte Teil des Transportes wird dabei auf dem Schienengüterverkehr oder mit Binnenschiffen durchgeführt. Auf der Straße finden lediglich der Vor- und Nachlauf statt. Der intermodale Verkehr wird also dadurch charakterisiert, dass dort die Vorteile der einzelnen Verkehrsträger kombiniert werden. Der Schienen- und Binnenschiffverkehr eignen sich gut für weite Entfernungen und große Lademengen und der Straßenverkehr eignet sich besonders gut für das Einsammeln und Verteilen von Gütern auf kurzen bis mittleren Entfernungen.[32]

In den folgenden Kapiteln wird ein solcher intermodaler Verkehr betrachtet.

[28] Vgl. Öko-Institut e.V. (2007), S. 2.
[29] Vgl. Öko-Institut e.V. (2007), S. 11ff.
[30] Vgl. Öko-Institut e.V. (2007), S. 14.
[31] Vgl. Arnold et al. (2004), S.256; Crainic et al. (2007), S.467 und Irnich (2002), S. 15.
[32] Vgl. Crainic et al. (2007), S. 467.

2.3 „Grüne“ Logistik – ein nachhaltiges Logistikkonzept

Der Aspekt des nachhaltigen Agierens muss zunehmend stärker in die Logistik und vor allem in den Gütertransport integriert werden. Besonders in der operativen Logistik, welche hauptsächlich aus dem Transport, Umschlag und der Lagerung von Gütern (TUL-Logistik) besteht, existiert für den Transport in Bezug auf die Minderung der CO_2-Emissionen ein erhebliches Potential. Diese Logistikleistung ist für 23,1% der CO_2-Emissionen in der Europäischen Union verantwortlich, wobei hierzu auch der private Gütertransport zählt. [33] Innerhalb dieser CO_2-Emissionen werden 70,9% durch den Straßentransport verursacht. [34]

Zur Reduzierung der CO_2-Emissionen existieren diverse Maßnahmen. Die „grüne“ Logistik ist hierbei als ein Sammelbegriff für alle nachhaltigkeitsorientierten Maßnahmen zu verstehen, welche den Fokus darauf legt, dass die ökonomischen Ziele der Unternehmen durch ökologische Maßnahmen erreicht werden.[35] Solche ökologischen Maßnahmen sind z.B. alternative Kraftstoffbetankungen von Lastkraftwagen (LKW) zur Minderung des Emissionsausstoßes, Einsatz von Hybridfahrzeugen oder die Verlagerung des Gütertransports auf das Transportmittel Bahn oder Binnenschiff (kombinierter Verkehr). [36] Im Rahmen von Operations Research erscheint ebenfalls die Maßnahme der Optimierung von Dispositionen als sinnvoll. Hierbei können sowohl optimale Zuweisungen der Aufträge bzw. Güter auf diverse Transportmittel erfolgen, als auch die anschließenden optimalen Transportwege determiniert werden. Die Optimalität kann sich hier in der minimalen Transportlänge, der maximalen Transportlast des LKWs oder der minimalen Emissionsproduktion befinden. Diese Optimierung kann durch mathematische Modelle durchgeführt werden, wobei dies ganzheitlich in Bezug auf das gesamte Transportnetz anzuwenden ist.

[33] Siehe Europäische Kommission (2010), S.201.
[34] Siehe Europäische Kommission (2010), S.210.
[35] Für eine genauere Begriffsklärung der „grünen“ Logistik vgl. Baldauf (2010), Kapitel 2.1 und Lohre und Herschlein (2010), Kapitel 2.2.
[36] Für weitere vorgeschlagene und nachhaltige Maßnahmen vgl. Léonardi et al. (2004), S.6ff.

3 Konzept zur durchgängigen Messung des CO_2-Ausstoßes und des Kraftstoffverbrauchs über die gesamte intermodale Transportkette

3.1 Bestehende Konzepte zur Messung des CO_2-Ausstoßes im Gütertransport

3.1.1 Straßenverkehr

In der Literatur wird dem Ansatz der CO_2- und Kraftstoffverbrauchsmessung auf unterschiedliche Art und Weise begegnet. Teilweise werden die Messungen durch Simulationsmodelle durchgeführt und der Kraftstoffverbrauch und CO_2-Ausstoß direkt gemessen. Dabei werden auf dem Messstand unterschiedliche Fahrzyklen simuliert. Andere Ansätze versuchen durch mathematische Zusammenhänge der einzelnen Größen die CO_2-Emissionen zu errechnen. Diese Ansatzmöglichkeit wird auch in der vorliegenden Hausarbeit verfolgt.

Der Kraftstoffverbrauch, und damit auch die produzierte Menge an CO_2, hängt von unterschiedlichen Parametern ab, welche wie folgt kategorisiert werden können: [37]

- Fahrzeug – Kraftstofftyp, Motorkonzept, Fahrzeuggröße, Fahrzeuggewicht, technische Innovationen (z.B. Dachspoiler, Leichtlauföl, rollwiderstandsarme Bereifung), Auslastungsgrad

- Transportnetz – Transportdistanz, Straßentyp (z.B. Autobahn,

[37] Vgl. Léonardi et al. (2004), S.20 und Harris et al. (2011), S.315.

Bundes-, Landes- oder Gemeindestarße), Straßenverlauf (Neigung, Kurven), Verkehrsfluss

- Fahrverhalten – Beschleunigung, Geschwindigkeit, Gangschaltung (Drehmoment), Lenkverhalten

- Wetter – Temperatur, Wind

Aufgrund der Vielzahl von Parametern ist die Modellierung und Kalkulierung der Menge von CO_2-Emissionen komplex. Diese Komplexität ergibt sich aus der Dynamik der einzelnen Größen, sowie deren Detaillierungsgrad. Darüber hinaus ist der Einfluss der Parameter auf die Zielgröße zu bestimmen, welcher nicht immer exakt determiniert werden kann.

Werden dynamische Parameter in ein Modell integriert, so besteht die Schwierigkeit darin, diese Parameter mit ihren zeitlichen Veränderungen abzubilden. Der Wind ändert seine Richtung und die Stärke stündlich oder sogar minütlich. Dies muss für eine exakte Messung des Kraftstoffverbrauchs berücksichtigt werden. Genügt dagegen eine Schätzung, so werden vereinfachende Annahmen getroffen. Im Gegensatz zu dynamischen Parametern sind statische dadurch gekennzeichnet, dass sie ihre Ausprägung nicht ändern, wie z.B. die Fahrzeuggröße eines Transporters. Der Hauptteil der aufgezählten Parameter weist die Eigenschaft der Dynamik auf.

Abhängig von der Exaktheit des gewünschten Ergebnisses ist der Detaillierungsgrad zu bestimmen. Je höher dieser Grad gewählt wird, desto genauer ist das Ergebnis. Werden aber zu viele Parameter in das Modell aufgenommen, so kann das Modell aus unterschiedlichen Gründen eventuell nicht mehr optimal gelöst werden (in diesem Kontext bedeutet die Optimalität, dass das Modell die genaue CO_2-Menge errechnet, welche z.B. durch einen Transport von Gütern produziert wurde). Ein solcher Grund kann sich aus den Modellierungsgrenzen ergeben, wenn z.B. mathematisch nicht eindeutig zu bestimmen ist, wie sich das Lenkverhalten des Fahrers auf den CO„2-Ausstoß auswirkt.

In der folgenden Abbildung ist der Detaillierungsgrad und die damit verbundene Emissionsberechnung grafisch dargestellt:

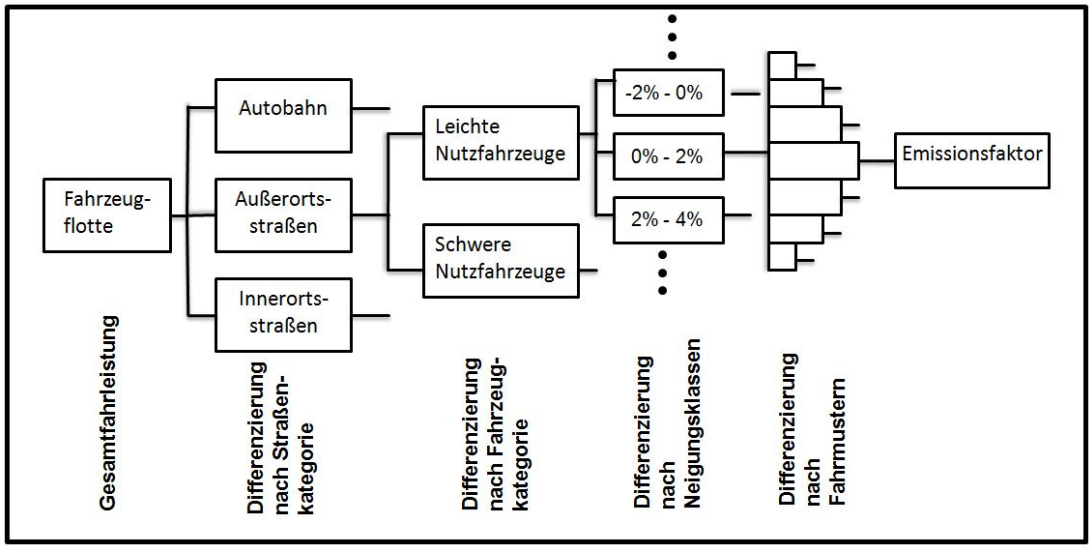


Abbildung 1 Detaillierungsgrad bei der Emissionsberechnung
In Anlehnung an: Vogt (2010), S.21.

Für eine Emissionsberechnung ist es notwendig die Aktivität (Gesamtfahrleistung) mit dem Emissionsfaktor zu verknüpfen. Der Emissionsfaktor gibt allgemein die Emissionsmenge (hier die CO_2-Menge) pro definierter Distanz an, oftmals wird dieser Faktor in Gramm pro Kilometer angegeben. Der Detaillierungsgrad der beiden genannten Größen muss für eine erfolgreiche Verknüpfung identisch sein. Hierfür ist es notwendig, dass die Gesamtfahrleistung in die einzelnen Komponenten aufgeteilt wird. Dies ist in Abbildung 1 angedeutet. Die Gesamtfahrleistung wurde anhand von Straßenkategorien, Fahrzeugkategorien, Neigungsklassen der Straße sowie Fahrmustern aufgeschlüsselt. Die Klassenbildung innerhalb der Kategorien ist subjektiv festzulegen, dies wird durch die Punkte innerhalb der Neigungsklassen angedeutet. Je feiner die Klassenbildung erfolgt, desto umfangreicher ist die Erarbeitung des Datenmaterials und der Statistiken über die verkehrstechnischen Parameter. Die Fahrmuster ermöglichen einen Rückschluss auf die Anzahl der zurückgelegten Stopps oder den Beschleunigungsvorgang. Die ermittelten Emissionsfaktoren der Straßenklassen, Fahrzeugklassen, Neigungsklassen und Fahrmuster können mit anderen Parametern, z.B. Fahrzeuggewicht, multiplikativ verknüpft werden, sodass die Gesamtemission errechnet wird.

Diverse Modellansätze in der Fachliteratur wurden entwickelt, um die Gesamtemissionsmenge im Straßenverkehr zu berechnen, wobei neben CO_2 noch weitere Schadstoffe mit in die Berechnungen aufgenommen werden (z.B. Schwefeldioxid oder Ammoniak). Einen Überblick über bereits integrierte Modellansätze, welche

mit Hilfe von Emissionsfaktoren die Emissionmengen kalkulieren, liefern Kousoulidou et al. (2010).

Emissionsmodell COPERT

Eines dieser Modelle ist das sogenannte COPERT (Computer Programme to Calculate Emissions from Road Transport). [38] Die Emissionen werden für Fahrzeugflotten und für das gesamte Land errechnet. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Gesamtemissionsmenge aus 3 unterschiedlichen Emissionsarten zusammensetzt: Emissionen beim Warmstart, Emissionen beim Kaltstart und Emissionen, welche durch die Verdampfung entstehen. Die Differenzierung zwischen einem Warm- und Kaltstart des Motors findet statt, weil bei einem arbeitendem kalten Motor höhere Emissionen produziert werden als bei einem warmen. Findet ein kalter Motorstart statt, so haben diverse Abgasminderungssysteme noch nicht ihre Betriebstemperatur erreicht, sodass mehr Emissionen an die Umwelt abgegeben werden. Desweiteren werden in COPERT 4 Schadstoffgruppen gebildet, wodurch im Rahmen dieser Hausarbeit nur noch diejenige Gruppe relevant ist, welche CO_2 enthält (Gruppe 2). Die Emissionen innerhalb dieser Gruppe werden auf Basis des Kraftstoffverbrauches errechnet, wodurch sich für die produzierte Menge an CO_2 bei einem warmen Motorstart folgende Formel ergibt:

$$EM^{CO_2}_{Technologie,Kraftstofftyp} = GF_{Kraftstofftyp} \cdot KV_{Technologie,Kraftstofftyp} \quad (1)$$

Die Emissionsmenge (EM) an CO_2 ist das Produkt aus dem Gewichtsfaktor (GF) und der Menge an Kraftstoffverbrauch (KV). Der Gewichtsfaktor ergibt sich aus der substanzspezifischen Reaktion bei der Kraftstoffverbrennung, sodass diese Variable nur von dem Kraftstofftyp abhängt. Im Falle von CO_2 gilt:

$$GF_{Kraftstofftyp} = \frac{44,011}{12,011 + 1,008 \cdot V_{H:C,Kraftstofftyp} + 16 \cdot V_{O:C,Kraftstofftyp}} \quad (2)$$

Hierbei steht $V_{H:C}$ bzw. $V_{O:C}$ für das mengenmäßige Verhältnis von Wasserstoff (H) zu Kohlenstoff (C) bzw. von Sauerstoff (O) zu Kohlenstoff in einem bestimm-

[38] Vgl. Ntziachristos und Samaras (2009), Kapitel 3.4.

ten Kraftstofftyp. Für Benzin ist $V_{H:C} = 1,8$ und $V_{O:C} = 0$, weil Benzin keine Sauerstoffatome enthält.

Die zweite Variable in Gleichung (1), Kraftstoffverbrauch, ergibt sich aus:

$$KV_{Technologie,Kraftstofftyp} = AF \cdot FS \cdot KVF_{Fahrzeug,Kraftstofftyp,Geschwindigkeit} \quad (3)$$

Die Anzahl der Fahrzeuge (AF) kann individuell bestimmt werden. Soll eine genaue Schätzung erfolgen, so können einzelne Fahrzeugschichten in die Berechnung aufgenommen werden. Fahrzeugschichten bilden Fahrzeuggruppen mit denselben Eigenschaften, wie z.B. die Fahrzeuggröße, Leergewicht des Fahrzeugs oder der Hubraum des Motors. Bei einer aggregierten Schätzung können dagegen einzelne Fahrzeugkategorien gebildet, welche nur nach dem Fahrzeuggewicht differenziert werden (siehe Abbildung 1). Ist die Anzahl der Fahrzeuge determiniert, so wird diese mit der Fahrstrecke (FS) eines einzelnen Fahrzeuges aus derselben Gruppe oder Kategorie und dem Kraftstoffverbrauchsfaktor (KVF) multipliziert. Dieser Faktor wird individuell für Fahrzeugklassen mit unterschiedlichem Fahrzeuggewicht gebildet. Bei dessen Bestimmung werden Geschwindigkeitsintervalle für diverse Fahrzeugklassen gebildet und möglichst repräsentative Funktionsschätzungen, welche von der Geschwindigkeit abhängen, für diese Intervalle gebildet (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1 Geschwindigkeitsverbrauchsfaktor für eine Fahrzeugklasse

Geschwindigkeitsintervall (km/h)	KVF (g/km)	R^2
$10 - 60$	$864 \cdot G^{-0,69}$	0,974
$60 - 130$	$59 - 0,407 \cdot G + 0,0042 \cdot G^2$	0,647

Quelle: Ntziachristos und Samaras (2009), S.51.

