

MASTERARBEIT

Titel der Masterarbeit

**Die Vermarktung von Ökostrom in Österreich und Deutschland –
unter Berücksichtigung des rechtlichen Förderrahmens und der
Qualifizierung und Quantifizierung der vermarktungsrelevanten
Parameter für Anlagenbetreiber und Händler**

Verfasserin

Carina Putz

angestrebter akademischer Grad

Master of Science (MSc)

Wien, 2014

Studienkennzahl lt. Studienblatt:
Studienrichtung lt. Studienblatt:
Betreuer:

A 066 915
Masterstudium Betriebswirtschaft
Ao. Univ.-Prof. Dr. Jörg Borrmann

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Datum _____

Unterschrift _____

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei folgenden Personen, ohne die das Zustandekommen dieser Arbeit nicht möglich gewesen wäre, ganz herzlich bedanken:

Eingangs möchte ich mich bei meinen Brüdern Arnold und Gerald bedanken, ohne Euch, als mentale Stütze und Rückhalt, wäre diese Arbeit unvollendet geblieben.

Für die Bereitstellung der äußerst wichtigen und wertvollen Kraftwerksdaten bedanke ich mich auf diesem Weg bei der Verbund AG, der Salzburg AG, insbesondere bei Herrn Hartmut Lidl, und bei Anton Putz und Mitgesellschaftern. Für ihre Zeit und die wichtige fachliche Expertise gilt mein Dank Dipl.-Ing.(HTL) Stefan Fazokas und Dr. Georg Baier von der Verbund Trading AG.

Vielen Dank Herr Professor Jörg Borrmann, für die Betreuung meiner Masterarbeit, aber auch die lehrreiche Studienzeit im Bereich „Public Utility Management“.

Mein abschließender Dank gilt meinen Freunden Lena, Ursula, Margot, Maria, Kathrin, Katharina und Andi für den Zuspruch während der Schaffensphase der nun vorliegenden Arbeit.

INHALTSVERZEICHNIS

Abkürzungsverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Tabellenverzeichnis.....	VIII
Formelverzeichnis	IX
I. Einleitung	1
II. Theorie	4
1. Ausgangssituation und Rahmenbedingungen	4
1.1. Rechtliche Rahmenbedingungen in Österreich und Deutschland im europäischen Kontext	5
1.2. Die Fördermodelle	16
1.3. Szenarienbildung für Anlagenlagenbetreiber.....	39
2. Stromhandel unter Berücksichtigung von erneuerbaren Energien	47
2.1. Die Stromhandelsbörse und ihre Marktsegmente	48
2.2. Preisbildung am Strommarkt.....	51
2.3. Der Vermarkter von erneuerbaren Energien	54
III. Empirie	56
1. Zielsetzung und Fragestellung.....	56
2. Der Modell-Pool	59
2.1. Langfristiger und kurzfristiger Handelspreis	61
2.2. Prognose- und Fahrplanerstellung	62
2.3. Ausgleichsenergiemarkt und Ausgleichsenergiepreis	63
3. Operationalisierung	66
4. Conclusio	82
5. Quellenverzeichnis.....	85
IV. Anhang.....	94
Interview Dr. Georg Baier	95
Abstract (Deutsch).....	102
Abstract (English)	103
Curriculum Vitae	104

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACER.....	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
APCS.....	Austrian Power Clearing and Settlement AG
APG.....	Austrian Power Grid
BMU.....	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
DV.....	Direktvermarktung
EE.....	Erneuerbare Energien
EEG.....	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX.....	European Energy Exchange
EGV.....	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft (in der Fassung von Nizza vom 21. Februar 2001)
EIWOG.....	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EPEX.....	European Power Exchange
EU.....	Europäische Union
EuGh.....	Europäischer Gerichtshof
EXAA.....	Energie Exchange Austria
KWKW.....	Kleinwasserkraftwerke
MP.....	Marktprämie laut EEG 2012
MW.....	Marktwert laut EEG 2012
OeMAG.....	Ökostromabwicklungsstelle
ÖSG.....	Ökostromgesetz
PA I.....	Spezieller Ausgleichsenergieerlös I
PA II.....	Spezieller Ausgleichsenergieerlös II (Bilanzgruppe)
PE.....	Spezieller kurzfristiger Vermarktungs- und Profilerlös
PH.....	Spezieller langfristiger Absicherungserlös
PM.....	Managementprämie lt. EEG 2012
RAV.....	Regelarbeitsvermögen
StromEG.....	Stromeinspeisegesetz
ÜNB.....	Übertragungsnetzbetreiber
VK.....	Vermarktungskosten

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Abgenommene Ökostrommengen durch OeMAG	22
Abbildung 2: Strommarktpreis laut Ökostromgesetz von 2003-2013.....	25
Abbildung 3: Brutto-Stromerzeugung 2012 in Deutschland	26
Abbildung 4: Bestandteile des Marktprämienmodells lt. EEG 2012.....	32
Abbildung 5: Entwicklung der EEG-Differenzkosten von 2001 bis 2013	37
Abbildung 6: Prognose der Marktintegration der erneuerbaren Energien Wasserkraft und Windkraft bis 2017	39
Abbildung 7: Vergleich der Blocktarife laut Ökostromtarifverordnung 2012 mit einem marktüblichen Fixpreis	43
Abbildung 8: Merit-Order-Modell	53
Abbildung 9: Prognoseabweichung Wasserkraft in Prozent	64
Abbildung 10: Prognoseabweichung Windkraft in Prozent	65

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Referenzwerte für die nationalen Richtziele der Mitgliedsstaaten für den Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2010.....	7
Tabelle 2: Nationale Gesamtziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am gesamten Energieverbrauch	8
Tabelle 3: Vergütung Wasserkraft laut Ökostromverordnung	21
Tabelle 4: Vergütung Wasserkraft samt 1 %iger Degression laut EEG 2012.....	35
Tabelle 5: Vergütung Windkraft Onshore samt 1,5 %iger Degression laut EEG 2012	35
Tabelle 6: Erzielbare Erlöse der Vermarktung in Österreich.....	67
Tabelle 7: Erzielbare Erlöse der Vermarktung in Deutschland	68
Tabelle 8: Spezieller Vermarktungserlös Wasserkraft AT und DE 2012	71
Tabelle 9: Spezieller Vermarktungserlös Wasserkraft Deutschland 2012	71
Tabelle 10: Spezieller Vermarktungserlös Windkraft Deutschland 2012	72
Tabelle 11: Deckender Ergebnisbeitrag Wasserkraft Österreich 2012.....	74
Tabelle 12: Deckender Ergebnisbeitrag Windkraft Österreich 2012	75
Tabelle 13: Deckender Ergebnisbeitrag Wasserkraft Deutschland.....	76
Tabelle 14: Deckender Ergebnisbeitrag Windkraft Deutschland.....	77

FORMELVERZEICHNIS

Formel 1: Erzielbare Erlöse Vermarktung	66
Formel 2: Spezieller Vermarktungserlös je Erzeugungseinheit	69
Formel 3: Deckender Ergebnisbeitrag	73

I. EINLEITUNG

In Österreich und Deutschland ist die Entwicklung erneuerbarer Energien durch geförderte staatliche Einspeisesysteme für Ökostrom geprägt. Bereits vor den Vorgaben der Europäischen Union wurden in beiden Ländern Maßnahmen ergriffen, um eine umweltschonende Energieproduktion zu forcieren. Die Grundlage für die Förderung von erneuerbaren Energien wurde in den Richtlinien der Europäischen Union geschaffen. Die Fördersysteme haben die Gemeinsamkeit, dass die Gesetzeslage einige Male novelliert wurde und dadurch Anlässe zur Anpassung an geänderte Rahmenbedingungen und Marktentwicklungen wahrgenommen wurden.

Nachfolgend wird in der Erläuterung der Gesetzgebung auf europäischer, österreichischer und deutscher Ebene vor allem auf die Energieträger Wasserkraft und Windkraft eingegangen, da diese im nachfolgenden Modell analysiert werden. Ein wesentlicher Teil der Arbeit beschäftigt sich mit den Fördermechanismen in Österreich und Deutschland. Beide Staaten subventionieren anerkannte Ökostromanlagen mit Einspeisetarifen, welche in Österreich im Ökostromgesetz und in Deutschland im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelt sind. Im letzten Jahrzehnt haben sich die Rahmenbedingungen der staatlichen Fördersysteme, aber auch des europäischen Strommarktes im Allgemeinen verändert. Diese Änderungen beeinflussen die Strategie und das Handeln der Anlagenbetreiber und Händler. Die Motivation für die vorliegende Arbeit besteht darin, abgeleitet aus den derzeit gültigen Bestimmungen, Absatzszenarien während und nach der Förderperiode für die Grünstromvermarktung aufzuzeigen.

Weiterführend werden im Theorieteil die Stromhandelsbörse und die Rolle des Vermarkters von Ökostrom diskutiert. Die europaweit festgelegte vorrangige Einspeisung von erneuerbaren Energien stellt die Übertragungsnetze vor eine neue Herausforderung. Vor allem der rasche Ausbau von fluktuierenden Energieträgern, wie etwa der Windenergie, beeinflusst durch deren volatile Erzeugungscharakteristik sowohl die Netze als auch die Preisbildung auf dem Strommarkt.

Die fundamentale Zielsetzung ist es, dem Anlagenbetreiber nicht nur qualitativ Handlungsalternativen im Zuge der Szenarienbildung zu geben. Vielmehr ist es beabsichtigt, Absatzmöglichkeiten des produzierten Grünstroms in Österreich und Deutschland zu quantifizieren. Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist es unerlässlich, für die strategische Planung, aber auch durch die lange Kraftwerkslebensdauer mit sicheren Preisen zu kalkulieren. Einleitend wird im empirischen Teil die Zielsetzung und Fragestellung formuliert. Weiterführend kommt es zur Beschreibung der verwendeten Daten. Es handelt sich um reale Kraftwerksdaten aus dem Jahr 2012 aus wind- und wasserbetriebenen Ökostromanlagen. Für die gepoolten Modellanlagen wird die Absicherungsstrategie am Handelsmarkt nach Marktsegment und Energiequelle festgelegt. Aufgrund des Fehlens von Prognosedaten bei den Wasserkraftanlagen wurden diese mit Hilfe eines simplen, aber marktüblichen Ansatzes selbst erstellt. Abgeschlossen wird die Datenbeschreibung mit der Ermittlung der Prognoseabweichungen und deren Verrechnung über den Ausgleichsenergiemarkt.