Bei einer Fahrtstrecke, welche sich innerhalb eines Ortes befindet, würde das erste Geschwindigkeitsintervall gewählt werden. Die Durchschnittsgeschwindigkeit (G) wird dabei in die zugehörige Funktion für die Bestimmung des Kraftstoffverbrauchsfaktors eingesetzt. Das Bestimmtheitsmaß (R^2) gibt dabei an, wieviel von der gesamten Streuung durch die vorliegende Funktion erklärt wird, sodass die erste Funktion 97,4% der Gesamtstreuung erklärt und folglich eine gute Schätzung darstellt (bei der zweiten Funktion beträgt dieser Prozentsatz dagegen nur

64,7%).

Wie bereits erwähnt, unterscheidet sich die Emissionsmenge bei einem warmstartenden Motor von einem kaltstartenden. Bei der Berechnung dieser Emissionen wird der Emissionsmenge, welche bei einem warmen Motorstart generiert wird, noch ein zusätzlicher Anteil hinzugefügt, sodass in der Literatur von einem sogenannten Kaltstartzuschlag gesprochen wird. Der Anteil der Fahrtstrecke mit einem kalten Motor an der gesamten Fahrtstrecke in einer Transportkette ist oftmals gering. Fahrzeuge von Speditionsunternehmen sind während der gesamten Arbeitszeit im Einsatz, sodass der Motor nach dem Start auf der Betriebstemperatur ist. Demzufolge werden die Kaltstartzuschläge nicht weiter betrachtet. Ebenfalls sind die Emissionen, welche durch die Verdampfung entstehen, für die CO_2-Emissionen nicht relevant, weil hiervon eine andere Schadstoffgruppe betroffen ist, sogenannte flüchtige organische Verbindungen.

Der COPERT-Modellansatz geht bei der Berechnung der Emissionen sehr differenziert vor, z.B. bei der Betrachtung unterschiedlicher Emissionsarten oder bei der präzisen Bildung der Fahrzeugklassen. Als nachteilig kann angesehen werden, dass der Gradient (Straßensteigung) und die Beschleunigung nicht berücksichtigt werden.

Emissionsmodell MEET

Das Modell MEET (Methodology for Calculating Transportation Emissions and Energy Consumption) [39] bezieht im Gegensatz zu COPERT den Gradienten in die Emissionsberechnung mit ein. Dabei werden ebenfalls wie bei COPERT Funktionsschätzungen durchgeführt, welche den Kraftstoffverbrauch für unterschiedliche Fahrzeugkategorien abbilden sollen. Diese Funktionen weisen für Fahrzeuge, welche weniger als 3,5 Tonnen wiegen, eine ähnliche Struktur auf, wie die Funktionen in Tabelle 1. Sie haben die folgende Form:

$$Koeffizient \cdot G^2 - Koeffizient \cdot G + Konstante \tag{4}$$

Hierbei steht die Variable G ebenfalls für die Durchschnittsgeschwindigkeit eines Fahrzeuges. Für Fahrzeuge mit einem höheren Gewicht als 3,5 Tonnen (schwere

[39] Vgl. Hickman et al. (1999).

Nutzfahrzeuge) wird die folgende Gleichung verwendet:

$$KV = Konstante + a \cdot G + b \cdot G^2 + c \cdot G^3 + \frac{d}{G} + \frac{e}{G^2} + \frac{f}{G^3} \tag{5}$$

Bei MEET werden für die schweren Nutzfahrzeuge 4 Klassen gebildet (3,5-7,5; 7,5-16; 16-32 und 32-40 Tonnen). Je nach dem welche Fahrzeugklasse angesprochen wird, werden die Konstante und die Koeffizienten (a-f) mit unterschiedlichen Werten in die Gleichung eingesetzt. Diese Gleichung gilt allerdings für Fahrzeuge, welche nur mit dem Leergewicht (ohne Güter) und auf einer flachen Ebene (Gradient=0) fahren. Je höher das zu transportierende Gewicht ist, desto mehr Energie muss für den Transport aufgebraucht werden, besonders in der Beschleunigungsphase. Folglich muss die Gleichung um das gesamte Fahrzeuggewicht multiplikativ erweitert werden, weil der Kraftstoffverbrauch proportional zum Energiekonsum verläuft. Ebenfalls steigt der Kraftstoffverbrauch beim positiven Gradienten bzw. sinkt beim negativen im Vergleich zum flachen Straßenverlauf, sodass dieser Faktor ebenfalls in die Gleichung integriert wird. Die Berechnung dieser beiden Größen ergibt sich wieder aus polynomialen Funktionsschätzungen. Die Emissionsmenge von CO_2 für ein bestimmtes Fahrzeug ergibt sich anschließend aus dem Produkt von dem Kraftstoffverbrauch, Gradienten- (GF) und Ladefaktor (LF) sowie der gefahrenen Fahrstrecke (FS):

$$EM^{CO_2} = KV \cdot GF \cdot LF \cdot FS \tag{6}$$

MEET basiert, genauso wie COPERT, auf Messungen von Daten, welche unter realen Bedingung bei der Fahrzyklussimulation gemessen wurden. Der große Nachteil dieses Modells ist die fixe Vorgabe von Parametern für die nach dem Fahrzeuggewicht gebildeten Fahrzeugklassen, z.B. berücksichtigt der Ladefaktor nicht das tatsächliche Gütergewicht. Es wird für die gesamte Klasse ein pauschaler Betrag gebildet, welcher sich durch die strikte Vorgabe der Koeffizienten für diese Klasse ergibt.

Emissionsmodell von Bowyer et al. (1985)

Bowyer et al. (1985) präsentieren in ihrer wissenschaftlichen Publikation einen Leitfaden für die Kraftstoffverbrauchsmessung. Ein besonderes Charakteristikum

dieses Modells ist die dauerhafte und sofortige Determinierung des Kraftstoffverbrauchs. Es wird ein Zeitintervall von jeweils 1 Sekunde gebildet, für welches die approximative Berechnung gilt. Aufgrund der genauen Kalkulationsebene enthält das Modell zahlreiche Parameter. Diese werden in die nachstehende Formel integriert:

$$KV_t = \begin{cases} \alpha + \beta_1 \cdot AK \cdot GK + (\beta_2 \cdot GW \cdot BG^2 \cdot GK/1000) & \text{, falls } AK_t > 0 \\ \alpha & \text{, falls } AK_t \leq 0 \end{cases} \tag{7}$$

Der Kraftstoffverbrauch (KV) wird für jede Zeiteinheit (t) in Milliliter pro Sekunde berechnet. Die Höhe des Kraftstoffverbrauchs ist abhängig von der Antriebskraft (AK), sodass hier eine Fallunterscheidung erfolgt. Ist die Antriebskraft nicht positiv, so entspricht der Kraftstoffverbrauch eines Fahrzeuges der Konstanten α, welche die Kraftstoffverbrauchsrate bei einem Fahrzeug im Leerlauf beschreibt. Es ist die Menge, welche aufgebracht werden muss, damit bei einem Abbremsvorgang oder beim Warten des Fahrzeuges weiterhin die technischen Prozesse funktionieren (z.B. nicht Ausschaltung des Motors). Ist die Antriebskraft dagegen positiv (beim Beschleunigungsvorgang), so berechnet sich der Kraftstoffverbrauch aus der Summe der Konstanten α und zwei weiteren Termen. Der erste davon ist das Produkt aus dem Koeffizienten β_1, welcher den Kraftstoffverbrauch pro einer Einheit an Energie beschreibt, sowie der Antriebskraft und Geschwindigkeit (GK). Der zweite Term multipliziert den Koeffizienten β_2, der Kraftstoffverbrauch pro Einheit an Energie für die Beschleunigung , mit dem Gewicht (GW) des Fahrzeugs, der Beschleunigung (BG) zum Quadrat sowie der Geschwindigkeit. Aus Gründen der passenden Skalierung wird dieser Term noch durch 1000 dividiert. Die Antriebskraft, welche nötig ist um das Fahrzeug zu bewegen, ergibt sich aus der Summation von dem Luftwiederstand, der Trägheitskraft (Kraft = Masse · Beschleunigung), der Straßenneigung und dem Rollwiderstand.

Werden alle Ergebnisse des Kraftstoffverbrauchs auf einer Zeitskala abgetragen, so ergibt sich der Gesamtverbrauch des Kraftstoffs aus dem Integral eines gewissen Zeitintervalls. Beträgt die Fahrzeit einer Fahrstrecke nur 30 Minuten (=1800 Sekunden), so müssen schon 1800 Berechnungsschritte durchgeführt werden. Das Modell ist folglich nur für etwas kürzere Fahrtstrecken geeignet. Für die Ermittlung der so generierten CO_2-Menge, muss dieser Gesamtkraftstoffverbrauch mit einem Konvertierungsfaktor multipliziert werden. Dieser wird von Akçelik und

Besley (2003) für leichte Nutzfahrzeuge mit 2,5 $\frac{g}{ml}$ und für schwere mit 2,6 $\frac{g}{ml}$ angegeben. Schwere Nutzfahrzeuge werden hierbei als Fahrzeuge definiert, welche mehr als 2 Achsen oder eine Zwillingsbereifung an der Hinterachse aufweisen, sonst gehört es zu der Klasse der leichten Nutzfahrzeuge.

Emissionsmodell von Bektas und Laporte (2011)

Ein weiteres Konzept zur Berücksichtigung von CO_2-Emissionen für den Straßenverkehr wird von Bektas und Laporte (2011) vorgestellt. Bektas und Laporte (2011) erweitern das klassische Vehicle Routing Problem zu dem Pollution Routing Problem. Dabei wird unter anderem eine Erweiterung der Zielfunktion um die Menge an Kraftstoff, an Emissionen von Treibhausgasen (wie CO_2, HC oder NO_x) und um ihre Kosten vorgenommen. Es wird ein Ansatz zur Reduktion des Energieverbrauchs beim Routing anhand eines Emissionsmodells beschrieben. Das Emissionsmodell berücksichtigt eine Reihe von Faktoren:

- Auslastung,
- Geschwindigkeit,
- Beschleunigung,
- Gradient,
- Luftwiderstand und
- Laufwiderstand

Dabei wird die Rohemissionsrate E (g/s) eines Motors betrachtet. Diese lässt sich direkt aus der Kraftstoffverbrauchsrate F (g/s) über das Verhältnis

$$E = \delta_1 \cdot F + \delta_2 \tag{8}$$

berechnen. $\delta_1$undδ_2 sind hierbei treibhausgasspezifische Emissionsindex-Parameter. Da die exakte Berechnung von F komplex ist, wird mit einer vereinfachten Approximation gerechnet und für detaillierte Informationen auf die Studien von Barth et al. (2005) und Barth und Boriboonsomsin (2009) verwiesen.

$$F \approx (k \cdot N \cdot V + (P_t/\epsilon + P_a)/\eta) \cdot U \tag{9}$$

k ist hierbei der Reibungsfaktor des Motors, N ist die Motordrehzahl, V der Hubraum, P_t ist die gesamte Zugkraftanforderung an das Fahrzeug in Watt ($W = kg \cdot m^2/s^3$), ϵ ist die Leistungskraft des Antriebs, P_a ist der Bedarf an Motorleistung (W) für Leistungsverlust (Verdunstungsemissionen) und weiteren Fahrzeugzubehör wie Klimaanlagen, η mit dem angenäherten Wert von $(0,45)$ ist ein Maß für die Leistungsfähigkeit von Dieselmotoren und U ist ein Wert, der abhängig von einigen Konstanten und N ist. Der Parameter P_t wird folgendermaßen berechnet:

$$P_t = (M \cdot a \cdot V + M \cdot g \cdot v \cdot sin\theta + 0,5 \cdot C_d \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 + M \cdot g \cdot C_r \cdot cos\rho \cdot v) \quad (10)$$

Dabei ist M (kg) die Masse des Fahrzeugs, die sich als Summe aus Leermasse und und aufgenommener Last ergibt ($M = w + f$), v (m/s) die Fahrzeuggeschwindigkeit, a (m/s^2) die Beschleunigung, g $(9,81 m/s^2)$ die Gravitationskonstante, θ der Gradient der Straße, A (m^2) ist die frontale Fläche des Fahrzeugs, ρ (kg/m^3) die Luftdichte, C_d und C_r beschreiben die Koeffizienten für den Rollwiderstand und den Luftwiderstand.

Für die Berechnung wird angenommen, dass alle Parameter bis auf die Geschwindigkeit und die aufgenommene Ladung konstant bleiben. Die Geschwindigkeit und die Ladung können sich von Kante zu Kante ändern. Es wird also davon ausgegangen, dass Fahrzeuge auf einer Kante (i,j) mit der Distanz $d_{i,j}$ und dem Gradienten $\rho = \rho_{i,j}$ mit einer durchschnittlichen Geschwindigkeit $v = v_{i,j}$ (m/s) und einer Masse $M = w + f_{i,j}$ fahren. $f_{i,j}$ ist hierbei die auf der Kante (i,j) aufgenommene Ladung. Die auf der Kante (i,j) verbrauchte Menge an Energie $P_{i,j}$ in Joule $(kg \cdot m^2/s^2)$ wird folgendermaßen approximiert:

$$P_{i,j} \approx P_t(d_{i,j}/v_{i,j}) \approx \underbrace{\alpha_{i,j}(w + f_{i,j}) \cdot d_{i,j}}_{\text{bedingt durch Ladung}} + \underbrace{\beta \cdot v_{i,j}^2 \cdot d_{i,j}}_{\text{bedingt durch Geschwindigkeit}} \quad (11)$$

Diese Gleichung lässt sich allerdings in zwei Summanden aufteilen, um zu verdeutlichen, welcher Teil des gesamten Energieverbrauchs durch welche Faktoren hervorgerufen wird.

$$\alpha_{i,j} = a + g \cdot sin\theta_{i,j} + g \cdot C_r \cdot cos\theta_{i,j} \quad (12)$$

ist die für die Kante (i,j) spezifische Konstante und

$$\beta = 0,5 \cdot C_d \cdot A \cdot \rho \quad (13)$$

ist die für das Fahrzeug spezifische Konstante. Die Berechnung des gesamten Energieverbrauchs auf der Kante (i, j) wird in Gleichung (11) anders als in Gleichung (9) durchgeführt, denn Gleichung (9) enthält fahrzeugspezifische Parameter und diese bleiben für ein ausgewähltes Fahrzeug konstant . Das bedeutet, dass der Kraftstoffverbrauch für die Kante (i, j) $F_{i,j}$ durch $P_{i,j}$ abgeschätzt wird. Die mit $P_{i,j}$ erhaltene Energiemenge in Joule lässt sich direkt in den Kraftstoffverbrauch und daraus mit Gleichung (8) die Treibhausgasemissionen berechnen.

Die Autoren nennen zwei Gründe für die Wahl dieses Emissionsmodells. Zum einen berücksichtigt das Konzept die Änderung der Ladung während der Fahrt. Dies ist in den meisten vorhandenen Emissionsmodellen, die statische Ladung annehmen, nicht der Fall. Zum anderen lässt sich das Modell auch auf Schwerlast-Fahrzeuge übertragen.[40]

Bektas und Laporte (2011) bringen dieses Emissionsmodell in ein Transportproblem (VRP) ein, indem sie den Kraftstoffverbrauch mit den zugehörigen Kosten in die Zielfunktion aufnehmen und die Zielfunktion minimieren.

Die folgende Grafik dient der Übersicht der berücksichtigten Faktoren für den Kraftstoffverbrauch in den verschiedenen erwähnten Modellen. Es ist ersichtlich, dass ein Modell umso weniger Faktoren berücksichtigt, je höher der Aggregationsgrad ist. Das Modell COPERT dient der Bestimmung des Kraftstoffverbrauchs sowie der CO_2-Menge auf einer Landesebene (Makromodell), wohingegen das Modell von Bowyer et al. (1985) auf einer sehr detaillierten Ebene (Mikromodell) agiert und folglich mehr Faktoren aufweist.

[40] Bektas und Laporte (2011), S. 1235.

	Emissionsmodell			
Faktoren	COPERT	MEET	Bowyer at al.	Bektas und Laporte
Fahrzeuggewicht	✓	✓	✓	✓
Motorgröße (Hubraum)			✓	✓
Motortemperatur		✓		
Motordrehzahl				✓
Motorreibung				✓
Kraftstofftyp	✓	✓	✓	✓
Karosserieform			✓	✓
Gradient		✓	✓	✓
Wind			✓	✓
Umwelttemperatur			✓	✓
Straßentyp			✓	✓
Beschleunigung			✓	✓
Geschwindigkeit	✓	✓	✓	✓
Gravitation				✓

Abbildung 2 Faktoren des Kraftstoffverbrauchs

Generell kann eines dieser Modelle nicht gegenüber einem anderen bevorzugt werden. In einer empirischen Untersuchung wies das Modell von Bowyer et al. (1985) eine geringere Abweichung (16%) von dem tatsächlichen Kraftstoffverbrauch auf als das Modell MEET (31%). Nach der Änderung des Fahrzeuggewichtes (von 60000 kg auf 50000 kg) und der Durchschnittsgeschwindigkeit (von 53,7 $\frac{km}{h}$ auf 64,2 $\frac{km}{h}$) betrug diese Abweichung 76% bei dem Modell von Bowyer et al. (1985) und bei MEET 22%. [41]

3.1.2 Schienenverkehr

Der nachfolgende Abschnitt widmet sich der Präsentation von Methoden zur Messung der Schadstoffemissionen im Schienenverkehr. Der Schienentransport ist ein energetisch hocheffizienter Transportmodus, dennoch werden CO_2-Emissionen durch diesen Transport erzeugt und der Sektor hat beschlossen bis 2020 diese Emissionen um 20% zu reduzieren. Gekennzeichnet ist der Schienenverkehr Vielfältigkeit und Ungleichheit. Neben der hohen Diversität in Personenverkehr ist der Güterverkehr ebenso vielfältig strukturiert. Viele Länder weisen ein eigenes Schienenverkehrsystem auf, wobei in jedem System wiederum sowohl öffentliche als auch private Verwaltung möglich ist. Die Anzahl und Unterschiedlichkeit der

[41] Vgl. Demir et al. (2011), S. 356.

im Güterverkehr eingesetzten Züge ist sehr hoch. Weiterhin werden unterschiedliche Antriebsarten, sog. Traktionstypen eingesetzt. Dies erhöht die Komplexität dieses Transportbereiches.[42]

Die Eigenschaften der Diversität und eines hohen Grades an Komplexität machen eine hinreichend präzise Modellierung von Kraftstoffverbrauch und CO_2-Emissionen häufig unmöglich.[43] Erschwerend kommt hinzu, dass der Güterverkehr nicht so regulär und strukturiert geplant wird wie der Personenverkehr und Informationen schwieriger zugänglich sind.[44] Für diesen Verkehrsträger basiert die Berechnung von Schadstoffemissionen auch auf einer Bestimmung des Energieverbrauchs und spezifischer Emissionsfaktoren.[45]

Die wichtigsten Faktoren, welche im Schienenverkehr den Kraftstoffverbrauch und CO_2 Emissionen beeinflussen, sind die folgenden:

- Traktionstyp:
- Gesamtgewicht
- Fahrverhalten: Geschwindigkeit
- Gradient

Weit verbreitet als Traktionstypen sind der Diesel- und Elektroantrieb. Für den Dieselantrieb werden die CO_2-Emissionen direkt berechnet. Für den Elektroantrieb allerdings müssen die CO_2-Emissionen indirekt aus der Elektrizitätserzeugung berechnet werden. Dabei stößt man auf das Problem, dass für die Elektrizitätserzeugung eine Reihe von Energieträgern verwendet wird: Erdöl, Erdgas, Kohle, Uran, Wasser, Wind usw. Die Verwendung von Energieträgern in unterschiedlichen Verhältnissen wird als Elektrizitäts-Mix bezeichnet und jeder Anteil an Energieträger bringt eine andere CO_2Emission mit sich. Viele Länder haben einen eigenen Strom-Mix. Somit muss für die Berechnung von CO_2Emissionen in Erfahrung gebracht werden, welche Mischung an Energieträgern zur Elektrizitätserzeugung verwendet wird. Zusätzlich wird dies durch die Tatsache verkompliziert, dass Länder untereinander mit Elektrizität handeln und somit die

[42] Vgl. Hickman et al. (1999), S.218.
[43] Vgl. López et al. (2009), S. 5393.
[44] Vgl. Hickman et al. (1999), S.218.
[45] Vgl. López et al. (2009), S. 5393.

Elektrizitätserzeugung noch schwieriger zurückzuverfolgen ist.[46]

Als der bedeutendste die CO_2-Emissionen bestimmende Faktor wird das Gesamtgewicht des Zuges betrachtet. Hierbei werden oft die Leistungs-Tonnenkilometer als Maßzahl verwendet. Dafür wird das Gewicht der Lokomotive, das Gewicht der Waggons und das Gütergewicht aufsummiert und mit der Anzahl der gefahrenen Kilometer multipliziert.

Die Geschwindigkeit spielt ebenfalls eine große Rolle und sollte für eine genaue Methode zur Berechnung des Kraftstoffverbrauchs berücksichtigt werden.

Die Berechnung von Schadstoffemissionen basiert auf der Aktivität, welche mit dem zugehörigen Emissionsfaktor multipliziert wird.

Emissionsmodell von Hickman et al. (1999)

Hickman et al. (1999) stellen ebenfalls Methoden zur Emissionsberechnung für den Schienenverkehr vor[47]. Durch die vorgestellten Methoden sollen zwei Fälle abgedeckt werden. Der erste Fall nimmt an, dass der gesamte Energieverbrauch bekannt ist. Es werden alle Züge im Personen- und Güterverkehr berücksichtigt, da es normalerweise nicht möglich ist den Energieverbrauch der Güterzüge von dem Energieverbrauch der Personenzüge quantitativ zu unterscheiden. Im zweiten Fall ist der gesamte Energieverbrauch unbekannt, denn es sollen die Emissionen für einen bestimmten Zugtypen berechnet werden. Desweiteren werden die Methoden zur Emissionsberechnung getrennt nach dem Traktionstypen, Dieselantrieb und Elektroantrieb präsentiert.

Zunächst wird der Fall betrachtet, in dem der gesamte Kraftstoffverbrauch bekannt ist. Es werden i Schadstoffe berücksichtigt. Für den Dieselantrieb werden die Kraftstoffemissionen des Schadstoffs i folgendermaßen berechnet:

$$E_i = F \cdot FSEF_i \tag{14}$$

Dabei ist E_i die Gesamtemission des Schadstoffes i im betrachteten Zeitfenster, F der totale Kraftstoffverbrauch und $FSEF_i$ der kraftstoffspezifische Emissionsfaktor (angegeben in g Schadstoff pro kg Kraftstoff). Die kraftstoffspezifischen

[46] Vgl. Hickman et al. (1999), S. 218.
[47] Vgl. Hickman et al. (1999), S.217ff.

Emissionsfaktoren werden zur Verfügung gestellt.

Für den Elektroantrieb werden die Schadstoffemissionen folgendermaßen berechnet:

$$E_i = El \cdot ElSEF_i \tag{15}$$

E_i ist die Gesamtemission des Schadstoffes i in betrachtetem Zeitfenster, El ist der Gesamtverbrauch der elektrischen Energie und $ElSEF_i$ ist der elektrische spezifische Emissionsfaktor (in g Schadstoff pro kWh). Diese Werte werden ebenfalls aufgeführt.

Wie oben erwähnt liegen Informationen über den Energieverbrauch eines bestimmten Zugtyps nicht immer vor. Im Falle des unbekannten gesamten Energieverbrauchs ist dieser Verbrauch in kJ pro Tonnenkilometer durch weitere Methoden abzuschätzen, bevor die zugehörigen Schadstoffemissionen berechnet werden können. Diese Einheit ist unabhängig vom Traktionstyp und könnte auch auf andere Traktionstypen als Diesel- und Elektroantrieb angewendet werden. Die Unterschiede in den Emissionen sind durch die spezifischen Emissionsfaktoren bedingt. Die Autoren stellen zwei Methoden zur Berechnung des Energieverbrauchs ab Seite 221 dar. Für Güterzüge berechnen sich die Emissionen für Schadstoff i wie folgt:

$$E_i = WSEC \cdot \frac{Tkm}{Tpt} \cdot BSEF_i \cdot 0,0036 \tag{16}$$

E_i ist die Gesamtemission des Schadstoffes i in betrachtetem Zeitfenster, $WSEC$ ist der gewichtspezifische Energieverbrauch des Zuges in kJ pro Tonnenkilometer, Tkm ist die transportierte Menge an Gütern im betrachteten Zeitfenster in Tonnenkilometern, Tpt ist der Ladefaktor in Frachtgewicht in Tonnen/gesamtes Zuggewicht in Tonnen und $BSEF_i$ ist der bremsspezifische Emissionsfaktor in g/kWh der produzierten Energie.

Emissionsmodell von López et al. (2009)

Die vorgeschlagene Methodik von López et al. (2009) für die Modellierung des Energieverbrauchs basiert auf einem disaggregierten Ansatz für elektrische Züge. Es wird nicht der Energiekonsum des Gütertransportes für die gesamte Landesfläche betrachtet, sondern für eine explizite Zugstrecke. Die Integration dieser Methodik in ein intermodales Transportnetz erweist sich somit als vorteilhaft, weil der Gütertransport mit einem Zug nur im Streckenverkehr erfolgt und dem-

zufolge nur eine Zugstrecke für diesen Transport benutzt wird.

Zunächst berechnet sich der Energieverbrauch, sinngleich wie im Straßenverkehr, aus dem Produkt der Aktivität und dem spezifischen Energieverbrauchsfaktor. Dieser Faktor gibt die Energiemenge an, in Wattstunde (Wh), welche nötig ist, um ein 1 kg über eine Distanz von 1 km zu transportieren, in Tonnenkilometer (tkm). Die Aktivität ergibt sich aus der Multiplikation des Gesamtgewichtes der transportierten Güter mit der Gesamtstrecke, ebenfalls in tkm. Die Kalkulation der Aktivität erweist sich als nicht komplex, da die dafür nötigen Daten für die Güter und der Fahrtstrecke oftmals schon vorliegen bzw. selbst ohne weiteres determiniert werden können. Die Bestimmung des Energieverbrauchsfaktors erweist sich dagegen als komplex, da diese Größe sowohl von den Zug-, Infrastruktur- und Betriebscharakteristika abhängt. Für die Bestimmung dieses Faktors kann sowohl ein aggregierter als auch ein disaggregierter Ansatz verfolgt werden.

Der aggregierte Ansatz besteht darin, dass der Energieverbrauchsfaktor nur eine Ausprägung annimmt, welche für alle Zuge gilt. Dabei wird für ein gewisses Zeitintervall der Gesamtenergieverbrauch durch die Gesamtaktivität dividiert. Ein auf diese Weise berechneter Energieverbrauchsfaktor repräsentiert eine Durchschnittswertbildung. Die für die Kalkulation benötigten aggregierten Daten lassen sich oftmals aus den Geschäftsberichten der jeweiligen Unternehmen extrahieren. Die Deutsche Bahn beziffert in ihrem Geschäftsbericht 2010 einen solchen Energieverbrauchsfaktor im Schienengüterverkehr auf $\approx 106 \frac{Wh}{tkm}$. [48]

Die disaggregierte Methodik von López et al. (2009) bezieht u.a. folgende Faktoren mit ein:

- Infrastruktur: Gradient, Tunnel, Kurve
- Zug: Lokomotivtyp, Durchschnittszuggewicht
- Betrieb: Durchschnittsgeschwindigkeit, Beschleunigungs- und Abbremsrate, Anzahl der Stopps

Diese Faktoren werden bei der Determinierung des Energieverbrauchsfaktors in den jeweiligen folgenden Komponenten berücksichtigt:

[48] Vgl. Deutsche Bahn (2010), S. 116.

$$EF = \frac{E^{Basis} + \Delta E^{Tunnel} + \Delta E^{Kurven} + \Delta E^{Stopps}}{LF} \tag{17}$$

Der Energieverbrauchsfaktor (EF) setzt sich zunächst aus der Energie (E^{Basis}) zusammen, welche für die Zugbewegung nötig ist, damit der Zug eine Geschwindigkeit aufrechterhalten und Steigungen durchfahren kann. Diese Energie wird errechnet, indem der Gesamtenergieverbrauch des Motors für eine Strecke durch die Masse des Zuges und die Fahrtstrecke dividiert wird. Die Energiemenge, welche durch den Motor verbraucht wird, ist abhängig von diversen physikalischen Kräften (z.B. Gravitation) und die explizite Aufführung der Formel entfällt an dieser Stelle. Zusätzlich zu dieser Energiemenge kommt noch diejenige hinzu, welche durch Tunnel (E^{Tunnel}), Kurven (E^{Kurven}) und Anhalten des Zuges (E^{Stopps}) beeinflusst wird, z.B. durch das Abbremsen und erneute Beschleunigen des Zuges.

Ist die Bestimmung des Energieverbrauchsfaktors erfolgt, so kann anschließend der Energieverbrauch für den Gütertransport eines Zuges errechnet werden. Dieser Energieverbrauch wird mit einem Emissionsfaktor multipliziert, sodass die generierte CO_2-Menge determiniert werden kann. Hier gibt der Emissionsfaktor die Menge der Emission in $\frac{g}{Wh}$ an.

3.1.3 Schiffverkehr

In diesem Kapitel sollen bestehende Konzepte zur Messung des Kraftstoffverbrauchs und des Ausstoßes von CO_2-Emissionen im Schiffverkehr vorgestellt werden. Der Binnenschiffverkehr wird häufig als der umweltfreundlichste und nachhaltigste Transportmodus bezeichnet, da hier sowohl geringere Schadstoffemissionen als auch geringerer Ressourcenverbrauch im Vergleich zur Straße und Schiene vorliegt. [49] Wobei der Schienenverkehr ähnlich gute Werte aufweist. Jedoch könnten das Wasser und die Schiene als Verkehrsträger für den Transport von Gütern ihre führende Position im Bereich der Schadstoffemissionen verlieren, wenn keine Veränderungen vorgenommen werden.[50] Auch im Schiffverkehr lassen sich unterschiedliche Parameter, die den Kraftstoffverbrauch und damit den CO_2-Ausstoß beeinflussen kategorisieren[51]:

[49] Vgl. Pauli (2010), S. 236.
[50] Vgl. Rohács und Simongáti (2007), S. 152.
[51] Vgl. Hickman et al. (1999), S. 236f.