Die wichtige Funktion des Vermarkters respektive Händlers verursacht Kosten und generiert Erlöse. Die Risiken für den Vermarkter bestehen vor allem aus den Mengen- und Preisrisiken auf den Handels- und Ausgleichsenergiemärkten. Für den deutschen Markt ist zusätzlich das Profilrisiko relevant. Diese Risiken werden mithilfe der Prognose- und Erzeugungsmengen und den dazugehörigen Marktpreisen quantifiziert und in Relation zu vorhandenen Benchmarks gesetzt.

Unter Berücksichtigung der Szenarien für den Anlagenbetreiber wird ein vergangenheitsbezogener Preis errechnet, welcher mit jenen des marktbezogenen Fördersystems der Direktvermarktung in Deutschland verglichen wird. Als Benchmark für den errechneten Angebotspreis werden in Österreich die als Blocktarif gestaltete Einspeisetarife und die von der Abwicklungsstelle gewährten Marktpreise nach Förderende herangezogen. Daraus resultierend werden dem Anlagenbetreiber Handlungsmöglichkeiten innerhalb und außerhalb der Fördersystems aufgezeigt.

Abschließend werden die Limitationen der vorliegenden Arbeit aufgezeigt, diese resultieren einerseits aus dem Vergangenheitsbezug der Daten und andererseits aus

der Außerachtlassung einiger relevanter Parameter auf diesem Gebiet, um die Komplexität einzuschränken und den Rahmen der Arbeit nicht zu überschreiten.

II. THEORIE

Im theoretischen Teil dieser Arbeit wird auf die rechtlichen Rahmenbedingungen und die daraus hervorgegangenen Fördermechanismen sowohl in Österreich als auch in Deutschland eingegangen. Im Folgenden werden die Handlungsmöglichkeiten des Ökostromanlagenbetreibers kurz skizziert. Anschließend wird der Stromhandel im Bereich der erneuerbaren Energien diskutiert. Hierbei werden die Funktion und die Ausgestaltung der Stromhandelsbörse sowie die dort stattfindende Preisbildung erläutert.

1. AUSGANGSSITUATION UND RAHMENBEDINGUNGEN

Die nachfolgende Arbeit beschäftigt sich mit der Förderung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, spezialisiert für die Energieträger Wasserkraft und Windkraft. Nachfolgend werden erneuerbare Energien auch als Grünstrom oder Ökostrom bezeichnet.

„Zur Stromerzeugung können verschiedene Arten von Erneuerbaren Energien (EE), d. h. Energiequellen, die sich von selbst regenerieren und unter menschlichen Zeithorizonten unerschöpflich sind, eingesetzt werden“ (Graeber, 2013, S. 24). Abhängig vom Energieträger der Energiequelle kommen unterschiedliche Typen von Kraftwerken zum Einsatz, und auch die Erzeugungsstruktur ist davon abhängig. Die Wasserkraft ist die älteste und weltweit am häufigsten genutzte Form von EE. Hierbei wird die Kinetik des Wassers unter Verwendung einer Turbine in Strom umgewandelt. Im Falle der Windenergie wird für die Erzeugung von elektrischer Energie die kinetische Energie des Windes genutzt, um eine Turbine anzutreiben. Beide Energiequellen entstehen durch Druckunterschiede, welche auf die Sonnenenergie zurückzuführen sind (Graeber, 2013, S. 24 ff.).

1.1. RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN IN ÖSTERREICH UND DEUTSCHLAND IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Die Liberalisierung der Stromwirtschaft wurde von der Europäischen Union stark vorangetrieben und beeinflusste im Zuge dessen auch die Regulierung der erneuerbaren Energien. Einhergehend mit der UN-Umweltkonferenz in Rio de Janeiro im Jahr 1992 wurde von der Europäischen Kommission die erste Europäische Klimaschutzstrategie manifestiert. Im Jahr 1993 kam mit dem Maastricht-Vertrag eine klare Weichenstellung in Richtung nachhaltiger und gemeinsamer Energiepolitik (Suck, 2008, S. 206 ff.). Darauf folgend wurde im Zielkatalog des Vertrages der Europäischen Gemeinschaft im Artikel 130r EGV die „Förderung von Maßnahmen auf internationaler Ebene zur Bewältigung regionaler oder globaler Umweltprobleme“ festgelegt (Europäische Union, 2009). Somit läutete der Vertrag von Maastricht ein neues Zeitalter nachhaltiger Regulierung, rationeller Verwendung natürlicher Ressourcen bei der Energiegewinnung und der Initiative für einen Energiebinnenmarkt auf europäischer Ebene ein. Die rechtliche Festlegung im Vertrag zeigt die erhöhte Relevanz des Paradigmas der Nachhaltigkeit (Suck, 2008, S. 209).

Am 19. Dezember 1996 wurde die Richtlinie 96/92 EG des Europäischen Parlaments und des Rates verabschiedet. Diese erste Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie setzte weitere Maßnahmen fest, um das einwandfreie Funktionieren des gemeinsamen europäischen Marktes mit den bekannten Säulen der Waren-, Personen-, Dienstleistungs- und Kapitalfreiheit zu gewährleisten. Sie zielt auf die Implementierung eines funktionierenden wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkts unter besonderer Berücksichtigung der Stärkung der Versorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft ab. Diese Ziele stehen unter der Prämisse des Umweltschutzes und der Effizienz bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung der Güter (Europäisches Parlament und der Rat, 1996, S. 1).

Die erste Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie stärkte die Position der Elektrizitätswirtschaft und schaffte die Rahmenbedingungen für einen gemeinsamen Binnenmarkt.

Diese Richtlinie setzte den ersten europarechtlichen Schritt zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Die Europäische Union (EU) forcierte die Förderung, um die Sicherheit und Diversifizierung der Energieversorgung zu garantieren, dem Umweltschutz Rechnung zu tragen und den wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalt zu stärken (Europäisches Parlament und der Rat, 2001, S. 2 ff.; Europäische Union, 2011).

Die Richtlinie beinhaltet die Feststellung, dass erneuerbare Energiequellen unzureichend genutzt werden und bestätigt die Absicht, diese vorrangig zu fördern. Außerdem wird festgehalten, dass Rahmenbedingungen für die Mitgliedsländer der EU geschaffen werden sollen, um die Kyoto-Ziele zu erreichen. Die Staaten wurden aufgefordert, nationale Quoten für die verbrauchten Strommengen, die aus erneuerbaren Energiequellen stammen, festzulegen. Der EU-weite Richtwert, den Bruttoinlandsenergieverbrauch zu 12 % bis zum Jahr 2010 und das Richtziel von 22,1 % am gesamten Stromverbrauch der Gemeinschaft mit regenerativen Quellen zu decken, war bei der Festlegung der nationalen Ziele mit einzubeziehen (Europäisches Parlament und der Rat, 2001, S. 5 ff.).

Um den Handel mit Ökostrom zu fördern und die Transparenz für den Verbraucher zu verbessern, ist seither ein Herkunftsnachweis für Strom notwendig. Den Mitgliedsländern der EU ist es überlassen, Maßnahmen zu ergreifen, um die Produktion von Grünstrom zu fördern. Die Kommission behält sich in dieser Richtlinie jedoch vor, nach angemessener Übergangszeit das Förderregime der einzelnen Länder zu prüfen und gegebenenfalls an die neuen Entwicklungen im Binnenmarkt anzupassen (Europäisches Parlament und der Rat, 2001, S. 3 ff.). Im Anhang der Richtlinie wurden Referenzwerte für jedes Mitgliedsland für den Anteil an regenerativen Strom am Bruttostromverbrauch bis 2010 angegeben (Europäisches Parlament und der Rat, 2001, S. 7).

Tabelle 1: Referenzwerte für die nationalen Richtziele der Mitgliedsstaaten für den Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2010

	Stromanteil aus erneuerbaren Quellen am Bruttostromverbrauch 1997	Zielwert des Stromanteils aus erneuerbaren Quellen am Bruttostromverbrauch im Jahr 2010
Deutschland	4,5 %	12,5 %
Österreich	70 %	78,1 %

Quelle: Europäisches Parlament und der Rat, 2001, S. 7.

Die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließender Aufhebung der Richtlinie 2001/77/EG und der Richtlinie für 2003/30/EG musste von den Mitgliedsländern der EU bis 5.12.2010 in nationales Recht umgesetzt werden (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 1).

Die Richtlinie gibt erstmals einen gesamteuropäischen Rahmen vor, der die Förderung von regenerativen Quellen vorschreibt. Es werden verbindliche Ziele auf nationaler Ebene genannt, die eine Quote zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttoenergieverbrauch festlegen (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 12).

„Die Kontrolle des Energieverbrauchs in Europa sowie die vermehrte Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen sind gemeinsam mit Energieeinsparungen und einer verbesserten Energieeffizienz wesentliche Elemente des Maßnahmenbündels, das zur Verringerung der Treibhausgasemissionen und zur Einhaltung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen und weiterer gemeinschaftlicher und internationaler Verpflichtungen zur Senkung der Treibhausgasemissionen über das Jahr 2012 hinaus benötigt wird. Diese Faktoren spielen auch eine wichtige Rolle bei der Stärkung der Energieversorgungssicherheit, der Förderung der technologischen Entwicklung und Innovation sowie der Schaffung von Beschäftigungsmöglichkeiten und von Möglichkeiten der regionalen Entwicklung, vor allem in ländlichen und entlegenen Gebieten“ (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 1).

Beim Thema Wirtschaftswachstum wurde die Chance gesehen, durch dezentrale und erneuerbare Produktion vor allem kleine und mittelständische Unternehmen national und regional zu unterstützen, um Arbeitsplätze in ländlichen Gegenden zu sichern und auszubauen. Mit dieser Energieproduktion erhoffte sich die EU, lokal die Versorgungssicherheit zu erhöhen und aufgrund der verkürzten Übertragungswege geringere transportbedingte Energieverluste zu erreichen (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 1).

Die Zielvorgabe ist für die Produktion von Energie aus erneuerbaren Energiequellen mit 20 % festgelegt. Die Energieeffizienz soll bis 2020 um 20 % erhöht werden, wie im Aktionsplan vom Europäischen Parlament bereits am 31. Jänner 2008 entschieden wurde (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 2).

Jedes Mitgliedsland der EU weist unterschiedliche Charakteristika, Ausgangspositionen und Potentiale bei der Erfüllung der gemeinschaftlichen Ziele auf. Der Mix an erneuerbaren Energieträgern und das Produktionsziel von 20 % ist länderübergreifend zu interpretieren, da nicht jedes Land unter Beibehaltung von angemessenen und fairen Bedingungen die Ziele in gleicher Weise verfolgen kann. Aus diesem Grund wird zur Berechnung der Quote jedes Land nach seinem Bruttoinlandsprodukt gewichtet, der Bruttoenergieverbrauch wird mit einbezogen, und die bisherigen Anstrengungen im Bezug auf erneuerbare Energien werden gewertet. Als Ausgangspunkt wurde aufgrund der Vollständigkeit der Daten das Jahr 2005 gewählt (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 3). Im Unterschied zur Richtlinie 2001/77/EG beziehen sich die neuen Richtziele auf den gesamten Energieverbrauch und nicht mehr lediglich auf den Stromverbrauch (E-Control GmbH, 2010, S. 79).

Tabelle 2: Nationale Gesamtziele für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am gesamten Energieverbrauch

	Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch 2005	Zielwert des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020
Deutschland	5,8 %	18 %
Österreich	23,3 %	34 %

Quelle: Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 31.

Den Mitgliedsländern wurde damit abverlangt, hohe Investitionen in Forschung und Entwicklung von Technologien für regenerative Energieträger zu tätigen. Förderungen durch den Staat wertet die Richtlinie als notwendige Maßnahme, um das gesteckte Ziel zu erreichen, solange die Elektrizitätspreise im Binnenraum noch nicht alle Sozial- und Umweltkosten und den Nutzen der Energieträger reflektieren (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 4).

Um dem Endkonsumenten in Bezug auf Transparenz Rechnung zu tragen, werden im Sinne dieser Richtlinie Herkunftsnachweise ausgestellt. Auf diesem Weg kann der Verbraucher feststellen, welcher Anteil und welche Menge seines Energiemixes aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurden (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 6). Die Weiterentwicklung des bereits in der Richtlinie 2003/54/EG vorrangigen Netzzugangs sieht vor, dass im Falle einer physikalischen Beeinträchtigung des Netzes durch die Einspeisung von EE der Anlagenbetreiber für die Verwehrung des Netzzugangs entschädigt werden muss. Die Mitgliedsstaaten können zur Beschleunigung des Verfahrens für den Netzzugang entweder Anschlusskapazitäten reservieren oder mit dem vorrangigen Netzzugang vorsehen (Europäisches Parlament und der Rat, 2009, S. 7).

Die EU-Kommission stellte Anfang 2014 die neuen Ziele der Energie- und Umweltpolitik bis 2030 vor. Das Kernstück der Neuausrichtung der Klimastrategie ist nur noch die Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 30 % im Vergleich zum Level von 1990. Die bisherigen nationalen Quoten bis 2020 fallen, den Mitgliedsstaaten soll dadurch mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der nationalen Energiepolitik gegeben werden (Die Presse, 2014).

RECHTLICHER RAHMEN FÜR ERNEUERBAREN ENERGIEN IN ÖSTERREICH – VOM ELWOG ZUM ÖKOSTROMGESETZ

Der Strommarkt in Österreich ist seit dem 1. Oktober 2001 vollständig liberalisiert. Im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) in der Fassung von 1998 wurde die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie umgesetzt und eine sukzessive Liberali-

sierung verankert. Diese stufenweise Marktöffnung sah bis 2003 einen Liberalisierungsgrad von 35 % vor. Widerstand kam von Seiten der Klein- und Mittelunternehmen und der Endverbraucher, da sich diese gegenüber den von der Teilliberalisierung profitierenden Großabnehmern benachteiligt fühlten. Eine Novellierung des EIWOG machte somit die Vollliberalisierung 2001 möglich. Weiterhin monopolistisch ist der Netzbereich (E-Control, 2002, S. 2 ff.), der durch die Eigenschaften der Vernetzung und Unteilbarkeit charakterisiert ist. Die Produktion kann zu geringeren Kosten in einem anstatt mehreren Unternehmen erbracht werden. Wettbewerb im Netzbereich und eine damit einhergehende Parallelität der Netze würde zu vermeidbaren Kosten führen. Dieser Bereich der Volkswirtschaft wird als natürliches Monopol bezeichnet (Borrmann & Finsinger, 1999, S. 101 ff.). Die Errichtung und der Betrieb der Stromnetze werden durch die Regulierungsbehörde E-Control reguliert. Die Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel und Vertrieb sind dem freien Wettbewerb überlassen (E-Control, 2002, S. 2 ff.).

Bis zum Jahr 2002 wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Förderung von Ökostrom im EIWOG festgelegt. Im Jahr 2002 wurde die Förderung von Ökostrom in ein eigenes Gesetz, das Ökostromgesetz, ausgelagert (Raschauer, 2011, S. 22 ff.).

Die Erlassung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz im Bundesgesetzblatt 1998 regelte erstmals die Förderung von erneuerbaren Energieträgern. Bis dahin gab es je nach Bundesland verschiedene Förderprogramme (Rabl, 2009, S. 24 ff.). Die Zielsetzung des EIWOG ist in den Grundsatzbestimmungen verankert, zu welchen die Schaffung einer Marktorganisation, die Umsetzung der von der EU vorgegebenen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinien die Energiewirtschaft betreffend und die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien zählen. Die Bestimmungen des EIWOG wurden mit marginalen textlichen Anpassungen in die Landesausführungsgesetze übernommen (Raschauer, 2011, S. 22 ff.). Im Zuge des Energieliberalisierungsgesetzes im Jahr 2000 wurde auch das EIWOG einer Novellierung unterzogen. Erstmals wurden Mengenziele für den Anteil an regenerativen Energieträgern für die Produktion festgelegt. Die Festsetzung von Mindestpreisen für Ökostrom wurde durch die Landeshauptleute bestimmt, diese Regelung betraf die Netz-

betreiber und die Vorgabe für den von ihnen abzunehmenden Grünstrom. Die Preise orientierten sich an den durchschnittlichen Kosten für die Produktion von Strom aus EE. Darüber hinaus wurden Stromhändler verpflichtet, 8 % des gelieferten Stroms an Endverbraucher aus österreichischen Kleinwasserkraftwerken (KWKW) zu decken (Rabl, 2009, S. 25).

Das Ökostromgesetz (ÖSG) wurde im Gegensatz zum EIWOG bundesweit einheitlich geregelt, um einen österreichweiten Rechtsrahmen für Grünstrom und Energie aus Kleinwasserkraft zu schaffen. Das ÖSG wurde im Bundesgesetzblatt I Nr. 149/2002 veröffentlicht, setzte die Richtlinie 2001/77/EG um und manifestierte die erforderlichen Maßnahmen, um die Ziele der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen zu erreichen (Rabl, 2009, S. 27).

Das Bundesgesetz umfasst und regelt im zweiten Paragraph folgende Geltungsbe-
reiche:

1. „die Nachweise über die Herkunft elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern;
2. die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat, einem EWR-Vertragsstaat oder einem Drittstaat;
3. Abnahme- und Vergütungspflichten;
4. die Voraussetzungen für und die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern;
5. die bundesweit gleichmäßige Verteilung der durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern entstehenden Aufwendungen;
6. die bundesweit gleichmäßige Verteilung der durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entstehenden Aufwendungen“ (Ökostromgesetz 2002, 2002, S. 3).

Die Ökostromgesetzesnovelle 2006 brachte eine weitere Forcierung für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich mit sich. Das bis 2008 gesetzte Ziel eines 4 %-Anteils der sonstigen regenerativen Energieträger an der Stromabgabe an Endverbraucher wurde bereits im Jahr 2005 erreicht. In der Novelle 2006 wurde ein neu-

es Ziel formuliert, eine Quote von 10 % bis 2010. Dafür bedurfte es einer besseren Planbarkeit der benötigten Fördermittel und eines effizienteren Einsatzes der Förderbeiträge, um die kostengünstigsten Anlagen zu subventionieren. Unter Berücksichtigung dieser Umstände sollte eine Begrenzung der Fördermittel trotzdem zu einer Erhöhung der Quote führen und die Heranführung des Gutes Ökostrom an die Marktreife erreicht werden (Rabl, 2009, S. 27 ff.).

Die Änderungen der Gesetzesnovelle für das Ökostromgesetz 2007 waren nur geringfügig. Es gab einige redaktionelle Anpassungen, und der Erlass der Ökostromverordnung wurde dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit übertragen (Rabl, 2009, S. 28).

Die Fassung des ÖSG 2008 brachte im Vergleich zu den letzten Novellierungen grundlegende Änderungen mit sich. Die Eckpunkte der Novellierung waren die Neu festsetzung der Ausbauziele für EE, die Änderung der Struktur der Einspeisetarife, Verbesserungen im administrativen Bereich und eine Veränderung im Finanzierungsbereich. Das Ökostromausbauziel ab 2010 wurde neu gefasst und mit 15 % der an Endkunden abgegebenen Mengen bis 2015 beziffert. Maßnahmen dafür sind die Ausbauziele in der Wasserkraft und der Windkraft mit je 700 MW. Im Bereich der Wasserkraft entfällt etwa die Hälfte des Ziels auf Klein- und mittlere Wasserkraft. Um die raschere Realisierbarkeit solcher Projekte herzustellen und die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, waren Anpassungen im Rechtsbereich notwendig. Im Bereich der Windkraft wurde ein größeres Augenmerk auf die Standortwahl und eine verbesserte Koordination von Flächenwidmungen und Netzausbauten gelegt. Dies sollte in den Ausbauregionen Niederösterreich und dem Burgenland die Errichtung erleichtern und auch den Bau von Einzelanlagen mit verringertem Investitionsrisiko forcieren (Rabl, 2009, S. 30 ff.).