- Schifftyp
- Betriebsart
- Motortyp
- Fahrverhalten (Geschwindigkeit)
- Kraftstofftyp

Zunächst lässt sich der Schiffverkehr grundsätzlich in zwei Fälle unterscheiden. Zum einen gibt es typische Frachtschiffe, welche auf flexiblen Routen eingesetzt werden können, und zum anderen Fähren, die eine feste Route abfahren.[52] Anhand der Abbildung 3 lässt sich die Unterscheidung erkennen. Weiterhin können

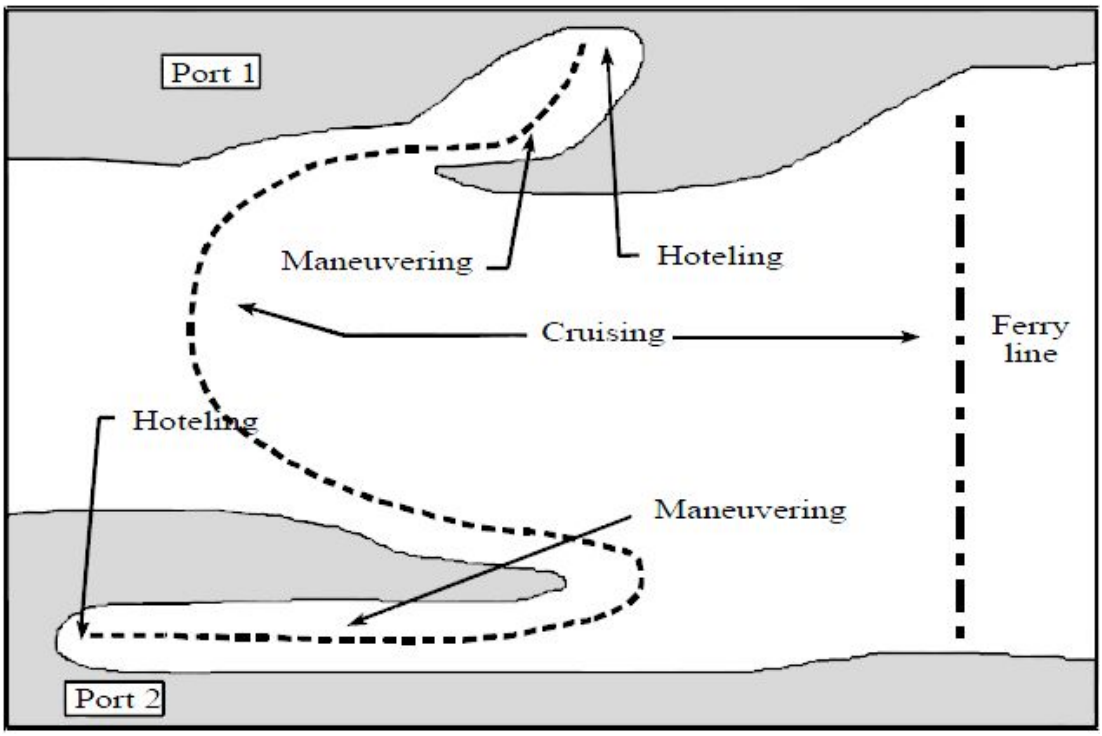


Abbildung 3 Unterteilung des Schiffverkehrs
Quelle: Hickman et al. (1999), S.236.

diese Schiffe grob in Seeschiffe und Binnenschiffe unterteilt werden. Innerhalb dieser beiden Gruppen existiert eine Vielzahl von Schifftypen, die beispielhaft in Tabelle 2 aufgeführt sind. Desweiteren zeigt Abbildung 3 die drei typischen Phasen einer jeden Schifffahrt (Betriebsart). Nämlich die Fahrt zwischen den Häfen an sich, das Manövrieren im Hafenbereich und das Ein- und Ausladen der Gü-

[52] Vgl. Hickman et al. (1999), S. 236.

Tabelle 2 Schifftypen

Binnenschiffe	**Seeschiffe**
Containerschiff	Schwergutfrachter
Gütermotorschiff	Stückgutschiff
Autotransporter	Massengutfrachter
Kühlschiff	Tankschiff

ter. Abhängig vom Schifftyp hat jede Phase unterschiedliche Bedeutung. Nicht nur während der Fahrt und während des Manövrierens wird Energie verbraucht, sondern auch während des Ein- und Ausladeprozesses bspw. für Belichtung, Heizung und Ventilation. Der Kraftstoffverbrauch während der dritten Phase ist vergleichsweise hoch und für jeden Schifftyp unterschiedlich und sollte daher in einem Emissionsmodell Berücksichtigung finden.[53]

Analog zum Straßenverkehr beeinflussen der Motortyp und die Geschwindigkeit den Kraftstoffverbrauch und den CO_2 Ausstoß eines Schiffes auf unterschiedliche Weise. Ebenso führen unterschiedliche Kraftstofftypen wie bereits erwähnt zu unterschiedlichen CO_2-Emissionen. Die Berücksichtigung aller Faktoren erhöht die Komplexität eines Emissionsmodells. Somit ist die Genauigkeit eines Emissionsmodells gegen seine Komplexität abzuwägen.

Emissionsmodell von Hickman et al. (1999) (MEET)

Hickman et al. (1999) stellen unter Anderem ein Konzept zur Emissionsmessung von Schadstoffen im Schiffverkehr vor. Es wurden zwei Methoden zur Berechnung von Schadstoffemissionen entwickelt. In Abhängigkeit des vorhandenen Informationsstandes steht entweder ein einfaches oder ein detailliertes Modell zur Verfügung. Die einfachere Methode soll dann zum Einsatz kommen, wenn Informationen über die Betriebsart eines Schiffes im Hafen nicht vorliegen oder nicht für wichtig eingeschätzt werden. Also sollen nur die Emissionen des Schiffes während der Fahrt aufgenommen werden. Die zweite, umfangreichere Methode berücksichtigt sowohl die Emissionen während einer Fahrt als auch die Emissionen während des Aufenthaltes im Hafen.[54] Beide Methoden verwenden das selbe Prinzip zur Berechnung von Schadstoffemissionen: Zunächst wird der Verbrauch an Energie bezüglich der Betriebsart des Schiffes berechnet, um daraufhin mit Hilfe von kraftstoffspezifischen Emissionsfaktoren Schadstoffemissionen

[53] Vgl. Hickman et al. (1999), S. 236.
[54] Vgl. Hickman et al. (1999), S. 236ff.

zu berechnen.[55] Die Daten für den Kraftstoffverbrauch und die Emissionsfaktoren stammen aus einer Literaturrecherche und aus einer Zusammenarbeit mit Unternehmen aus der Schifffahrtbranche.

Für beide Methoden wird ein System verwendet, welches sowohl den Schadstoff, als auch den Schifftyp, als auch den Motortyp als auch den Kraftstofftyp klassifiziert. Bei der einfacheren Methode werden $i = 1, ..., 6$ Schadstoffe, inklusive CO_2, $k = 1, ..., 12$ Schifftypen, $l = 1, ..., 7$ Motortypen und $j = 1, ..., 4$ Kraftstofftypen berücksichtigt. Zusätzlich betrachtet die erweiterte Methode $m = 1, ..., 5$ unterschiedliche Betriebsarten eines Schiffes.

Für die einfacheren Methode wird die Anzahl der Tage, an denen ein Schifftyp k mit dem Motortyp l und dem Kraftstofftyp j Fahrten durchführt benötigt. Hierbei werden die Emissionen für Schadstoff i errechnet durch:

$$E_i = \sum_{j,k,l} \underbrace{(S_{j,k} \cdot t_{j,k,l} \cdot F_{i,j,l})}_{E_{i,j,k,l}} \tag{18}$$

Dabei ist $S_{j,k}$ der tägliche Kraftstoffverbrauch des Kraftstofftyps j in einem Schifftyp k, $t_{j,k,l}$ ist die Anzahl der Betriebstage eines Schifftyps k mit dem Motortyp l und dem Kraftstofftyp j und $F_{i,j,l}$ ist der Emissionsfaktor des Schadstoffes i für einen Kraftstofftyp j in einem Motortyp l. Somit stellt $E_{i,j,k,l}$ die gesamte Emission von Schadstoff i eines Kraftstofftyps j auf einem Schifftyp k mit einem Motortyp l dar. Das Produkt $E_{i,j,k,l}$ wird über alle Kraftstofftypen, Schifftypen und Motortypen aufsummiert, um die gesamte Emission des Schadstoffes i zu erhalten.

Die zweite, umfangreichere Methode erweitert die erste, indem ein weiterer Index, nämlich die Betriebsart $m = 1, ..., 5$ für die Parameter S, t und F aufgenommen wird und damit jeder Parameter zusätzlich nach der Betriebsart unterschieden wird.

Zur Bestimmung des Kraftstoffverbrauchs eines Schiffes sowohl für die einfachere als auch für die umfangreichere Methode präsentieren Hickman et al. (1999) ab Seite 241 die Ergebnisse ihrer Analyse. In Abhängigkeit des Schifftyps wird der Kraftstoffverbrauch bei voller Leistung aufgelistet.

[55] Vgl. Hickman et al. (1999), S. 237.

Emissionsmodell von Fagerholt et al. (2009)

Fagerholt et al. (2009) betrachten das Problem der Emissionsreduzierung im Schiffverkehr. In diesem Konzept wird lediglich die Geschwindigkeit als Emissionsfaktor betrachtet. Ausgehend von dem Zusammenhang laut (www.oceana.org), dass die geringe Senkung der Geschwindigkeit eines Schiffes beträchtliche Einsparungen im Kraftstoffverbrauch und damit in den Treibhausgasemissionen liefert, stellen sie ein Konzept zur Emissionsminimierung durch eine Optimierung der Geschwindigkeit vor.[56]

Dieses ist aufgrund der Tatsache möglich, dass Emissionen proportional zum Kraftstoffverbrauch sind und der Kraftstoffverbrauch wiederum eine Funktion der Geschwindigkeit darstellt. Somit soll durch eine Geschwindigkeitsoptimierung von Schiffen die Reduzierung von Emissionen erreicht werden.[57] Dass eine kubische Funktion gut geeignet ist, um den Zusammenhang von Geschwindigkeit und Kraftstoffverbrauch ab einer bestimmten Geschwindigkeit approximativ abzubilden, zeigen mehrere Veröffentlichungen.[58]

Es wird aus praktischen Gründen das Geschwindigkeitsintervall, in dem der Kraftstoffverbrauch durch eine kubische Funktion der Geschwindigkeit approximiert werden kann, betrachtet. Unterhalb der unteren Grenze ist der Kraftstoffverbrauch bei jeder Geschwindigkeit nahezu gleich.[59]

Für die Schifffahrten werden Knoten $k = 1, 2, 3, ..., n$ und vordefinierte Routen bzw. Kanten $(k, k+1)$, die für $k = 1, 2, 3, ..., n-1$ definiert sind, mit der Länge $d_{k,k+1}$ betrachtet. Das Verhältnis der Geschwindigkeit $v_{k,k+1}$ und der Fahrtzeit $t_{k,k+1}$ für diese Kante setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$d_{k,k+1} = v_{k,k+1} * tk, k+1, \qquad k = 1, 2, 3, ..., n-1 \tag{19}$$

Wie oben erwähnt, wird ein Geschwindigkeitsintervall zwischen v_{min} und v_{max} betrachtet. Der Kraftstoffverbrauch soll daher auch innerhalb dieser Grenzen approximiert werden. Anhand der Gleichung (19) lässt sich erkennen, dass der Kraftstoffverbrauch für eine Entfernungseinheit oder eine bestimmte Kante eine Funktion der Geschwindigkeit $f(v)$ ist.[60] Dieser Zusammenhang wurde anhand

[56] Vgl. Fagerholt et al. (2009), S. 523.
[57] Vgl. Fagerholt et al. (2009), S. 523.
[58] Ryder et al. (1979), S.17; Ronen (1982) und Manning (1956), S.45
[59] Vgl. Fagerholt et al. (2009), S. 523f.
[60] Vgl. Fagerholt et al. (2009), S. 525.

tatsächlicher Daten für ein bestimmtes Schiff empirisch bestimmt. Damit kann der Kraftstoffverbrauch pro Seemeile, der für das Intervall 14 bis 20 Knoten gültig ist, durch

$$f(v) = 0,0036 \cdot v^2 + 0.1015 \cdot v + 0.8848 \tag{20}$$

bestimmt werden. Dieser Zusammenhang ist grundlegend für das von Fagerholt et al. (2009) entwickelte Modell zur Emissionsreduzierung durch Geschwindigkeitsoptimierung. In der Zielfunktion wird dazu die Länge einer Kante $d_{k,k+1}$ mit der Funktion für den Kraftstoffverbrauch $f(v_{k,k+1})$ multipliziert und über alle definierten Kanten aufsummiert:

$$\sum_{k=1}^{n-1} d_{k,k+1} \cdot f(v_{k,k+1}) \tag{21}$$

Die Minimierung dieser Summe entspricht der Minimierung des Kraftstoffverbrauchs über alle Kanten und damit der Minimierung der Schadstoffemissionen.

3.2 Modellierungsansatz zur Berechnung der CO_2-Emissionen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Detaillierungsgradebenen

3.2.1 Streckenverkehr

Der im folgenden entwickelte Modellierungsansatz bezieht sich zum Teil auf bereits aufgezeigte Emissionsmodelle aus dem vorherigen Kapitel 3.1. Der Ansatz präsentiert eine Möglichkeit zur Kalkulierung der CO_2-Emissionen aus dem Güterverkehr unter der Abhängigkeit diverser Detaillierungsgradebenen (siehe Abbildung 4, Kapitel 3.2.1). Dabei ist die Anzahl der mit in das Modell aufgenommenen Parameter umso höher, je größer dieser Detaillierungsgsrad gewählt wird. Besteht die Absicht in einer groben Schätzung der entstandenen CO_2-Menge bei einem Gütertransport von Hannover bis München, so ist die Wahl eines hohen Detaillierungsgrades nicht zielführend. Diesbezüglich werden nachstehend 3 Detaillierungsebenen unterschieden, welche dieser Abbildung entnommen werden können:

Der Ansatz konzentriert sich zunächst auf den Streckenverkehr. Wie in Kapitel 2

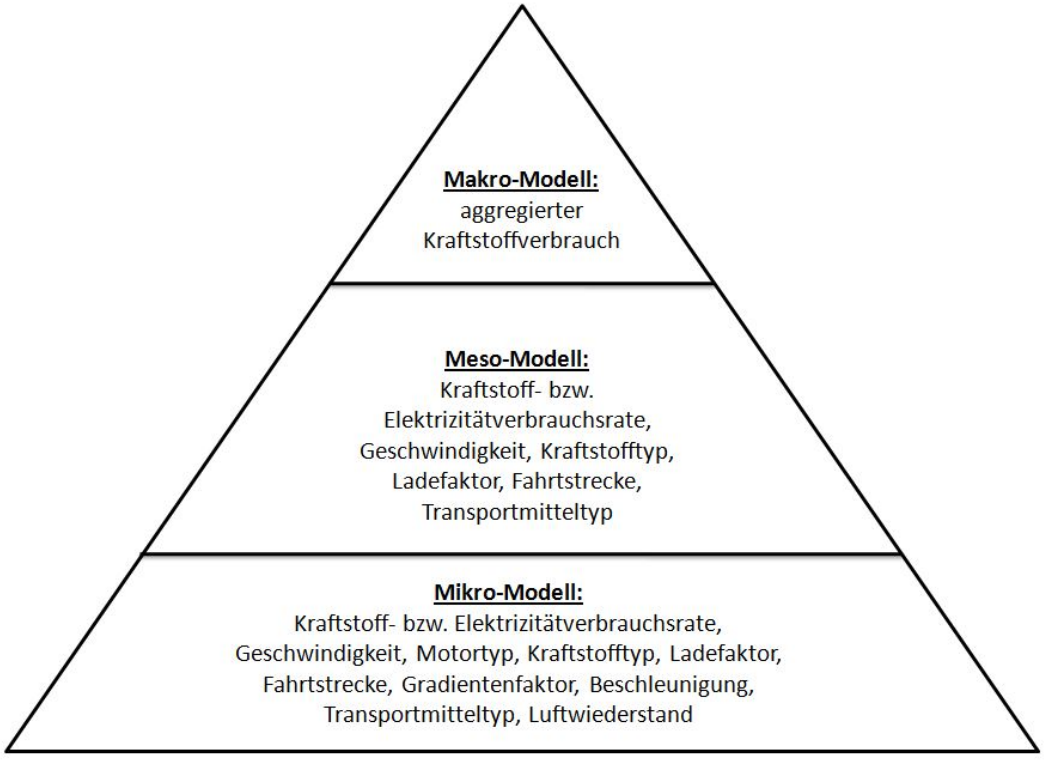


Abbildung 4 Modelle in Abhängigkeit der Detaillierungsgradebenen
Quelle: Eigene Darstellung

bereits beschrieben, dient der Streckenverkehr dazu gebündelte Güter über weitere Entfernungen zu transportieren nachdem sie im Vorlauf eingesammelt wurden und bevor sie im Nachlauf verteilt werden. Abbildung 5 bietet eine mögliche Darstellung des Streckenverkehrs an.