Eine kleinere Novelle im Jahr 2009 regelte die durch die Uneinigkeit der Stromhändler mit der OeMAG entfachte Auseinandersetzung bezüglich der Abnahmeverpflichtung. Darüber hinaus wurden Nachweispflichten und Rückforderungspflichten für Endverbraucher geregelt (Ökostromgesetz 2009, S. 1).

Im Juli 2012 trat die letztgültige Fassung des Ökostromgesetzes in Kraft. Das ÖSG 2012 legt in seiner Zielsetzung nunmehr fest, dass eine bilanzielle Unabhängigkeit Österreichs von Atomstromimporten bis zum Jahr 2012 erreicht werden muss. Neben den bereits festgelegten Ausbauzielen bis 2015 regelt das ÖSG 2012 weitere Ausbauziele bis 2020, nach denen zusätzliche 2.000 GWh Wasserkraft und zusätzliche 4.000 GWh Windkraft integriert werden sollten (E-Control, 2012, S. 1 ff.).

DIE ENTWICKLUNG VOM STROMEKG ZUM EEG IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Die späte Liberalisierung des deutschen Stromsektors und auch die dadurch verzögerte Förderung von Strom aus regenerativen Quellen ist auf die historischen Gegebenheiten nach der Wiedervereinigung von West- und Ostdeutschland zurückzuführen. Die energiepolitische Herausforderung der jungen deutschen Einheit bestand darin, die ostdeutsche Stromwirtschaft in das westdeutsche Verbundsystem zu integrieren (Suck, 2008, S. 169). Im Jahr 1998 wurde die Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland rechtlich umgesetzt, abweichend zu den anderen EU-Staaten wurde der Regulator, die Bundesnetzagentur, erst 2005 für diese Zwecke eingesetzt (Wirtschaft im Wandel, 2005, S. 383).

Mit dem Energiekonzept der deutschen Bundesregierung wurde Ende 2010 mit der Einigung zu einem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie eine neue Ära der Energiepolitik eingeläutet. Im Sommer 2011 wurde fixiert, die Energieversorgung weitgehend auf erneuerbare Energieträger umzustellen und auf kohlendioxidreiche Produktionsquellen zu verzichten. Die ab diesem Zeitpunkt so genannte „Energiewende“ strebt die Umstrukturierung des Energieerzeugungssystems schrittweise bis 2050 an. Die Produktion von Strom und Wasser trägt deutschlandweit mit rund 37 % einen erheblichen Anteil zu den Treibhausgasemissionen bei (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 4).

Seit mehr als 20 Jahren wird in Deutschland die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gefördert, anfangs durch das Stromeinspeisegesetz, seit dem Jahr 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG. Aufgrund der Förderlage

stieg die Produktion von Ökostrom erheblich an und machte bereits 20 % der Bruttostromerzeugung in Deutschland aus (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 5).

Am 5. Oktober 1990 verabschiedete der Deutsche Bundestag das Strom-einspeisegesetz (StromEG) einstimmig. Vorausgegangen waren diesem Gesetz die Lobbying-Aktivitäten für Windkraft in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein und den von der Wasserkraft dominierten südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. In diesen Bundesländern wurden bereits in den 80er Jahren Technologie- und Förderprogramme auf Länderebene durchgeführt, und diese Vorreiterrolle bewog die involvierte Industrie, staatliche geförderte Einspeisetarife zu fordern.

Das StromEG wurde somit Ende der 1990er Jahre im Kleinen reformiert und blieb bis zum vollständigen Umbau zum EEG im Jahr 2000 ein kurz gefasstes Gesetz mit lediglich sechs Paragraphen (Suck, 2008, S. 193 ff.).

Nicht nur die bereits oben erwähnten Gründe brachten das StromEG an seine Grenzen, auch die Liberalisierung der Energiewirtschaft im April 1998 und das sich daraus ergebende sinkende Strompreisniveau hätten für die Investitionssicherheit von Ökostromanlagen nicht mehr ausgereicht. Einen erfolgreichen Ausbau verzeichnetet das StromEG im Bereich von Kleinwasserkraft, Windenergie und Biomasse. Um auch weniger konkurrenzfähige Technologien wie kleine Biomasseanlagen, die Geothermie und Photovoltaik zu fördern, bedurfte es einer Novellierung des StromEG (Suck, 2008, S. 328).

Das nun reformierte StromEG wurde umbenannt in das „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“. Mit dieser Namensänderung wurde ein direkter Bezug zur Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG hergestellt, die den Vorrang erneuerbarer Energieträger festlegt (Suck, 2008, S. 340). Der erste Paragraph des Gesetzes widmete sich der Zielsetzung des EEG und lautete wie folgt: „Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil Erneuerbarer Energien

am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln“ (Bundesgesetzblatt, 2000, S. 305).

Das EEG 2000 brachte bezüglich des finanziellen Kostenausgleichs und des mengenmäßigen Ausgleichs der Netzbetreiber legislative Änderungen für die in der Vergangenheit scharf kritisierten Regelungen der Umwälzung. Die Übertragungsnetzbetreiber waren laut Paragraph 11 verpflichtet, die in unterschiedlichem Ausmaß eingespeisten Mengen und Vergütungszahlungen zu erfassen und untereinander auszugleichen (Bundesgesetzblatt, 2000, S. 344 ff.; Suck, 2008, S. 344 ff.).

Die Novelle zum EEG 2004 brachte einige Neuregelungen mit sich. Die energieintensive Industrie forderte eine Entlastung von der EEG-Umlage, die mit der sogenannten Härtefallklausel geregelt war. Schlussendlich kam es bei der Neufassung zu einer Begünstigung von Industriebetrieben, deren Verbrauch über 10 GWh lag, womit der Kreis an Begünstigten noch sehr eng gefasst war. Diese Ausnahme zog in Folge immer weitere Kreise und führte zu einer Erhöhung der Belastungen der Privathaushalte (Hirschl, 2008, S. 156 ff.). Die Härtefallklausel wurde um den Umverteilungsdeckel von 10 % erweitert, wodurch die Erhöhung der Umlage für Endverbraucher nicht mehr als 10 % im Vergleich zum Vorjahr betragen durfte. Sonst würden die niedrigeren Umlagen die Anzahl der privilegierten Großabnehmer erhöhen, um die Deckelung einhalten zu können (Hirschl, 2008, S. 161).

In der Novellierung 2004 wurde das Ziel verankert, 2020 20 % der Stromversorgung aus EE zu gewinnen. Um im Bereich der EE Effizienzsteigerungen zu erwirken, kam es im Bereich der Leistungsklassen, Leistungsbereichen und Laufzeiten zu Differenzierungen unter den Energieträgern (Hirschl, 2008, S. 162).

Mit der kleinen EEG-Novelle 2006 wurden die Umlagebelastungen für Endverbraucher weiter verschärft, da der 10 %-Deckel für privilegierte Großabnehmer ersatzlos gestrichen wurde. Durch die anhaltende Kritik des Bundesverbands neuer Energieanbieter mussten Netzbetreiber nun transparentere Methoden einsetzen, um die „vermiedenen Netzentgelte“ zu berechnen, da diese die EEG-Belastungen für Endverbraucher beachtlich erhöht hatten (Dow Jones Energy Weekly, 2006).

Die Novellierung des EEG 2009 wurde im Juni 2008 beschlossen und trat mit 1.1.2009 in Kraft. Die Eckpfeiler des Gesetzes aus der Version von 2004 blieben unverändert, obwohl sich die Paragraphenanzahl um zwei Drittel auf 66 erhöhte. Im ersten Paragraph wurden die Ausbauziele für erneuerbare Energieträger angepasst. Der Zweck des Gesetzes zielte darauf ab, einen Anteil von EE an der Stromversorgung von 35 % und einen Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 18 % bis zum Jahre 2020 zu erreichen. Der Anlagenbegriff wurde neu definiert, und Regelungen für Alt- bzw. Neuanlagen wurden beschlossen. Die Übergangsbestimmungen schützten Altanlagen und gestanden diesen hinsichtlich Abnahme und Vergütung die bisher geltenden Bedingungen weiterhin zu. Eingeführt wurde die sogenannte Härtefallregelung, die im Falle von Netzengpässen eine Reduzierung der Einspeisung von Strom aus regenerativen Quellen zulässt. Die Anlagenbetreiber mussten für den Entgang Nachweise gegenüber dem Netzbetreiber bringen, für die 95 % der Einbußen abgegolten wurden. Um einer eventuellen Reduzierung der Einspeisung durch den Netzbetreiber nachkommen zu können, verpflichtet Paragraph 11 die Anlagenbetreiber zur Einrichtung der notwendigen Fernsteuerbarkeitsanlagen (Bundesgesetzblatt, 2009, S. 5 ff.).

Die erneute Novellierung des EEG schuf für Energie aus solarer Strahlungsenergie eine Neuregelung des Rechtsrahmens um der Überförderung Einhalt zu gebieten. Im Zuge dieser Photovoltaik-Novelle kam es auch zu Änderungen bei der Gesetzgebung für alle regenerativen Energieträger. Die Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt erfolgte im August 2012 mit rückwirkender Gültigkeit ab April 2012 (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012).

1.2. DIE FÖRDERMODELLE

In vielen Ländern, auch außerhalb Europas, werden von den politischen Akteuren unterschiedliche Instrumente verwendet, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern. Auch geografische Parameter wie das Windaufkommen, die Sonneneinstrahlung und das Wasservorkommen der Standorte werden in die Voraussetzungen

für solche Modelle oftmals eingebunden. Grundsätzlich stehen hierfür zwei unterschiedliche Ansätze zur Verfügung, nämlich zum einen ein Modell mit Einspeisetarifen und zum anderen ein Quotenmodell. Die Ausgestaltung der Modelle unterscheidet sich je nach Land zum Teil erheblich. Für das Quotenmodell sind die nachfolgenden Parameter von essentieller Bedeutung: einerseits die Anzahl der Zertifikate je erzeugte kWh und andererseits die Quotenverpflichteten sowie die Höhe der Quote. Bei den Einspeisetarifen sind die Höhe der Mindestvergütungen, die Vergütungsdauer und die geförderte Technologie detailliert zu spezifizieren (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 8 ff.).

Das Quotenmodell wird in der Europäischen Union von Großbritannien, Belgien und Schweden angewendet. Dafür werden staatliche Quoten für die Händler, Produzenten oder Konsumenten für ihren Anteil an Grünstrom am Gesamtstromverbrauch festgelegt. Für die Kraftwerksbetreiber bedeutet dies, einen Anteil an Erzeugungspark an erneuerbaren Energieträgern nachweisen zu müssen. Dafür erhalten sie handelbare Zertifikate über den Ursprung des regenerativ erzeugten Stroms. Falls sie die Quote nicht erfüllen, können sie am Handelsmarkt Zertifikate nachkaufen, um den vorgeschriebenen Anteil einzuhalten, sonst droht eine Strafzahlung. Das Ziel des Quotenmodells ist es, durch den vom Markt vorgegebenen Mechanismus, vorteilhafte Erzeugungspotentiale zu erreichen und dadurch die Kosteneffizienz beim Ausbau von regenerativen Energieträgern zu gewährleisten (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 8 ff.).

Im Unterschied zum Quotenmodell wird bei dem Modell der Einspeisetarife für jede Kilowattstunde an eingespeistem Grünstrom ein gesetzlich festgelegter Mindestpreis vergütet. Dieses Modell dominiert den deutschen und österreichischen Fördermarkt. Der festgelegte Mindestpreis ist meistens nicht an den Marktpreis gekoppelt und übersteigt diesen oft erheblich. Für den Kraftwerksbetreiber bietet dieses Modell den Vorteil, dass er sich der Risiken in Form von Preis- und Absatzschwankungen am Strommarkt gänzlich entledigen kann. Es gibt auch Tarife, welche als Premiumtarif einen Aufschlag auf den Marktpreis zahlen (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 8 ff.).

Wie bereits eingangs erwähnt wurde, ist das bestimmende Fördersystem in Österreich und Deutschland jenes der Einspeisetarife. Die nachfolgende Retrospektive der Entwicklung der Fördertarife und die Darstellung der derzeitigen Tarifgestaltung nach dem ÖSG 2012 und dem EEG 2012 für Wasserkraft und Windenergie verdeutlichen die Lage für den Anlagenbetreiber und die Herausforderungen für den Händler. Die Notwendigkeit für die Betrachtung der gesetzlichen Förderschemata liegt darin, preisliche Alternativen für den Anlagenbetreiber bzw. Vermarktungspotentiale für den Vermarkter aufzuzeigen.

DIE GESETZLICH GEREGLTE EINSPEISEVERGÜTUNG FÜR ÖKOSTROM IN ÖSTERREICH

Die Einspeisevergütung von Ökostrom wurde anfänglich mit einer Abnahmeverpflichtung durch den Ökobilanzgruppenverantwortlichen¹ von der Energie-Control GmbH geregelt. Die vom Regulator festgesetzten allgemeinen Bedingungen und bundesweit einheitlichen Abnahmepreise wurden von verschiedenen Bundesministerien und von der Arbeitsgruppe der Landeshauptmänner genehmigt. Das oberste Ziel der Preisgestaltung war es, eine kontinuierliche Steigerung der Grünstromproduktion gemäß den vorgegebenen Zielen zu erreichen. Dabei findet auch die bereits oben erwähnte europäische Zielvorgabe für 2010 von 78,1 % der Stromerzeugung aus Ökostrom ihre gesetzliche Verankerung. Eine weitere Vorgabe im ÖSG sah bis 2008 eine Ökostromproduktion aus sonstigen regenerativen Energieträgern, ausgenommen Wasserkraft, von 4 % vor (Rabl, 2009, S. 2 ff.).

Im Bundesgesetzblatt II Nr. 508/2002 wurden die Preise für die Abnahme von regenerativ erzeugtem Strom bestimmt. Die Preise unterschieden sich nach dem jeweili-

¹ „Der Ökobilanzgruppenverantwortliche stellt den Regelzonenführer dar, der in seiner Regelzone eine Ökobilanzgruppe einzurichten hat. Nach Bildung der Gruppe haben alle Ökobilanzgruppenverantwortlichen alle Gruppen zu einer bundesweiten Ökobilanzgruppe zu vereinigen und einen Bilanzgruppenverantwortlichen zu bestimmen. Generell ist der Ökobilanzgruppenverantwortliche bei Ausübung dieser Position von seiner Tätigkeit als Regelzonenführer zu differenzieren. Neben der Abnahme des Ökostromes zu den in Paragraph 11 bestimmten Preisen und dem Abschluss von Verträgen, zählt die Zuweisung des Stromes in Form von Einspeiseplänen an die Stromhändler, die den Endverbraucher beliefern, zu den Hauptaufgaben“ (Lex and Tax, 2002).

gen Energieträger und den mit einbezogenen Aufwendungen der angewandten Technologien und wurden für 13 Jahre garantiert. Gültigkeit haben diese gesetzlichen Bestimmungen für Anlagen, die bis 31.12.2004 alle benötigten Genehmigungen eingeholt haben und die bis zum 30.6.2006 in Betrieb gegangen sind, bei revitalisierten und neuen Kleinwasserkraftanlagen war die Inbetriebnahme bis 31.12.2005 vorgesehen. Die Abnahmepreise spiegeln die durchschnittlichen Produktionskosten einer kosteneffizienten Anlage wider (Rabl, 2009, S. 2 ff.).

Kleinwasserkraftwerke sind laut Definition Anlagen im Sinne des Ökostromgesetzes, wenn diese eine Engpassleistung bis einschließlich 10 MW aufweisen (Ökostromgesetz 2002, 2002, S. 4).

Für die Abwicklung des Kaufes und Verkaufs von Ökostrom wurde später eine bundesweite Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) eingerichtet, welche die bis dato eingesetzten Ökobilanzgruppenverantwortlichen ersetzte. Für Ökostromanlagen besteht laut Ökostromgesetz bei Erfüllung der allgemeinen Bedingungen eine Kontrahierungspflicht der OeMAG zu den festgelegten Einspeisetarifen (Rabl, 2009, S. 27 ff.).

Weitere Eckpunkte der Novellierung waren eine degressive Absenkung der Obergrenze der Einspeisetarife, die Förderung der Ökostromanlagen nach dem First-come-first-serve-Prinzip, die Festlegung der gesetzlichen Effizienzkriterien und die Begrenzung der Abnahmepflicht nach Maßgabe der zur Verfügung stehenden Mittel. Die Förderdauer wurde für die sonstigen Anlagen, ausgenommen Kleinwasserkraft, auf 10 Jahre beschränkt, wobei das 11. Jahr mit 75 % und das 12. Jahr mit 50 % des Einspeisetarifs vergütet wurde. Falls die letztgenannten beiden Jahre unter dem Marktpreis liegen sollten, besteht der Anspruch auf Erhöhung des Tarifs bis zum Marktpreis (Rabl, 2009, S. 27 ff.).

Die Ökostromnovelle 2008 brachte massive Änderungen bei den Einspeisevergütungen im Bereich der Wasserkraft. In das Vergütungsschema der Altanlagen wurde nicht eingegriffen, jedoch wurden durch die Novellierung für Neuanlagen oder revitalisierte Anlagen, die ab dem 1.1.2008 in Betrieb gegangen waren, nur noch Investitionsfördermaßnahmen vorgesehen. Diese Anlagen hatten ungeachtet dessen eine Abnahmegarantie mit einer Vergütung zum Marktpreis abzüglich der

entstandenen Ausgleichsenergie². Bei den Windkraftanlagen fand das Gesetz wieder zu seinen Anfängen von 2002 zurück und erhöhte die Laufzeit wieder auf eine 13 Jahre garantierte Einspeisevergütung (Rabl, 2009, S. 32 ff.).

Nach dem nunmehr gültigen Ökostromgesetz 2012 kann zwischen einem Investitionszuschuss und einer Einspeisevergütung gewählt werden. Um diese zu erhalten, muss nach Annahme des Vertrags durch die OeMAG die Wind- bzw. Wasserkraftanlage spätestens 36 Monate danach in Betrieb gehen. Die Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen sind mit 16 Millionen Euro pro Jahr begrenzt. KWKW bis zu 500 kW werden mit maximal 30 % der Investitionskosten bzw. mit maximal 1.500 Euro pro kW subventioniert. Etwas größere Anlagen bis 2 MW Engpassleistung erhalten 20 % Zuschuss bzw. 1.000 Euro je kW, bei Anlagen bis 10 MW maximal 10 % oder 400 Euro pro kW. Die Einspeisetarife werden weiterhin per Verordnung durch das Wirtschaftsministerium erlassen und können für mehrere Jahre im Vorhinein festgelegt werden (E-Control, 2012, S. 1 ff.).

Das zusätzliche monetäre Unterstützungsvolumen wurde in der Neufassung, im Vergleich zu 2011, mehr als verdoppelt. Insgesamt beläuft sich das Volumen auf 50 Millionen Euro, wobei zwei Drittel bereits spezifischen Energieträgern zugeordnet sind, der Resttopf wird über die nächsten 10 Jahre jährlich um 1 Million Euro abgesenkt. Für Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW besteht durch die Neufassung wieder die Möglichkeit, neben Investitionszuschüssen auch fixierte Einspeisetarife zu erhalten (E-Control, 2012, S. 4 ff.). Je nach Antragstellung und der Unterscheidung zwischen einer Revitalisierung³ von 15 % bzw. 50 % in Bezug auf das Regelarbeitsvermögen

² Ausgleichsenergie entsteht durch die Abweichung der prognostizierten zur tatsächlichen Erzeugung in einer Bilanzgruppe. Die Festsetzung der viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise basiert auf den Kosten für Regelenenergie, welche für die physikalische Netzstabilität sorgt und durch den Übertragungsnetzbetreiber koordiniert wird (E-Control, 2013). Weiterführend wird dieses Thema in Kapitel 2.3 näher erläutert.

³ Die Revitalisierung einer Kleinwasserkraftanlage bedeutet aus technischer Sicht eine effizientere Ausnutzung des Standorts und aus ökologischer Sicht eine Verbesserung der Gewässerstruktur. (Kleinwasserkraft Österreich, 2014)

(RAV)⁴ kommt es zu folgenden geförderten Einspeisetarifen (Bundesgesetzblatt Österreich, 2012, S. 5).