Abbildung 5 Streckenverkehr
Quelle: Eigene Darstellung

Das Makro-Modell ist das am stärksten aggregierte Modell. Für die Berechnung der CO_2-Emissionsmenge auf dieser Ebene genügt der aggregierte Kraftstoffverbrauch. Es ist diejenige Menge, welche für den Gesamtransport im Streckenver-

kehr aufgebraucht wird. Diese Daten können z.B. direkt von Onboardsystemen[61] abgelesen werden. Im Vergleich zum Makro- ist das Meso-Modell abhängig von Daten mit einer höheren Genauigkeit. Es sind u.a. Informationen über die Kraftstoffverbrauchsrate, d.h. die Menge an Kraftstoff, welche auf einer gewissen Distanz (oft 1 km) verbraucht wird, oder den Ladefaktor notwendig. Zusätzlich werden die einzelnen Verkehrsträger (Fahrzeug, Zug, Schiff) kategorisiert in verschiedene Klassen. Beim Mikro-Modell kommen zusätzlich zu den genannten Parametern u.a. noch der Motortyp, Gradientenfaktor oder der Luftwiderstand hinzu, sowie die Vollziehung einer genaueren Differenzierung der einzelnen Klassen, z.B. der Fahrzeugklassen. Wie bereits erwähnt, ist der Emissionsfaktor notwendig für die Determinierung der generierten CO_2-Emissionsmenge. Dieser ist ebenfalls von mehr Parametern abhängig, je größer der Detaillierungsgrad gewählt wird.

Annahmen für den Streckenverkehr

Für die Modellierung der CO_2-Emissionsmenge im Streckenverkehr werden folgende Modellannahmen getroffen. Es werden die Transportmodi $m = 1, 2, 3$ Straßen-, Schienen- und Binnenschiffverkehr betrachtet. Der Wechsel des Transportmodus innerhalb einer Fahrt ist an einem intermodalen Depot möglich. Für den Straßenverkehr wird angenommen, dass ausschließlich die Autobahn als Straßentyp verwendet wird. Der Schienen- und Wasserverkehr wird ebenfalls auf einem Typ Schiene und Wasserstraße durchgeführt. Bei der Berechnung des Kraftstoffverbrauchs gehen wir von proportionalen Zusammenhängen zwischen dem Kraftstoffverbrauch und den ihn beeinflussenden Parametern aus. Weiterhin wird angenommen, dass der Kraftsoff vollständig im Verbrennungsmotor verbrennt und keine zusätzlichen Emissionen entstehen.

Indexmengen

- $\mathcal{M}$ Transportmodi (Straße, Schiene, Wasser) mit $m = 1, 2, 3$
- $\mathcal{T}$ Transportmitteltypen mit $t = 1, ..., x$
- $\mathcal{G}$ Geschwindigkeitsintervalle mit $g = 1, ..., y$
- $\mathcal{K}$ Kraftstofftypen mit $k = 1, ..., z$
- $\mathcal{N}$ Motortyp mit $n = 1, ..., w$
- $\mathcal{L}$ Luftwiderstand mit $l = 1, ..., v$

[61] Der Begriff des „Onboardsystems“ ist ein Sammelbegriff und steht für verschiedene Fahrzeug-Endgeräte, welche u.a. den Kraftstoffverbrauch dauerhaft messen (vgl. Léonardi et al. (2004), Kapitel 6).

Parameter

E	CO_2-Emission
KEV	Kraftstoff- und Elektrizitätsverbrauch auf der gesamten Strecke
EF	CO_2-Emissionsfaktor
LF	Ladefaktor
S	Streckenlänge
$KEVR$	Kraftstoffverbrauchsrate
GF	Gradientfaktor
BF	Beschleunigungsfaktor

Makro-Modell

Das Makromodell ermöglicht, wie erwähnt, die Berechnung der CO_2-Emissionsmenge auf der obersten Detaillierungsebene. Für den Schienenverkehr werden die beiden Traktionstypen Dieselantrieb und Elektrizitätsantrieb betrachtet. Die dafür benötigte Gleichung sieht wie folgt aus:

$$E = \sum_{m} KEV_m \cdot EF_m \tag{22}$$

Zunächst wird der Kraftstoff-und Elektrizitätsverbrauch KEV_m für den Modus m betrachtet. Der Kraftstoffverbrauch gilt für Straßenfahrzeuge, Schiffe und dieselbetriebene Lokomotiven, der Elektrizitätsverbrauch gilt hingegen für elektrizitätsbetriebene Lokomotiven. Dementsprechend wird der zum Modus zugehörige Emissionsfaktor EF_m an den Kraftstoff-und Elektrizitätsverbrauch KEV_m heranmultipliziert um die Emissionsmenge E errechnen zu können.

Meso-Modell

Für die zweite Detaillierungsebene, das Meso-Modell, kommen zwei weitere Parameter hinzu: der Ladefaktor und die Streckenlänge. Desweiteren werden jetzt $t = 1, .., x$ Transportmitteltypen,$g = 1, ..., y$ Geschwindigkeitsintervalle $k = 1, .., z$ unterschieden.

$$E = \sum_{m} \sum_{t} \sum_{k} \sum_{g} KEVR_g \cdot LF \cdot S \cdot EF_{m,t,k,g} \tag{23}$$

$KEVR_{k,g}$ ist nun die Kraftstoff- und Elektrizitätsverbrauchsrate pro eine Längeneinheit für einen bestimmten ein Geschwindigkeit g. Diese Größe ließe sich für den Straßenverkehr anhand der Gleichung (5) und für den Schiffverkehr anhand der Gleichung (20) bestimmen. Für den Schienenverkehr sei an dieser Stelle auf Hickman et al. (1999) ab Seite 221 verwiesen. Diese Verbrauchsrate wird dem Ladefaktor L multipliziert, da eine größere Ladung den Kraftstoffverbrauch erhöht. Der Ladefaktor bei einem Lehren Transportmittel ist gleich 1 und erhöht sich mit steigender Ladung. Die Streckenlänge S vergrößert den Kraftstoff-. und Elektrizitätsverbrauch ebenfalls. Der CO2-Emissionsfaktor nimmt in diesem Modell nicht nur für den Transportmodus sondern zusätzlich für den Transportmitteltypen, den Kraftstofftypen und für das Geschwindigkeitsintervall einen unterschiedlichen Wert an. Dieser Zusammenhang kann anhand der Abbildung 6 betrachtet werden.

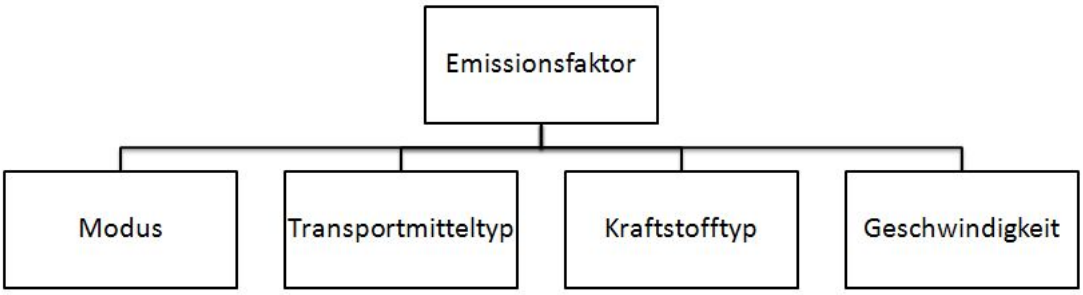


Abbildung 6 Abhängigkeit des Emissionsfaktors im Meso-Modell
Quelle: Eigene Darstellung

Mikro-Modell

Auf der Mikroebene kommen zusätzlich noch weitere Parameter hinzu. Der Gradientenfaktor und der Beschleunigungsfaktor des Transportmittels. Die sich nun ergebende Formel für die Berechnung der CO_2-Emissionsmenge ist:

$$E = \sum_m \sum_t \sum_k \sum_g \sum_n \sum_l KEVR_{k,g,n} \cdot LF \cdot S \cdot GF \cdot BF \cdot EF_{m,t,k,n,g,l} \quad (24)$$

Die Kraftstoff- bzw. Elektrizitätsverbrauchsrate ist hier noch zusätzlich zur Geschwindigkeit und dem Kraftstofftyp auch noch von dem Motortyp abhängig. Die Typisierung erfolgt nach dem Hubraum des Motors. Der Gradientenfaktor nimmt den Wert 1 an, falls die Fahrtstrecke nicht an Höhe gewinnt bzw. verliert. Bei einem Anstieg ist er dagegen > 1 und bei einem Abstieg < 1. Der Beschleunigungsfaktor weist den Wert von 1 auf, wenn das Transportmittel eine gewisse Geschwindigkeit während der Fahrt beibehält oder diese bei einem Abbremsvorgang reduziert. Der Wert von 1 wird überstiegen, wenn die Geschwindigkeit ansteigt. Der CO_2-Emissionsfaktor ist im Vergleich zum Meso-Modell hier noch zusätzlich abhängig von dem Motortyp und dem Luftwiderstand. Der Luftwiderstand kann in Abhängigkeit der Geschwindigkeitsintervalle angegeben werden. Die nachstehende Abbildung zeigt die Einflussgrößen des Emissionsfaktors auf:

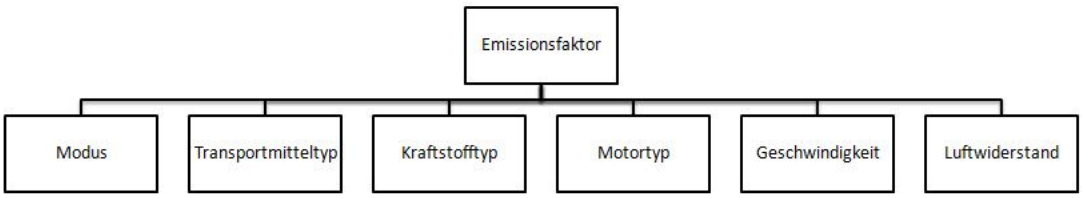


Abbildung 7 Abhängigkeit des Emissionsfaktors im Mikro-Modell
Quelle: Eigene Darstellung

3.2.2 Flächenverkehr

Für den Flächenverkehr wird durch das folgende Emissionsmodell eine Möglichkeit vorgeschlagen, CO_2-Emissionsmengen zu bestimmen. Dieser Ansatz basiert auf dem Konzept von Bektas und Laporte (2011), welcher in Kapitel 3.1.1 vorgestellt wurde.

Im Unterschied zum Streckenverkehr welcher ausschließlich über lange Entfernungen zwischen Depots stattfindet, ist der Flächenverkehr durch Sammel- und Verteiltouren über relativ kurze Entfernungen mit dem selben Start und Zieldepot charakterisiert. Beispielhaft ist der Flächenverkehr in Abbildung 8 dargestellt.

Der übliche Verkehrsträger für den Flächenverkehr ist die Straße, da aufgrund der wechselnden Anfahrtstellen örtliche und zeitliche Flexibilität der transportie-

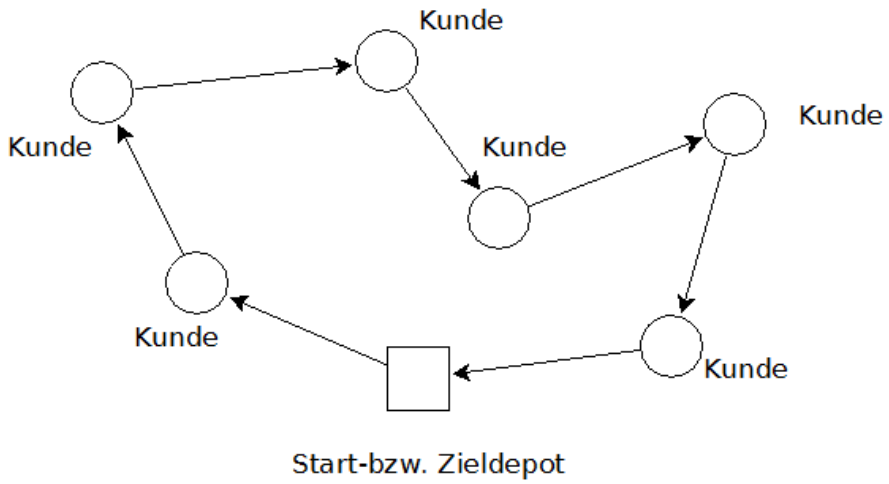


Abbildung 8 Sammel- bzw. Verteiltour im Flächenverkehr
Quelle: Eigene Darstellung

renden Fahrzeuge unabdingbar ist. Während einer Tour werden die zu transportierenden Güter entweder an mehreren Stellen eingesammelt oder bei mehreren Stellen verteilt. Das heißt, dass nach jedem Halt sich die Ladung verringert oder erhöht, da Güter ein- und ausgeladen werden und dies im Emissionsmodell eine Berücksichtigung finden sollte.

Annahmen für den Flächenverkehr

Es wird die Menge der Kanten $a = 1, ..., u$ betrachtet, auf denen der Transport auf einer Route zwischen Depots durchgeführt wird. Die Emissionsberechnung findet für jede einzelne Kante statt, da die Ladung und die Geschwindigkeit für jede Kante als konstant betrachtet werden und erst nach dem Anfahren eines Depots eine anderen Wert annehmen können. Weiterhin werden $k = 1, ..., z$ Kraftstofftypen betrachtet. Ebenso wie im Streckenverkehr wird hier angenommen, dass der Kraftstoff vollständig im Verbrennungsmotor verbrannt wird, so dass keine zusätzlichen Emissionen entstehen. Für jede Kante wird explizit der Gradient und das Gewicht der Ladung betrachtet.