Tabelle 3: Vergütung Wasserkraft laut Ökostromverordnung

	bis 500.000 kWh in ct./kWh	die nächs- ten 500.000 kWh in ct./kWh	die nächs- ten 1.500.000 kWh in ct./kWh	die nächs- ten 2.500.000 kWh in ct./kWh	die nächsten 2.500.000 kWh in ct./kWh	über 7.500.000 kWh in ct./kWh
Revitalisierung 50 % und Neubau Antragstellung bis Ende 2012	10,60	7,63	6,66	5,56	5,25	5,00
Revitalisierung 50 % und Neubau Antragstellung bis Ende 2013	10,55	7,59	6,63	5,53	5,22	4,97
Revitalisierung 15 % Antragstel- lung bis Ende 2012	8,30	6,06	5,25	3,83	3,54	3,25
Revitalisierung 15 % Antragstel- lung bis Ende 2013	8,26	6,03	5,22	3,81	3,52	3,23

Quelle: Bundesgesetzblatt Österreich, 2012, S. 5.

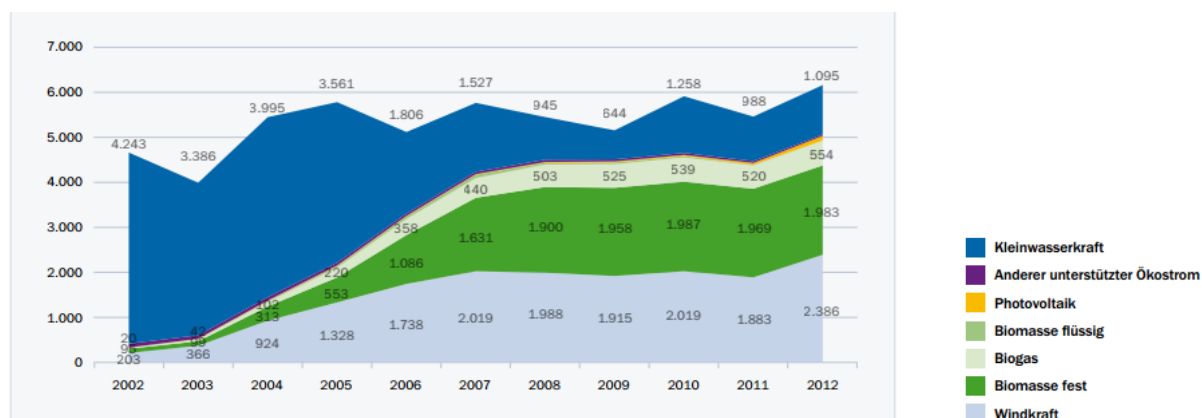
Für Windenergieanlagen, die bis Ende 2012 einen Antrag zur Förderung eingebracht haben, erhalten die Betreiber 9,50 ct./kWh, bei Antragsstellung im Jahr 2013 sind es 9,45 ct./kWh (Bundesgesetzblatt Österreich, 2012, S. 2).

Mithilfe der erneuten Novellierung konnten im Jahr 2012 neue Impulse für die Förderung von Ökostrom geschaffen werden. Es kam im Jahr 2012 zu einem deutlichen Anstieg auf insgesamt 11 % an der Gesamtstromerzeugung von gefördertem Ökostrom. Die Windkraft verzeichnete in diesem Zusammenhang den größten Zuwachs von zusätzlichen 503 GWh (26,7 %), gefolgt von der Kleinwasserkraft mit einer Steigerung von 107 GWh (10,8 %) im Vergleich zum Jahr 2011 (E-Control, 2013, S. 16 ff.).

⁴ „Das RAV ist die elektrische Energie bei Laufwasserkraftwerken, die mit dem nutzbaren Zufluss im Regeljahr erzeugt werden kann. Das Regeljahr ist ein fiktives Jahr, dessen wasserwirtschaftliche Größen Durchschnittswerte von möglichst vielen Jahren sind“ (Kleinwasserkraft Österreich, 2013, S. 4).

Die mit der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG im Vertragsverhältnis stehenden Anlagen sind in nachfolgender Graphik nach Energieträger und Erzeugung in GWh für die vergangenen 10 Jahre dargestellt.

Abbildung 1: Abgenommene Ökostrommengen durch OeMAG



Quelle: E-Control, 2013, S. 17.

Ein spezielles Bild bietet, wie auch die obige Graphik veranschaulicht, die Förderung der Kleinwasserkraft. Bei Einführung des österreichischen Förderregimes dominierte die Kleinwasserkraft den subventionierten Sektor der erneuerbaren Energien. Anders als bei den restlichen geförderten Energieträgern kam es jedoch zu einem kontinuierlichen Rückgang an geförderten Anlagen bzw. eingespeister Leistung. Dies ist auf den Umstand zurückzuführen, dass ab dem Jahr 2008 die Marktpreise deutlich anzogen und die geförderten Tarife für KWKW überstiegen. Aus diesem Grund entschieden sich Anlagenbetreiber, auf den staatlichen Einspeisetarif zu verzichten und höhere Preise durch die Vermarktung zu erzielen. Zeitgleich endete auch für einige Anlagen die Förderlaufzeit, und ein Verkauf der Ökostrommengen über den Markt war unumgänglich. Auch die gebotene Flexibilität der Anlagenbetreiber, während der 13 Jahre andauernden Förderzeit für jeweils ein Jahr das geförderte System zu verlassen und den Strom anderweitig zu vermarkten, wird von den Anlagenbetreibern genutzt (E-Control, 2013, S. 20 ff.).

Für KWKW besteht neben den Einspeisetarifen die Möglichkeit, eine einmalige Investitionsförderung in Anspruch zu nehmen. Bis Mitte Februar 2013 haben bereits

207 neue Kleinwasserkraftwerke diesen Zuschuss in Anspruch genommen (E-Control, 2013, S. 21).

Im Bereich der Windkraft kam es nach den ersten Boomjahren zu einer Stagnation der kontrahierten Windenergiemengen. Nach Abbau der Wartelisten für Windkraftförderung laut Ökostromgesetz 2012 konnten im Jahr 2012 183 Neuanlagen mit einer Leistung von 622 MW unter Vertrag genommen werden (E-Control, 2013, S. 20 ff.)

Die Steigerungsraten von Ökostrom im Jahr 2012 erhöhten demnach auch das Vergütungsvolumen um knapp 13 %, die gesunkenen Marktpreise verschärften die Situation noch weiter; durch das Sinken kam es zu einem Anstieg von knapp 20 % des Unterstützungsvolumens auf 363 Millionen Euro. Auch für das Jahr 2013 ist eine ähnliche Bilanz absehbar und als hemmender Faktor für das geplante Ausbaupotential zu sehen (E-Control, 2013, S. 24 ff.).

Die hohen Kosten für Ausgleichsenergie wurden zu 88 % von Windenergieanlagen verursacht, insgesamt kam es zu einer Steigerung von 10,6 Millionen Euro auf 27,7 Millionen Euro (E-Control, 2013, S. 24 ff.).

ABNAHMEPFLICHT DER OEMAG NACH ABLAUF DER FÖRDERDAUER ZU MARKTPREISEN

Neben der bereits diskutierten Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG ist diese auch verpflichtet, anerkannten Ökostromanlagen den erzeugten Strom zu Marktpreisen abzunehmen. Diese Abnahmepflicht entsteht einerseits, wenn ein Anlagenbetreiber für mindestens ein Jahr auf die geförderten Einspeisetarife verzichtet. Andererseits ist die OeMAG verpflichtet, dem Anlagenbetreiber drei Monate vor Ablauf der gesetzlichen Förderung ein Angebot zu legen und den dann nicht mehr geförderten Ökostrom zu Marktpreisen abzunehmen (Bundesgesetzblatt Österreich, 2011, S. 11). Deshalb ist der Marktpreis, der von der OeMAG angeboten wird, ein Konkurrenzpreis zu privatwirtschaftlichen Vermarktern.

Langfristig sieht der Experte Dr. Baier von Verbund den Marktpreis der OeMAG nicht als konkurrenzfähig an. Darüber hinaus sei eine Verwendung von Ökostromfördermitteln nach Ablauf der Förderdauer nicht als gerechtfertigt anzusehen (Baier, 2014).

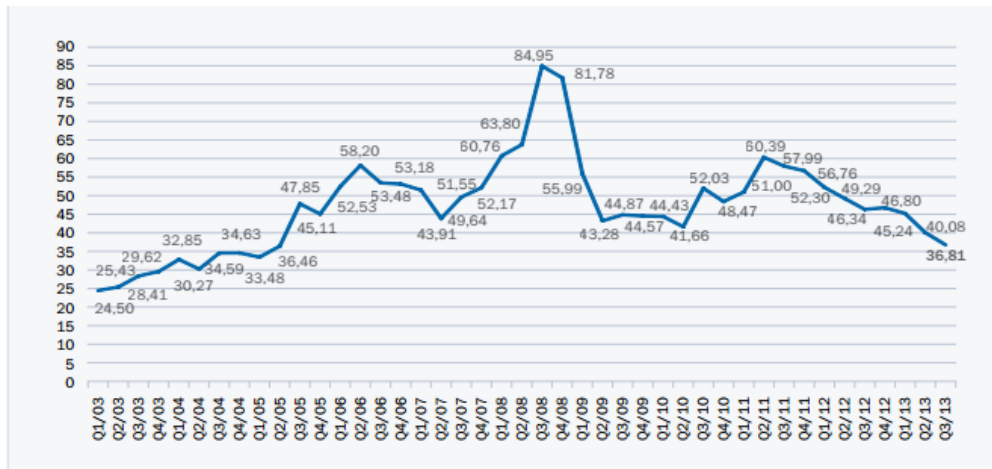
Die Höhe des Marktpreises ergibt sich aus dem von der E-Control veröffentlichten Marktpreis abzüglich der durchschnittlichen Aufwendungen je kWh für Ausgleichsenergie der OeMAG aus dem vorangegangenen Jahr. Unterschieden wird in Bezug auf die Ausgleichsenergie zumindest zwischen Windkraftanlagen und sonstigen Ökostromanlagen (Bundesgesetzblatt Österreich, 2011, S. 11). Der OeMAG entstanden im Jahr 2013 für Windkraftanlagen Kosten von 11,39 Euro/MWh für Ausgleichsenergiezahlungen. Für Wasserkraftanlagen und sonstige Ökostromanlagen waren es dagegen nur 1,25 Euro/MWh. Die administrativen Kosten belaufen sich unabhängig vom Energieträger auf 1 Euro/MWh (E-Control, 2014, S. 15).

Für die Berechnung des Marktpreises ist am Ende eines jeden Quartals von der Regulierungsbehörde E-Control der durchschnittliche Marktpreis von Grundlastenergie⁵ zu ermitteln und zu veröffentlichen. Der Marktwert ist das arithmetische Mittel der von der Strombörse European Energy Exchange (EEX) festgelegten vier aufeinander folgenden Grundlast-Quartalsfutures. Herangezogen werden für die Berechnung die fünf letzten Handelstage der Börse dieser Notierungen des unmittelbar vorangegangenen Quartals. Falls diese von der EEX nicht veröffentlicht werden, können diese von einer anderen ähnlich gelagerten Strombörse herangezogen werden (Bundesgesetzblatt Österreich, 2011, S. 26 ff.).

Der Marktpreis aus dem 3. Quartal 2013 bewegte sich auf dem niedrigsten Niveau seit 2005. Die folgende Graphik veranschaulicht die Entwicklung des Marktpreises für Strom gemäß Ökostromgesetz in Euro/MWh (E-Control, 2013, S. 24 ff.).

⁵ „Die Grundlast ist der Minimalbedarf an Strom oder Heizwärme, der zu jeder Uhrzeit abgefragt wird. Da die Grundlast-Versorgung für Strom rund um die Uhr zur Verfügung stehen muss, eignen sich Kraftwerke, die von Zeit- oder Wetterfaktoren wie Wind, Sonne oder Gezeiten abhängig sind, nicht zu ihrer Bereitstellung“ (Regner, 2010, S. 24).

Abbildung 2: Strommarktpreis laut Ökostromgesetz von 2003-2013



Quelle: E-Control, 2013, S. 24.

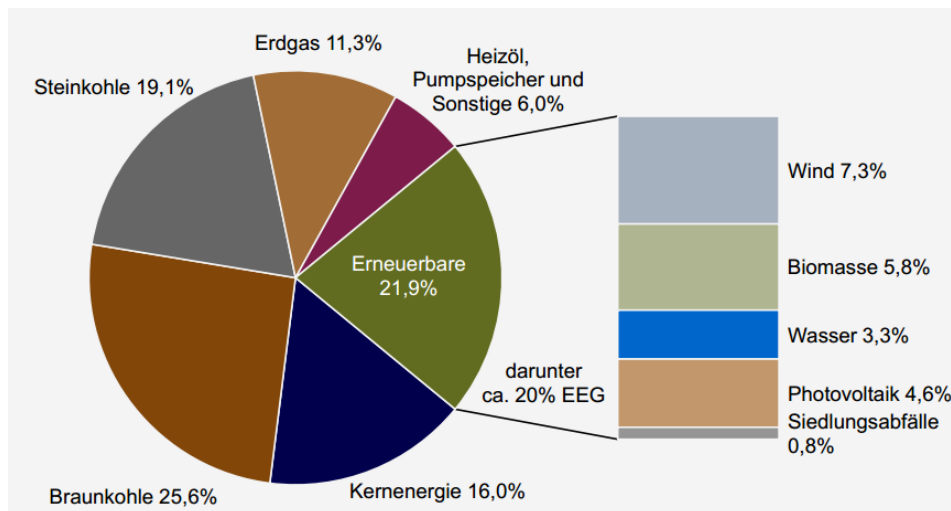
Für die vier Quartale aus dem Jahr 2012 beträgt der von der OeMAG berechnete und bezahlte Marktpreis je MWh für Ökostromanlagen außerhalb der Einspeisevergütungssysteme für das 1. Quartal 52,30 Euro, für das 2. Quartal 49,29 Euro, für das 3. Quartal 46,34 Euro und für das 4. Quartal 46,80 Euro (E-Control, 2014).

DAS DEUTSCHE FÖRDERMODELL NACH DEM EEG

Als Primärenergieträger⁶ liefern die erneuerbaren Energien derzeit einen Anteil von 12,1 % des gesamten Energieverbrauchs und 21,9 % des verbrauchten Stroms. Veranschaulicht wird dies in der unten dargestellten Grafik, wobei besonders herauszustreichen ist, dass der Großteil der erneuerbaren Energieträger durch das EEG gefördert werden, nämlich rund 20 % der Brutto-Stromerzeugung (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013; BDEW, 2013, S. 2).

⁶ „Primärenergie ist die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie (zum Beispiel Brennwert von Kohle). Primärenergieträger sind zum Beispiel Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Wasser, Wind, Kernbrennstoffe, Solarstrahlung und so weiter“ (Bundesregierung Deutschland, 2014).

Abbildung 3: Brutto-Stromerzeugung 2012 in Deutschland



Quelle: BDEW, 2013, S. 6.

Das StromEG manifestierte zum ersten Mal auf Bundesebene gesetzlich garantierte Mindestpreise zur Markteinführung erneuerbarer Energien. Für jede eingespeiste Kilowattstunde, so das Gesetz, hatte der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber mit einem festen Satz zu vergüten. Für Wasserkraft-, Klär- und Biogasanlagen bis 5 MW Engpassleistung wurde ein Vergütungsanspruch in Höhe von 75 % des durchschnittlichen Erlöses des Netzbetreibers je Kilowattstunde verordnet. Die Abgeltung für Elektrizität aus Sonnen- und Windenergie wurde mit 90 % des durchschnittlichen Erlöses je Kilowattstunde festgelegt. Der genannte Durchschnittserlös je Kilowattstunde wurde von der amtlichen Statistik des Bundesamts errechnet und für das vorhergehende Kalenderjahr veröffentlicht (Bundesgesetzblatt, 1990). Anzumerken ist, dass die Vergütung von den nationalen Elektrizitätspreisen abhängig war. Somit handelte es sich um eine gesetzlich definierte Preisregulierung mit festgelegten Mindestpreisen. Für die Anlagenbetreiber brachte dies den Vorteil, dass sie mittel- bis langfristig mit einem gesicherten Tarif rechnen konnten (Suck, 2008, S. 169 ff.).

Die Förderung wurde nach oben hin nicht durch Kapazitätsbeschränkungen gedeckelt, es gab im StromEG keine Obergrenzen für die Förderung von erneuerbaren

Energien, sondern vielmehr eine Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber (Suck, 2008, S. 171).

Im Jahr 1998 gab es eine Reform des StromEG, da vom Verband der Energiewirtschaft und den Energieversorgern kritisiert wurde, dass die Belastungen durch die Einspeisevergütungen regional sehr ungleich verteilt seien. Daher plädierten diese vorerst auf eine bundesweite Fondslösung durch die Stromwirtschaft, so sollte eine Gleichverteilung unter den Elektrizitätsversorgungsunternehmen hergestellt werden. Tatsächlich enthielt die Reform die sogenannte Härteklausel, um wettbewerbsrechtliche Härten einzelner Stromversorger abzuschwächen. Dies ermöglichte auf dem Wege der Kostenabwälzung eine Verlagerung der Kosten von der untersten Ebene der Stadtwerke zu der regionalen Ebene der Regionalversorger bis hin zu den letztgelagerten Verbundunternehmen. Somit wurde der vorgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, die Vergütung zu übernehmen, wenn der erstverpflichtete Netzbetreiber bereits eine Quote von 5 % an Strom aus erneuerbaren Energien seines Gesamtstromabsatzes mit dem vorgeschriebenen Vergütungssatz abgegolten hatte. Da der Höchstsatz von 5 % bereits nach einigen Monaten nach Implementierung des Gesetzes von Verbundunternehmen ausgeschöpft war, drohten die betroffenen Versorgungsunternehmen mit Boykott des Gesetzes und forderten ein ausgefeilteres System zur Verteilung der Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien (Suck, 2008, S. 193 ff.).

Der Bezug zur EU-Richtlinie 96/92 rührte daher, dass das Vergütungssystem immer wieder kritisiert wurde, da dem StromEG und folglich auch dem EEG europarechtswidrige diskriminierende Beihilfen vorgeworfen wurden. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) stellte in der Rechtfertigung zum EEG fest, dass das neue Gesetz im Einklang mit der Rechtssprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) stehe und es sich um keine staatliche Beihilfe im Sinne des Vertrags zur Gründung der EG handele. Damit signalisierten das BMU und auch die deutsche Regierung ihre Überzeugung, bezüglich der politischen und rechtlichen Ausgestaltung des EEG alle Grundsätze eingehalten zu haben. Im März 2001 entschied der EuGH, dass es sich beim StromEG und folglich auch beim EEG bezüglich der Einspeisevergütung um keinen Verstoß im Sinne der Beihilfenthematik handelte.

Diese Feststellung durch den EuGH beeinflusste auch die weitere europäische Gesetzgebung und die Ausgestaltung der Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien 2001/77/EG (Hirschl, 2008, S. 148 ff.).

Durch den vorgeschriebenen Mengenausgleich im EEG wurde dem wettbewerbsrechtlichen Diskriminierungsverbot Rechnung getragen, und die Kosten, die durch die Fördertarife entstehen, würden verteilt. Die Abwälzung erfolgte bis in die Verteilnetzebene, da die Energieversorgungsunternehmen nunmehr verpflichtet waren, von ihrem Übertragungsnetzbetreiber anteilig Ökostrommengen wiederabzunehmen und diese auch dementsprechend zu vergüten hatten (Bundesgesetzblatt, 2000; Suck, 2008, S. 340 ff.). Um die Investitionssicherheit zu erhöhen, wurde die Förderdauer auf 20 Jahre festgelegt. Dieser hohe Vergütungsanspruch trug maßgeblich zur Marktentwicklung bei. Das EEG 2000 trat am 1.4.2000 in Kraft und legte – je nach Energieträger – differenzierte Vergütungssätze fest (Hirschl, 2008, S. 143).