Indexmengen

$\mathcal{A}$ Kanten mit $a = 1, ..., u$

$\mathcal{K}$ Kraftstofftypen mit $k = 1, ..., z$

Parameter

α_a	kantenspezifischer Parameter
E_a	Emissionsmenge an CO2 für die Kante a
L_a	Gewicht der transportierten Ladung auf Kante a
S_a	Länge der Kante a
v_a	Fahrzeuggeschwindigkeit auf Kante a
EKF_k	Energiekonvertierungsfaktor für Kraftstofftyp k
EF_k	Emissionsfaktor für Kraftstofftyp k

$$E_a = \sum_k \left[\left(\alpha_a \cdot L_a \cdot S_a + \beta_k \cdot v_a^2 \cdot S_a \right) \cdot EKF_k \right] \cdot EF_k \quad \forall a \tag{25}$$

Mit der Gleichung (25) soll die Menge an CO_2-Emissionen für die Kante a berechnet werden. Sie wird für jeden Kraftstofftypen k aufgestellt. Sie besteht grundsätzlich aus zwei Summanden, welche anschließend mit zwei Faktoren multipliziert werden. Der erste Summand gibt die durch die Ladung bedingten und der zweite Summand gibt die durch Geschwindigkeit bedingten CO_2-Emissionen an. α_a ist der für Kante a spezifische Parameter bezüglich der Beschleunigung des Fahrzeugs, des Gradienten und des Rollwiderstands der Kante. Gleichung (12) gibt die Berechnung dieses Parameters an. Dieser Parameter wird mit dem Gewicht der Ladung L_a in kg und der Länge der Kante L_a multipliziert.

β die fahrzeugspezifische Konstante, die den Luftwiderstand berücksichtigt, kann durch Gleichung (13) berechnet werden. Diese wird mit der quadrierten Geschwindigkeit v^2 und mit der Länge der Kante L_a multipliziert. Das Ergebnis dieser beiden Summanden ist die verbrauchte Energie auf der Kante a in in der Einheit Joule ($= kg \cdot m^2/s^2$). Dieser Energiewert lässt sich direkt in einen Kraftstoffverbrauch umrechnen, indem er mit dem Energiekonvertierungsfaktor EKF_k des Kraftstofftyps k multipliziert wird. Der so erhaltene Kraftstoffverbrauch kann mit Hilfe des Emissionsfaktoren für den Kraftstofftyp k in die Emissionsmenge E_a umgerechnet werden. Durch die Summation über alle Kraftstofftypen k wird die Emissionsmenge für alle Kraftstofftypen berücksichtigt.

4 Diskussion

4.1 Stärken des Modells

Das Ziel der Arbeit war die Vorstellung eines Konzeptes zur durchgängigen Messung des CO_2-Ausstoßes und des Kraftstoffverbrauchs über die gesamte intermodale Transportkette. Dieses Ziel konnte mit Einschränkungen verwirklicht werden. Basierend auf den in der Literatur vorgestellten Konzepten zur Messung des Kraftstoffverbrauchs und des Emissionsausstoßes, wurden Konzepte zur Messung von CO_2-Emissionen zum einen im Streckenverkehr und zum anderen im Flächenverkehr vorgestellt. Diese Konzepte sind in der Form noch nicht auf eine gesamte intermodale Transportkette anwendbar. Die Anwendung auf die gesamte intermodale Transportkette lässt sich allerdings durch einen weiteren Schritt erreichen. Die CO_2-Emissionen für eine Wareneinheit können für den Streckenverkehr anteilig anhand des Gewichts der Ware berechnet werden. Für den Flächenverkehr gilt dies analog, allerdings müssen zusätzlich die in Anspruch genommenen Kanten für den Transport der Ware bei der Emissionsberechnung aufsummiert werden. Durch die Bildung der Summe aller Emissionen aus Vor-, Haupt- und Nachlauf lässt sich die gesamte Menge des Kraftstoffverbrauchs und damit die CO_2-Emissionsmenge für eine Wareneinheit berechnen.

Der Beitrag dieser Ausarbeitung setzt sich aus mehreren Punkten zusammen. Der erste Punkt betrifft die Darstellung bestehender Konzepte der Messung von Kraftstoffverbrauch und CO_2-Emissionen in der Literatur. Der zweite Punkt besteht in der Vorstellung eines Konzeptes, welcher bereits bestehende Ansätze kombiniert. Der Beitrag zeigt sich zum einen durch die Betrachtung mehrerer Transportmodi für den Streckenverkehr. Dazu gehört die Berücksichtigung der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasser. Aufgrund des steigenden Nachhaltigkeitsbewusstseins, wird der Einsatz von mehreren Transportmodi immer präsenter. Zum anderen wird eine Reihe von Faktoren im Strecken- sowie im Flächenverkehr berücksichtigt, die den Kraftstoffverbrauch und damit den CO_2-Ausstoß

zusätzlich erhöhen. Zu diesen Faktoren zählt der Luftwiderstand, der Kraftstofftyp, der Traktionstyp, der Fahrzeugtyp usw. Für die Berechnung im Streckenverkehr wurden drei Detaillierungsebenen vorgeschlagen, die in Abhängigkeit der erwünschten Genauigkeit der Emissionsberechnung zur Auswahl stehen.

Es besteht weiterhin die Möglichkeit das Emissionsmodell in ein mathematisches Optimierungsmodell in Form eines Transportproblems einzubetten. Dort ließe sich beispielsweise die Emissionsberechnung in einer Zielfunktion einbringen und die Emissionsmenge minimieren.

4.2 Schwächen des Modells

Der in dieser Arbeit vorgeschlagene Modellierungsansatz für die Kalkulierung der CO_2-Emissionen wurde, wie genannt, unter diversen Annahmen vorgestellt. Diese Annahmen dienen der teilweisen Bewältigung der sich ergebenden Schwierigkeiten bei der Modellierung. Eine dieser Annahmen ist der proportionale Zusammenhang zwischen dem Kraftstoff- bzw. Elektrizitätsverbrauch und den Parametern, welche diesen beeinflussen. In der Realität gilt dieser Zusammenhang nicht für alle Parameter. So steigt der Luftwiderstand ab einer gewissen Geschwindigkeit exponentiell an. Ebenfalls steigt der Energieverbrauch, und damit der Kraftstoffverbrauch, nicht proportional zum Anstieg des Gradienten an. Das Handbuch für Emissionsfaktoren gibt dafür den folgenden Zusammenhang an (dies gilt für 3 Personenkraftwagen, wobei für Lastwagen ein sinngleicher Zusammenhang erfolgt):

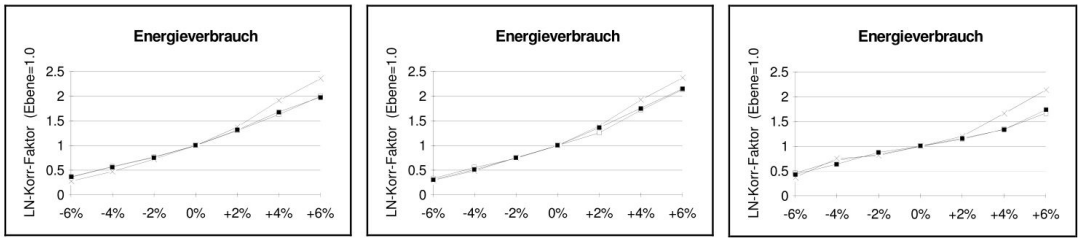


Abbildung 9 Abhängigkeit des Energieverbrauchs von der Neigung und dem Straßentyp
Quelle: Keller und de Haan (2004), S. 47.

Die Straßentypreihenfolge für die Quadranten von links ist: Autobahn, außerorts und innerorts. Es ist zu sehen, dass der Energieverbrauch innerhalb der angege-

benen Neigung gut durch eine lineare Funktion approximiert werden kann, doch steigt die Neigung über die +6%, so ist zu erkennen, dass der Energieverbrauch überproportional zunimmt.

Desweiteren wird in dem von uns vorgeschlagenen Modellansatz keine Dynamik berücksichtigt. Die Größe der berechneten Parameter wird innerhalb einer Fahrstrecke als konstant angenommen. Für ein exaktes Ergebnis müssten die Größen durchgehend während der gesamten Fahrstrecke berechnet werden, weil u.a. die Geschwindigkeit oder der Gradient sich oft ändern und der Kraftstoffverbrauch somit schwankt. Schon innerhalb eines kurzen Zeitintervalls von 118 Sekunden kann die Geschwindigkeit und der Kraftstoffverbrauch wie folgt variieren:

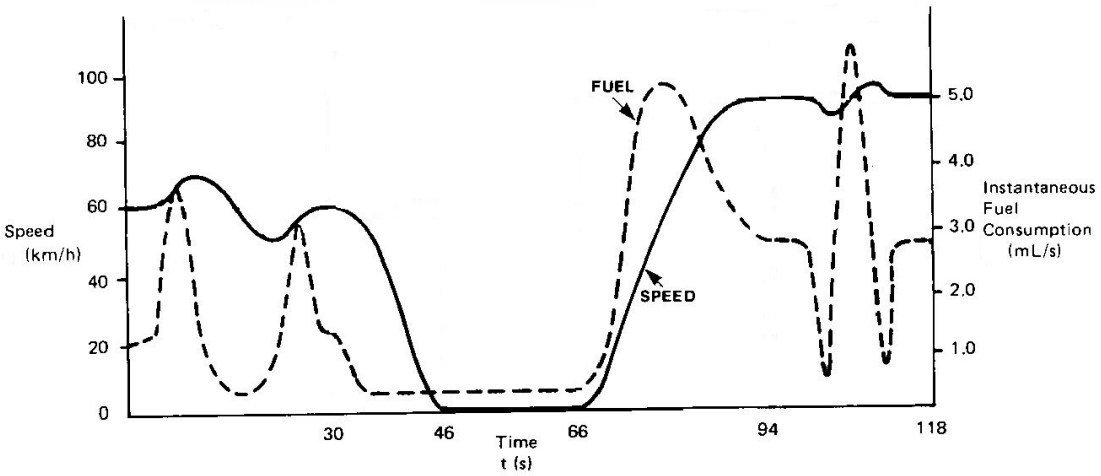


Abbildung 10 Geschwindigkeit- und Kraftstoffverbrauchsschwankung
Quelle: Bowyer et al. (1985), S. 3.

Es ist zu erkennen, dass auch bei einem eher glatten Geschwindigkeitsverlauf die Geschwindigkeit stark schwankt. Schon in den ersten 30 Sekunden variiert der Kraftstoffverbrauch ca. zwischen 0,5 - 3,5 $\frac{ml}{s}$ und die Geschwindigkeit nur ca. zwischen 50 - 70 $\frac{km}{h}$. Generell kann gesagt werden, je asymmetrischer die Schwankungen um einen Durchschnittswert sind, desto ungenauer ist die Schätzung. Folglich ist der Abweichungsgrad der Schätzung vom exakten Wert abhängig von der individuellen Situation, wodurch z.B. die Bildung von Geschwindigkeitsintervallen nicht immer als zu stark approximierend anzusehen ist.

Sich weitere ergebende Schwierigkeiten bei der Modellverwendung sind, z.B. der Energiemix oder die Tiefe der Vorkette. Diverse Stromanbieter beziehen den Strom, welchen sie national anbieten, zu einem gewissen Prozentsatz aus Stro-

manlagen von anderen Ländern. Desweiteren bestehen unterschiedliche Verfahren für die Stromgenerierung. Strom kann durch Windkraftanlagen produziert werden oder aber auch durch Atomkraftwerke. Möchte der Endverbraucher den CO_2-Ausstoß für einen Gütertransport durch einen Zug berechnen, so besteht die Problematik, dass zunächst bestimmt werden muss, wo und wie der Strom produziert wurde, damit der Umrechnungsfaktor für die CO_2-Bestimmung festgelegt werden kann. Dieses Problem genau zu lösen ist nicht möglich, da der Strom in das gesamte Stromnetz eingespeist wird. Ebenfalls muss festgelegt werden, welche CO_2-Emissionsmenge einem Transportmittel für den Gütertransport oder einem Lager für die Güterlagerung zugeteilt wird. Soll nur diejenige Emissionsmenge berechnet werden, welche direkt beim Gütertransport bzw. -lagerung entsteht, oder ist die Emissionsmenge, welche durch die Strombeförderung entsteht, auch noch dem Transportmittel und Lager zuzuweisen? Diese Vorkette kann auch noch erweitert werden, indem einem Gut anteilig diejenige Emissionsmenge zugeteilt wird, welche beim Bau des Lagers entstand oder durch die Energieanlagen produziert wird. Die Länge der Vorkette muss bei der Berechnung der CO_2-Menge eindeutig definiert werden. In unserem vorgestellten Modellierungsansatz betrachten wir die Emissionsmenge, welche direkt durch den Energieverbrauch am Fahrzeug entsteht.

Ebenfalls können noch weitere Fehlerarten begangen werden. Generell können bei jedem Modellierungsansatz Abstraktionsfehler oder Modellierungsfehler entstehen. Abstraktionsfehler entstehen, wenn der zu modellierende Sachverhalt bzw. Realitätsausschnitt nicht in korrekter Art und Weise abgebildet wird. Werden z.B. bei der CO_2-Messung eines Fahrzeugs das Fahrmuster des Fahrers und die Anzahl der Stopps an den Ampeln nicht berücksichtigt, so ist die Realität nicht exakt abgebildet worden, wodurch das Ergebnis verfälscht wird. Bei der Abbildung der Realität sollten alle Faktoren, welche das Ergebnis beeinflussen, mit in das Modell aufgenommen werden. Aber auch wenn alle Faktoren berücksichtigt werden, können Modellierungsfehler bei der Modellentwicklung vorliegen. Diese treten auf, falls z.B. inkorrekte Zusammenhänge zwischen der endogenen und den exogenen Variablen vorliegen. In unserem Modell haben wir einen proportionalen Zusammenhang angenommen, obwohl dies, wie aufgezeigt, nicht immer der Fall ist. Generell treten Modellierungsfehler immer dann auf, wenn der Realitätsausschnitt inkorrekt in ein mathematisches Modell überführt wird. Darüber hinaus können auch Fehler auftreten, obwohl ohne Fehler die Realität abgebildet, das Modell aufgestellt und gerechnet wurde. Der Anwender kann sogenannte Interpretationsfehler begehen, wenn z.B. die Tiefe der Vorkette nicht bekannt ist

und die errechnete CO_2-Emissionsmenge nur direkt auf das Fahrzeug bezogen wird. Folglich müsste bei einer Modellanwendung immer bekannt sein, was die Inputdaten messen und wie sie sich zusammensetzen.

Ein weiterer Nachteil unseres Modellierungsansatzes ist, dass der CO_2-Ausstoß, welcher beim Lagern und Umschlagen der Güter entsteht, innerhalb der intermodalen Transportkette nicht berücksichtigt wird. Sollen die CO_2-Emissionen einem Gut indirekt zugerechnet werden, so muss der Energieverbrauch bekannt sein, welcher nötig ist, um dieses Gut zu lagern und von einem Transportmittel auf das Lager bzw. auch umgekehrt umzuschlagen. Die Determinierung dieser Energiemenge erweist sich als schwierig, da u.a. eine Vielzahl an Lager- und Fördersystemen existieren. [62] Abhängig von der Systemart und der technischen Realisierung variiert der Energieverbrauch. Ebenfalls erweist sich die Zurechnung der verbrauchten Energiemenge zu einem Gut als problematisch, da der Warenbestand oft täglich variiert. Ist z.B. ein Förderband oder eine Kühlanlage kontinuierlich im Einsatz, so ist nicht genau bestimmbar, welchen Anteil an diesem Energieverbrauch ein Gut einer gewissen Art hat. Folglich errechnen Harris et al. (2011) in ihrem Modellierungsansatz die CO_2-Emissionsmenge im Lager anhand von Durchschnittswerten, welche den Energieverbrauch pro Quadratmeter angeben und multiplizieren diesen mit einem CO_2-Emissionsfaktor.

[62] Vgl. Ten Hompel und Schmidt (2005), Kapitel 4.2.

5 Fachkonzept eines Decision Support Systems

Decision Support Systeme sind betriebliche Informationssysteme und basieren auf quantitativen Entscheidungsunterstützungsmodellen. Solche DSS haben die Aufgabe das Management eines Unternehmens helfend zu unterstützen. Diese Hilfe soll in der Form stattfinden, dass sogar bei schlecht strukturierten Entscheidungsproblemen eine Entscheidungsunterstützung durch das Instrument DSS angeboten wird. Dafür werden die entscheidungsrelevanten Daten aus einer Datenbank, analytische Modelle aus einer Modellbank und Methoden aus einer Methodenbank zu einem komplexen System kombiniert. Die Methodenbank ist eine Sammlung von Verfahren zur Entscheidungsunterstützung wie Operations Research Verfahren. Es wird ermöglicht eine Analyse großer Mengen an Daten durch aufwendige Computerberechnungen durchzuführen und somit wichtige Informationen für eine Entscheidung zu liefern. Der Entscheidungsträger soll das System verwenden können ohne über Programmierkenntnisse zu verfügen.[63]

Für solch ein DSS soll ein Fachkonzept erstellt werden, welches die Funktionalität des DSS ausgehend von betriebswirtschaftlichen Anforderungen aus der Anwenderseite beschreibt. Dieses wird vor der technischen Implementierung des DSS angefertigt. Insbesondere soll das Fachkonzept durch die Beschreibung von Leistungsmerkmalen als Ausgangspunkt für eine technische Umsetzung dienen.[64] Die verwendete Sprache sollte sowohl für Entwickler als auch die Anwender verständlich sein.

Im folgenden sollen die Erwartungen von Anwendern an ein DSS zur Messung der CO_2-Emissionen in der Transportplanung dargestellt werden. Als Schnittstelle zu den Anwendern hat die (graphische) Benutzeroberfläche eines DSS eine hohe Bedeutung. Diese sollte grundsätzlich den Anwendern ermöglichen Daten,

[63] Vgl. Laudon et al. (2009), S.742 und http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/decision-support-system/decision-support-system.htm

[64] Vgl. Staud (2006), S.167

Methoden und Modelle aus den entsprechenden Datenbanken abzurufen. Ebenso sollte die Benutzeroberfläche eine übersichtliche Struktur aufweisen und aus Eingabefeldern bestehen, damit eine optimale Bewältigung der großen Datenmengen gewährleistet werden kann. Folglich sollte sie benutzerfreundlich sein, d.h. der Anwender sollte in der Lage sein durch einen nicht zu enormen Lernaufwand die Software zu bedienen und zu verstehen (Software-Ergonomie). Die Eingabe der erforderlichen Daten könnte durch manuelles Eingeben oder auch durch Einlesen von einheitlichen Dateiformaten aus der Datenbank erfolgen. Eine Unterteilung der Eingabebereiche in Vor-, Haupt- und Nachlauf wäre sinnvoll. Dort sollten dann die für die Berechnung des Kraftstoffverbrauchs und des CO_2-Ausstoßes benötigten Werte eingegeben bzw. eingelesen werden können. Weiterhin sollte die Eingabe von sowohl dauerhaften als auch oft wechselnden Parametern ermöglicht werden. Zu den dauerhaften Parametern zählen zum Beispiel fahrzeugspezifische Werte im Streckenverkehr. Als Beispiel für oft wechselnde Parameter könnten kantenspezifische Werte im Flächenverkehr dienen.

Aus der informationstechnischen Perspektive sollte das DSS in der Lage sein die Berechnungen der CO_2-Emissionesmengen in einem vorgegebenen maximalen Zeitraum (Echtzeit) zu berechnen (Software-Effizienz). Sinnvoll wäre neben der einfachen Sicht für Anwender eine erweiterte Sicht auf die zugrundegelegten Berechnungen, um ggf. Modifikationen vorzunehmen.

Für die Gewährleistung einer dauerhaften Anwendung sollte die DSS-Software korrekt funktionieren, sowie Schnittstellen beinhalten, z.B. zum Datenbankmanagementsystem (Software-Funktionalität). Für die Aufrechterhaltung der Funktionalität, sollte die Software stabil arbeiten, fehlerhafte Eingaben nicht zulassen, möglichen Neustart durchführen, wenn die Software nicht mehr reagiert, und ggf. eine automatische Datensicherung vornehmen (Software-Zuverlässigkeit). Darüber hinaus kann es für einen Anwender von hoher Bedeutung sein, dass die Software sich auf mehrerer Computern installieren lässt und kompatibel ist mit anderer Software, welche der Anwender bereits verwendet (Software-Übertragbarkeit). Damit die genannten Gesamtanforderungen erfüllt werden können, müssen die Datenbanken ebenfalls diese Ziele unterstützen, sodass auch hier Anforderungen bestehen. Der Anwender muss in der Lage sein die Datenbanken abfragen zu können, sodass die Daten übersichtlich in der Datenbank vorliegen sollten (logischer Datenaufbau).

Die folgende Abbildung fasst die Komponenten eines DSS, sowie die genannten

Anforderungen an die DSS-Software aus der Anwendersicht zusammen und beschreibt darüber hinaus den Entscheidungsprozess des Anwenders: [65]

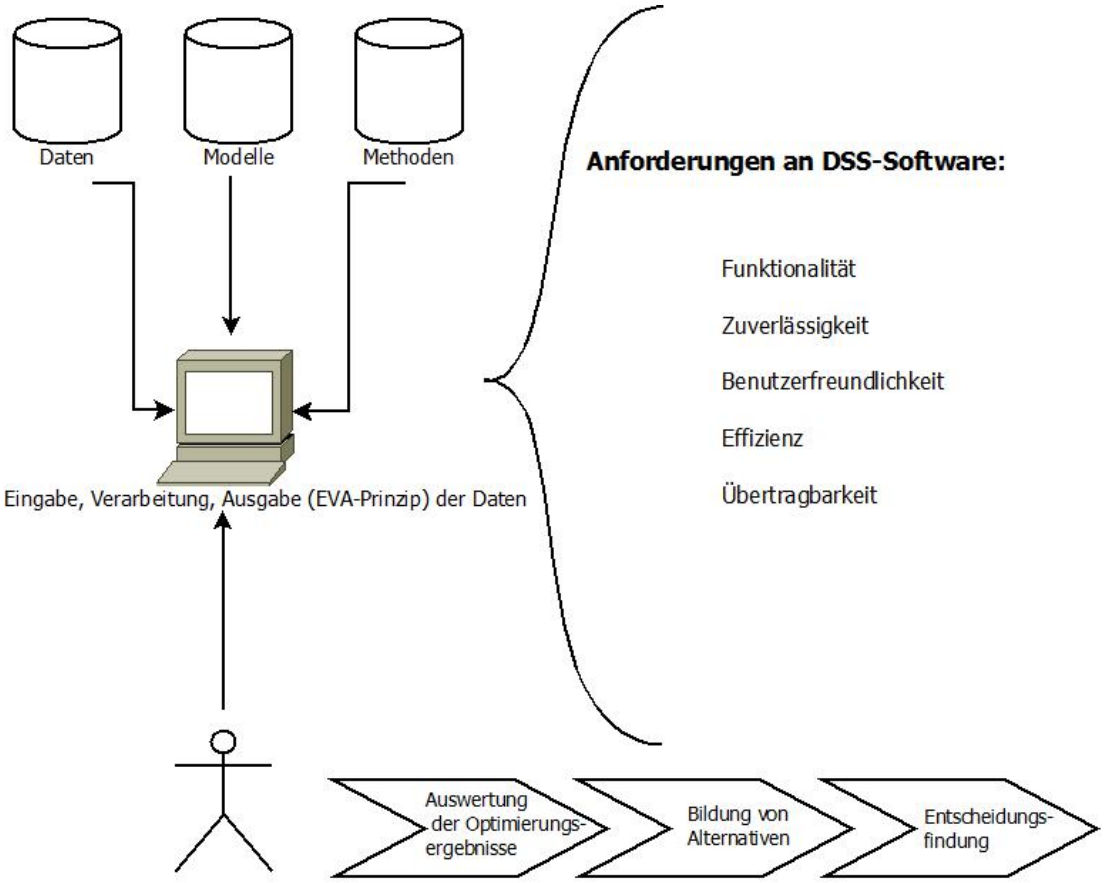


Abbildung 11 Komponenten und Anforderungen eines DSS
Quelle: eigene Darstellung

[65] Vgl. für die Anforderungen an die Software-Qualität Abts und Mülder (2009), S. 77f.

6 Abschließende Bemerkungen

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Kraftstoffverbrauch und CO_2-Ausstoß im Gütertransport betrachtet. Nach einem grundlegenden theoretischen Kapitel wurden in der Literatur bereits bestehende Konzepte zur Messung des Kraftstoffverbrauchs und des CO_2-Ausstoßes beim Gütertransport vorgestellt. Das Ziel der Arbeit war es ein integriertes Konzept zur durchgängigen Messung des CO_2-Ausstoßes und des Kraftstoffverbrauchs über die gesamte intermodale Transportkette als Kombination aus bereits bestehenden Konzepten vorzustellen. Die Literaturrecherche lieferte zwar eine Reihe von Methoden zur Emissionsmessung, welche nach Straßen-, Schienen- und Schiffverkehr klassifiziert wurden. Diese berücksichtigten allerdings lediglich einzelne Transportmodi und nicht eine intermodale Transportkette inklusive Umschlag- und Lageroperationen. Den Umschlag betreffende Emissionsmodelle, die ausführlich ausgearbeitet sind, ließen sich nicht auffinden.

Auf den bestehenden Konzepten aufbauend wurden daraufhin Konzepte zur Emissionsberechnung, aufgeteilt nach Flächen- und Streckenverkehr, auf unterschiedlichen Detaillierungsebenen präsentiert, wobei die Schwierigkeiten der Emissionsmodellierung für die Umschlags- und Lagerprozesse nicht überwunden werden konnten. Somit konnte die anfangs gestellte Forschungsfrage nur teilweise beantwortet werden.

Weitere Ansätze zur Beantwortung dieser Forschungsfrage könnten unter weiteren Gesichtspunkten entwickelt werden. Zusätzlich könnte der Elektroantrieb von Fahrzeugen in zukünftigen Modellierungsansätzen berücksichtigt werden. In diesem Sinne ergeben sich weitere Potentiale durch die Betrachtung innovativer Kraftstoffarten, z.B. Wasserstoff.

Literaturverzeichnis

Abts, D. und Mülder, W. (2009): Grundkurs Wirtschaftsinformatik: eine kompakte und praxisorientierte Einführung. Vieweg+ Teubner, 6. Aufl.

Akçelik, R. und Besley, M. (2003): Operating cost, fuel consumption, and emission models in aaSIDRA and aaMOTION. 25th Conference of Australian Institutes of Transport Research.

Arnold, P.; Peeters, D. und Thomas, I. (2004): Modelling a rail/road intermodal transportation system. In: Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review. Bd. 40, Nr. 3, S. 255–270.

Baldauf, A. (2010): Grüne Logistik abseits von CO2-Emissionen: Nachhaltiges Management in der Logistikbranche. In: Schriftenreihe des Instituts für Transportwirtschaft und Logistik. Nr. 2. Wirtschaftsuniversität Wien.

Barth, M. und Boriboonsomsin, K. (2009): Energy and emissions impacts of a freeway-based dynamic eco-driving system. In: Transportation Research Part D: Transport and Environment. Bd. 14, Nr. 6, S. 400–410.

Barth, M.; Younglove, T. und Scora, G. (2005): Development of a heavy-duty diesel modal emissions and fuel consumption model. In: Tech.rep.UCB-ITS-PRR-2005-1, California PATH Program, Institute of Transportation Studies, University of California at Berkeley.

Becker, T. (2008): Prozesse in Produktion und Supply Chain optimieren. Springer, 2. Aufl.

Bektas, T. und Laporte, G. (2011): The pollution-routing problem. In: Transportation Research Part B: Methodological, S. 1232–1250.

Bowyer, D.; Akçelik, R. und Biggs, D. (1985): Guide to Fuel Consumption Ana-

lyses for Urban Traffic Management. Australian Road Research Board. Special Report No. 32.

Bretzke, W. und Barkawi, K. (2010): Nachhaltige Logistik–Antworten auf eine globale Herausforderung. Springer.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): Erneuerbare Energien–Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft. Abgerufen am 10.12.2011 von: http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/44732/4590/.

Crainic, T.G. (2000): Service network design in freight transportation. In: European Journal of Operational Research. Bd. 122.

Crainic, T.G.; Kim, K.H. et al. (2007): Intermodal transportation. In: Transportation. Bd. 14, S. 467–537.

Crainic, T.G. und Laporte, G. (1997): Planning models for freight transportation. In: European Journal of Operational Research. Bd. 97, S. 409–438.

Demir, E.; Bektas, T. und Laporte, G. (2011): A comparative analysis of several vehicle emission models for road freight transportation. In: Transportation Research Part D: Transport and Environment, S. 347–357.

Deutsche Bahn (2010): Geschäftsbericht 2010–Deutsche Bahn Konzern. Abgerufen am 05.01.2012 von: http://www1.deutschebahn.com/linkableblob/ecm2-db-de/1509634/data/2010_gb_dbkonzern-data.pdf;jsessionid=22CDF1DD749B051D6B6514E1338D127B.ecm-ext-cae-slave1-berka.

Deutsche Post AG (2010): Delivering Tomorrow–Zukunftstrend Nachhaltige Logistik. Abgerufen am 11.12.2011 von: http://www.dp-dhl.com/de/logistik_populaer/nachhaltige_logistik.html.

Domschke, W. und Drexl, A. (2007): Einführung in Operations Research. Springer Verlag.

Europäische Kommission (2010): EU energy and transport in figures–Statistical pocketbook 2010. Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union. Abgerufen am 16.12.2011 von: http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics_en.htm.

Fagerholt, K.; Laporte, G. und Norstad, I. (2009): Reducing fuel emissions by optimizing speed on shipping routes. In: Journal of the Operational Research Society. Bd. 61, Nr. 3, S. 523–529.

Günther, H.O. und Tempelmeier, H. (2005): Transport- und Tourenplanung. In: Produktion und Logistik. Springer-Lehrbuch. Springer Berlin Heidelberg, S. 266–279.

Harris, I.; Naim, M.; Palmer, A.; Potter, A. und Mumford, C. (2011): Assessing the impact of cost optimization based on infrastructure modelling on CO_2 emissions. In: International Journal of Production Economics. Bd. 131, Nr. 1, S. 313–321.

Heng, S.; Klusmann, B. und Koenig, F. (2011): Green IT–More than a Passing Fad!. In: Deutsche Bank Research. Bd. 81, S. 1–19.

Hickman, J.; Hassel, D.; Joumard, R.; Samaras, Z. und Sorenson, S. (1999): Methodology for calculating transport emissions and energy consumption.

Hülsmann, M. und Grapp, J. (2007): Nachhaltigkeit und Logistik-Management–Konzeptionelle Betrachtungen zu Kompatibilität-Komplexität-Widersprüchen-Selbststeuerung. In: Nachhaltigkeit und Widersprüche–Eine Managementperspektive, S. 83–126.

Irnich, S. (2002): Netzwerk-Design für zweistufige Transportsysteme und ein Branch-and- Price Verfahren für das gemischte Direkt- und Hubflugproblem. Abgerufen am 11.12.2011 von: http://darwin.bth.rwth-aachen.de/opus3/volltexte/2002/300/pdf/Irnich_Stefan.pdf.

Keller, M. und de Haan, P. (2004): Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.1–Dokumentation. Abgerufen am 28.12.2011 von http://www.hbefa.net/e/index.html. INFRAS.

Kousoulidou, M.; Ntziachristos, L.; Hausberger, S. und Rexeis, M. (2010): Final Report–Validation and Improvement of CORINAIR's Emission Factors for Road Transport using Real-World Emissions Measurements.

Laudon, K.; Laudon, J. und Schoder, D. (2009): Wirtschaftsinformatik: Eine Einführung. Pearson Education.

Léonardi, J.; Baumgartner, M. und Krusch, O. (2004): Report Nr. 353: CO2–Reduktion und Energieeffizienz im Straßengüterverkehr. Max-Planck-Institut für Meteorologie.

Lohre, D. und Herschlein, S. (2010): Grüne Logistik–Studie zu Begriffsverständnis, Bedeutung und Verbreitung „Grüner Logistik“ in der Speditions- und Logistikbranche. Deutscher Speditions- und Logistikverband e.V.

López, I.; Rodríguez, J.; Burón, J. und García, A. (2009): A methodology for evaluating environmental impacts of railway freight transportation policies. In: Energy Policy. Bd. 37, Nr. 12, S. 5393–5398.

Manning, G. (1956): The theory and technique of ship design.

Ntziachristos, L. und Samaras, Z. (2009): Methodology for the Calculation of Exhaust Emissions. European Environment Agency.

Öko-Institut e.V., Uni Dortmund, F.I.A.B. (2007): Nachhaltige Mobilität durch Innovationen im Güterverkehr - Endbericht.

Ott, K. und Döring, R. (2008): Theorie und Praxis starker Nachhaltigkeit. Metropolis, 2. Aufl.

Pauli, G. (2010): Sustainable transport: A case study of Rhine navigation. In: Natural Resources Forum. Bd. 34. Wiley Online Library, S. 236–254.

Pfohl, H.C. (2010): Logistiksysteme: Betriebswirtschaftliche Grundlagen. Springer Berlin Heidelberg.

Rohács, J. und Simongáti, G. (2007): The role of inland waterway navigation in a sustainable transport system. In: Transport. Bd. 22, Nr. 3, S. 148–153.

Ronen, D. (1982): The effect of oil price on the optimal speed of ships. In: Journal of the Operational Research Society, S. 1035–1040.

Ryder, S.; Chappell, D. und Centre, M.T. (1979): Optimal Speed and Ship Size for the Liner Trades. Liverpool University, Marine Transport Centre.

Schulte, C. (2010): Ganzheitliche Disposition von Strecken- und Flächenverkehren durch kombinierten Einsatz modifizierter Ope-

rations Research-Verfahren. Abgerufen am 10.12.2011 von: http://www.bvl.de/files/441/481/522/578/2010LKG008.pdf.

Staud, J. (2006): Geschäftsprozessanalyse: ereignisgesteuerte Prozessketten und objektorientierte Geschäftsprozessmodellierung für betriebswirtschaftliche Standardsoftware. Springer.

Ten Hompel, M. und Schmidt, T. (2005): Warehouse Management: Automatisierung und Organisation von Lager-und Kommissioniersystemen. Springer, 2. Aufl.

Vogt, U. (2010): Methode zur Bilanzierung von Luftverunreinigungen anhand von Vertikal-und Horizontalprofilmessungen. Dissertation. Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart.

Von Carlowitz, H.C. (1732): Sylvicultura Oeconomica. Braun.

Wieberneit, N. (2008): Linienverkehrsplanung in speditionellen Sammelgutnetzen. Abgerufen am 10.12.2011 von: http://opus.bibliothek.uni-augsburg.de/volltexte/2008/1285/pdf/Dissertation_NicoleWieberneit.pdf.

Wlcek, H. (1998): Gestaltung der Güterverkehrsnetze von Sammelgutspeditionen. Gesellschaft für Verkehrsbetriebschaft und Logistik e. V., Nürnberg.

World Commission on Environment and Development (1987): Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future. Abgerufen am 12.12.2011 von: http://www.un-documents.net/ocf-02.htm.

IWI Discussion Paper Series / Diskussionsbeiträge

ISSN 1612-3646

Michael H. Breitner, *Rufus Philip Isaacs and the Early Years of Differential Games,* 36 p., #1, January 22, 2003.

Gabriela Hoppe and Michael H. Breitner, *Classification and Sustainability Analysis of e-Learning Applications*, 26 p., #2, February 13, 2003.

Tobias Brüggemann und Michael H. Breitner, *Preisvergleichsdienste: Alternative Konzepte und Geschäftsmodelle*, 22 S., #3, 14. Februar, 2003.

Patrick Bartels and Michael H. Breitner, *Automatic Extraction of Derivative Prices from Webpages using a Software Agent,* 32 p., #4, May 20, 2003.

Michael H. Breitner and Oliver Kubertin, *WARRANT-PRO-2: A GUI-Software for Easy Evaluation, Design and Visualization of European Double-Barrier Options,* 35 p., #5, September 12, 2003.

Dorothée Bott, Gabriela Hoppe und Michael H. Breitner, *Nutzenanalyse im Rahmen der Evaluation von E-Learning Szenarien*, 14 S., #6, 21. Oktober, 2003.

Gabriela Hoppe and Michael H. Breitner, *Sustainable Business Models for E-Learning*, 20 p., #7, January 5, 2004.

Heiko Genath, Tobias Brüggemann und Michael H. Breitner, *Preisvergleichsdienste im internationalen Vergleich*, 40 S., #8, 21. Juni, 2004.

Dennis Bode und Michael H. Breitner, *Neues digitales BOS-Netz für Deutschland: Analyse der Probleme und mögliche Betriebskonzepte,* 21 S., #9, 5. Juli, 2004.

Caroline Neufert und Michael H. Breitner, *Mit Zertifizierungen in eine sicherere Informationsgesellschaft*, 19 S., #10, 5. Juli, 2004.

Marcel Heese, Günter Wohlers and Michael H. Breitner, *Privacy Protection against RFID Spying: Challenges and Countermeasures*, 22 p., #11, July 5, 2004.

Liina Stotz, Gabriela Hoppe und Michael H. Breitner, *Interaktives Mobile(M)-Learning auf kleinen End-geräten wie PDAs und Smartphones*, 31 S., #12, 18. August, 2004.

Frank Köller und Michael H. Breitner, *Optimierung von Warteschlangensystemen in Call Centern auf Basis von Kennzahlenapproximationen,* 24 S., #13, 10. Januar, 2005.

Philipp Maske, Patrick Bartels and Michael H. Breitner, *Interactive M(obile)-Learning with UbiLearn 0.2*, 21 p., #14, April 20, 2005.

Robert Pomes and Michael H. Breitner, *Strategic Management of Information Security in State-run Organizations,* 18 p., #15, May 5, 2005.

Simon König, Frank Köller and Michael H. Breitner, *FAUN 1.1 User Manual,* 134 p., #16, August 4, 2005.

Christian von Spreckelsen, Patrick Bartels und Michael H. Breitner, *Geschäftsprozessorientierte Analyse und Bewertung der Potentiale des Nomadic Computing,* 38 S., #17, 14. Dezember, 2006.

Stefan Hoyer, Robert Pomes, Günter Wohlers und Michael H. Breitner, *Kritische Erfolgsfaktoren für ein Computer Emergency Response Team (CERT) am Beispiel CERT-Niedersachsen,* 56 S., #18, 14. Dezember, 2006.

Christian Zietz, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Konvergenz von Lern-, Wissens- und Personalmanagementssystemen: Anforderungen an Instrumente für integrierte Systeme*, 15 S., #19, 14. Dezember, 2006.

Christian Zietz und Michael H. Breitner, *Expertenbefragung „Portalbasiertes Wissensmanagement": Ausgewählte Ergebnisse*, 30 S., #20, 5. Februar, 2008.

Harald Schömburg und Michael H. Breitner, *Elektronische Rechnungsstellung: Prozesse, Einsparpotentiale und kritische Erfolgsfaktoren*, 36 S., #21, 5. Februar, 2008.

Halyna Zakhariya, Frank Köller und Michael H. Breitner, *Personaleinsatzplanung im Echtzeitbetrieb in Call Centern mit Künstlichen Neuronalen Netzen*, 35 S., #22, 5. Februar, 2008.

Jörg Uffen, Robert Pomes, Claudia M. König und Michael H. Breitner, *Entwicklung von Security Awareness Konzepten unter Berücksichtigung ausgewählter Menschenbilder*, 14 S., #23, 5. Mai, 2008.

Johanna Mählmann, Michael H. Breitner und Klaus-Werner Hartmann, *Konzept eines Centers der Informationslogistik im Kontext der Industrialisierung von Finanzdienstleistungen*, 23 S., #24, 5. Mai, 2008.

Jon Sprenger, Christian Zietz und Michael H. Breitner, *Kritische Erfolgsfaktoren für die Einführung und Nutzung von Portalen zum Wissensmanagement*, 40 S., #25, 20. August, 2008.

Finn Breuer und Michael H. Breitner, *"Aufzeichung und Podcasting akademischer Veranstaltungen in der Region D-A-CH": Ausgewählte Ergebnisse und Benchmark einer Expertenbefragung*, 27 S., #26, 21. August, 2008.

IWI Discussion Paper Series/Diskussionsbeiträge

ISSN 1612-3646

Harald Schömburg, Gerrit Hoppen und Michael H. Breitner, *Expertenbefragung zur Rechnungseingangsbearbeitung: Status quo und Akzeptanz der elektronischen Rechnung*, 40 S., #27, 15. Oktober, 2008.

Matthias Paul, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Akzeptanz von Sicherheitsmaßnahmen: Modellierung, Numerische Simulation und Optimierung*, 30 S., #28, 16. Oktober, 2008.

Markus Neumann, Bernd Hohler und Michael H. Breitner, *Bestimmung der IT-Effektivität und IT-Effizienz serviceorientierten IT-Managements*, 20 S., #29, 30. November, 2008.

Matthias Kehlenbeck und Michael H. Breitner, *Strukturierte Literaturrecherche und -klassifizierung zu den Forschungsgebieten Business Intelligence und Data Warehousing*, 10 S., #30, 19. Dezember, 2008.

Michael H. Breitner, Matthias Kehlenbeck, Marc Klages, Harald Schömburg, Jon Sprenger, Jos Töller und Halyna Zakhariya, *Aspekte der Wirtschaftsinformatikforschung 2008*, 128 S., #31, 12. Februar, 2009.

Sebastian Schmidt, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Entwicklung des Hannoveraner Referenzmodels für Sicherheit und Evaluation an Fallbeispielen*, 30 S., #32, 18. Februar, 2009.

Sissi Eklu-Natey, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Building-up Human Capital in Senegal - E-Learning for School-drop outs - Possibilities of a Lifelong Learning Vision*, 40 p., #33, Juli 1, 2009.

Horst-Oliver Hofmann, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Prognose und Handel von Derivaten auf Strom mit Künstlichen Neuronalen Netzen*, 34 S., #34, 11. September, 2009.

Christoph Polus, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Prognose und Handel von Öl-Future-Spreads durch Multi-Layer-Perceptrons und High-Order-Neuronalnetze mit Faun 1.1* , 55 S., #35, 18. September, 2009.

Jörg Uffen und Michael H. Breitner, *Stärkung des IT-Sicherheitsbewusstseins unter Berücksichtigung psychologischer und pädagogischer Merkmale*, 37 S., #36, 24. Oktober, 2009.

Christian Fischer und Michael H. Breitner, *MaschinenMenschen - reine Science Fiction oder bald Realität?*, 36 S., #37, 13. Dezember, 2009.

Tim Rickenberg, Hans-Jörg von Mettenheim und Michael H. Breitner, *Plattformunabhängiges Softwareengineering eines Transportmodells zur ganzheitlichen Disposition von Strecken- und Flächenverkehren*, 38 S., #38, 11. Januar, 2010.

Björn Semmelhaack, Jon Sprenger und Michael H. Breitner, *Ein ganzheitliches Konzept für Informationssicherheit unter besonderer Berücksichtigung des Schwachpunktes Mensch*, 56 S., #39, 3. Februar, 2009.

Markus Neumann, Achim Plückebaum, Jörg Uffen und Michael H. Breitner, *Aspekte der Wirtschaftsinformatikforschung 2009*, 70 S., #40, 12. Februar, 2010.

Markus Neumann, Bernd Hohler und Michael H. Breitner, *Wertbeitrag interner IT - Theoretische Einordnung und empirische Ergebnisse*, 38 S., #41, 31. Mai, 2010.

Daniel Wenzel, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Open Innovation 2.5: Trendforschung mit Social Network Analysis*, 46 S., #42, 1. Juni, 2010.

Naum Neuhaus, Karsten Sohns und Michael H. Breitner, *Analyse der Potenziale betrieblicher Anwendungen des Web Content Mining*, 44 S., #43, 8. Juni, 2010.

Ina Friedrich, Jon Sprenger and Michael H. Breitner, *Discussion of a CRM System Selection Approach with Experts: Selected Results from an Empirical Study*, 22 p., #44, November 15, 2010.

Jan Bührig, Angelica Cuylen, Britta Ebeling, Christian Fischer, Nadine Guhr, Eva Hagenmeier, Stefan Hoyer, Cornelius Köpp, Lubov Lechtchinskaia, Johanna Mählmann und Michael H. Breitner, *Aspekte der Wirtschaftsinformatikforschung 2010*, 202 S., #45, 3. Januar, 2011.

Philipp Maske und Michael H. Breitner, *Expertenbefragung: Integrierte, interdisziplinäre Entwicklung von M(obile)Learning Applikationen*, 42 S., #46, 28. Februar, 2011.

Christian Zietz, Jon Sprenger and Michael H. Breitner, *Critical Success Factors of Portal-Based Knowledge Management*, 18 p., #47, May 4, 2011.

Hans-Jörg von Mettenheim, Cornelius Köpp, Hannes Munzel und Michael H. Breitner, *Integrierte Projekt- und Risikomanagementunterstützung der Projektfinanzierung von Offshore-Windparks*, 18 S., #48, 22. September, 2011.

IWI Discussion Paper Series / Diskussionsbeiträge
ISSN 1612-3646

Christoph Meyer, Jörg Uffen and Michael H. Breitner, *Discussion of an IT-Governance Implementation Project Model Using COBIT and ValIT*, 18 p., #49, September 22, 2011.

Michael H. Breitner, Cornelius Köpp, Tim Rickenberg, Moritz Alsleben, Andreas Gebhardt, Alexandra Hauser, Marius Hilleke, Torsten Kühn, Mathias Maske, Hagen Meyer, Bastian Modler, Stephan Rode, Olga Rotärmel, Torsten Kühn, Farida Tazhmukhanova und Andreas Vieregge, *Beiträge zur Transformation des deutschen Energiesystems 2012*, 561 S., #50, 16. Februar, 2012.