Im Bereich der Wasserkraft wurden im Zuge der neuen Wasserrahmenrichtlinie den schärferen ökologischen Auflagen im EEG 2004 Rechnung getragen. Für größere Anlagen bis zu 150 MW Leistung wurde der Geltungsbereich geöffnet. Die Rahmenbedingungen für Offshore-Windkraft wurden verbessert, um die noch bevorstehende und verzögerte Verbesserung der Technologie zu fördern. Darüber hinaus wurde die Degression für Offshore-Anlagen vorerst noch ausgesetzt (Hirschl, 2008, S. 158 ff.). Netzbetreiber wurden jedoch nicht verpflichtet, Strom aus Windenergieanlagen nach EEG zu vergüten, wenn vor Inbetriebnahme nicht nachgewiesen wurde, dass der Standort mindestens 60 % des Referenzertrages erfüllte (Bundesgesetzblatt, 2004, S. 6). Damit sollte verhindert werden, dass Anlagen an unwirtschaftlichen Standorten gebaut werden (Hirschl, 2008, S. 158).

Das EEG 2009 regelt erstmals das Marktmodell der Direktvermarktung (DV) im Paragraph 17. Der Vergütungsanspruch nach EEG verringert sich für die Anlagenbetreiber auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energiespezifischen Marktwerts, wenn diese ihren Strom direktvermarkten lassen. Ein Anlagenbetreiber kann monatlich vom EEG-Regime in die Direktvermarktung wechseln. Die Vergütung rich-

tet sich nach der Bemessungsleistung⁷ oder der installierten Leistung⁸ der Anlage. Somit können nach dem neuen Regime auch Teilmengen als fix vereinbarter prozentueller Anteil der Leistung direktvermarktet werden (Bundesgesetzblatt, 2009, S. 13).

Nachfolgend findet sich die Darstellung der Fördersätze für Wasserkraft und Windenergie laut EEG 2009. Im Bereich der Wasserkraft wurde die Bestanderhaltung durch Modernisierung und im Bereich der Kleinanlagen eine ökologische und technische Optimierung als Ziele des neuen EEG festgesetzt. Vertretbare Erhöhungen der Leistung, vor allem durch Erweiterungen von Großanlagen, sollten im Zuge von Neubauten, Modernisierungen und Revitalisierungen ökologisch vertretbar durchgeführt werden. Die Vergütung galt für Neuanlagen und für Anlagen, welche die installierte Leistung oder das Leistungsvermögen erhöht oder eine technische Einrichtung für die Fernsteuerbarkeit der Anlage eingerichtet hatten. Für Anlagen bis 5 MW Leistung kam es zu einer Vergütungserhöhung, aber auch zu einer Verkürzung des Vergütungszeitraums (Hölzl, 2009).

Bei den Windkraftanlagen brachte die Novellierung im Paragraph 30 zum Ausdruck, dass im Zuge der Repowering-Bestrebungen⁹ eine zusätzliche Vergütung von 0,50 ct./kWh abgegolten wird, wenn eine oder mehrere Anlagen ersetzt wurden, die im gleichen oder benachbarten Landkreis angesiedelt und mindestens 10 Jahre alt waren, wobei die Leistung mindestens verdoppelt, aber maximal verfünffacht worden sein musste. Der Systemdienstleistungsbonus ist ein zusätzlicher Bonus für verbesserte Netzanschlusseigenschaften. Neuanlagen erhielten zusätzlich zur Anfangsvergütung 0,50 ct./kWh und Altanlagen bei Inbetriebnahme ab 1.1.2002 für sieben Jahre

⁷ „Die Bemessungsleistung einer Anlage ist 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“ (Bundesgesetzblatt, 2009).

⁸ „Installierte Leistung einer Anlage die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann [sic]“ (Bundesgesetzblatt, 2009).

⁹ „Beim Repowering werden Windenergieanlagen der ersten Generation durch moderne Turbinen ersetzt“ (Bundesverband WindEnergie, 2014).

einen Bonus von 0,70 ct./kWh bei einer Nachrüstung bis 31.12.2010 (Bundesgesetzblatt, 2009, S. 13 ff.).

Wesentliche Neuerung des EEG 2012 ist die stärkere Marktintegration der EE durch das Instrument der Marktprämie (MP), welche eingehend in den Ausführungen des Kapitels II.1.2 erläutert werden wird. Anders als im EEG 2009 sind die Regelungen zur Direktvermarktung von Ökostrom umfassender ausgestaltet und umformuliert. Im Zuge dessen kam es auch zu einer Einschränkung der Förderung durch das Grünstromprivileg, siehe dazu weitere Ausführungen in Kapitel II.1.2 (Innovation Congress GmbH, 2012, S. 14).

Die Direktvermarktung ist die grundsätzliche Veräußerung von Strom an Dritte. Der Anlagenbetreiber hat keine Verpflichtung zur Beanspruchung der EEG-Vergütung und kann zwischen dem EEG-Regime und der Direktvermarktung wechseln. Die ausführliche Regelung und das Recht des Anlagenbetreibers finden sich im Paragraph 33a EEG 2012. Die Direktvermarktung kann nach Paragraph 33a EEG in folgenden Formen ausgestaltet werden:

1. „als Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach Paragraph 33g oder
2. als Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach Paragraph 39 Absatz 1 oder
3. als sonstige Direktvermarktung“ (Bundesgesetzblatt, 2012, S. 24).

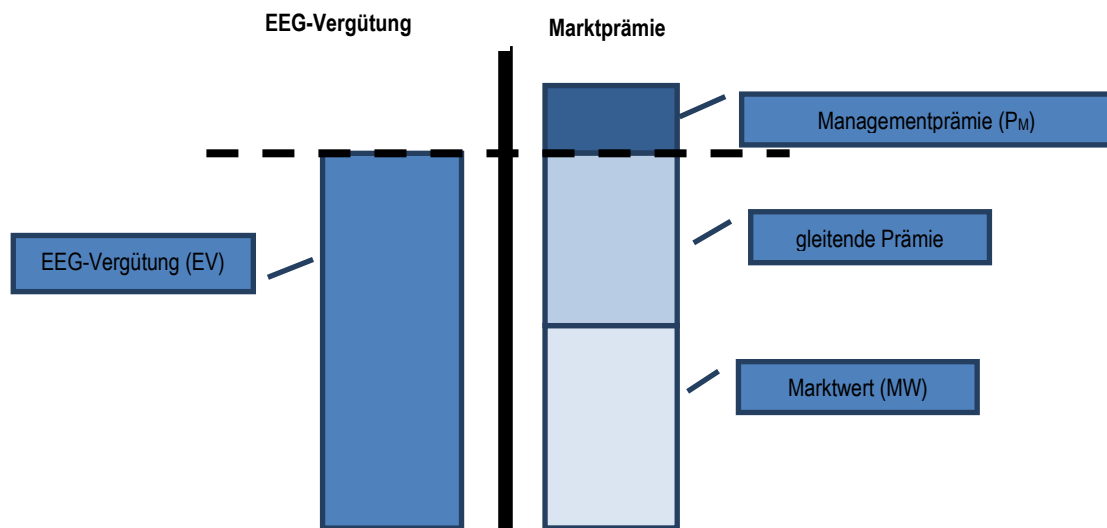
Das Marktprämienmodell soll dazu dienen, neuen Akteuren für den Handel mit Grünstrom am Elektrizitätsmarkt Platz zu machen. Dadurch erwartet sich der Gesetzgeber die Schaffung von Innovation und Wettbewerb im Handelsmarkt mit Strom. Des Weiteren soll ein Anreiz für die genauere Prognose der Grünstromeinspeisungen geschaffen werden. In diesem Zusammenhang werden auch Impulse erwartet, welche die Ausstattung der EE-Anlagen bezüglich Fernsteuerung betreffen, um dadurch eine gezieltere Einspeisung zu ermöglichen und eine Netzabgabe bei negativen Preisen zu umgehen. Ein vor allem für Haushalte und Gewerbe wichtiger Punkt ist die Verringerung der EEG-Umlage, da diese für jede bezogene Kilowattstunde zu bezahlen ist (Fraunhofer ISI, 2013, S. 2).

DIREKTVERMARKTUNG UNTER INANSPRUCHNAHME DER MARKTPRÄMIE

Die erste erwähnte Form der Direktvermarktung betrifft die Inanspruchnahme der Marktpremie. Dazu benötigt es einen Vertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter in Form eines besonderen Stromlieferungsvertrags. Der Wechsel ist immer zum ersten eines jeden Monats möglich. Die Voraussetzung dafür ist die Anzeige der gewählten Form der Direktvermarktung und Bekanntgabe des Bilanzkreises¹⁰ gegenüber dem Netzbetreiber, was vor Beginn des jeweils vorangegangenen Monats übermittelt werden muss. Für Wasser- und Windkraft ist im EEG die gleitende Prämie vorgesehen. Diese Prämie ist abhängig vom aktuellen Marktpreis, der Anspruch des Anlagenbetreibers besteht gegenüber dem Netzbetreiber. Letztgenannter kann die Kosten an den Übertragungsnetzbetreiber weitergeben. Neben der gleitenden Prämie besteht die Marktpremie noch aus Marktwert (MW) und der Managementprämie (P_M) und soll in der folgenden Grafik veranschaulicht werden (Innovation Congress GmbH, 2012, S. 22 ff.).

¹⁰ „Die energetische Abwicklung der Handel-, Vertriebs- und Netzaktivitäten erfolgt über einen Bilanzkreis. Bilanzkreise sind virtuelle Energiemengenkonto, um alle tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen (physikalische Netzanschlüsse) und Energieflüssen zwischen den Bilanzkreisen (Handelsge­schäften) innerhalb einer Regelzone zu saldieren“ (TenneT TSO GmbH, 2014).

Abbildung 4: Bestandteile des Marktprämienmodells lt. EEG 2012



Quelle: Innovation Congress GmbH, 2012, S. 45.

Der Marktwert errechnet sich laut Anlage 4 des EEG unterschiedlich für jeden Energieträger. Der Marktwert wird im Nachhinein als monatlicher Durchschnittspreis bestimmt und wird vom Übertragungsnetzbetreiber zum 10. Werktag des Folgemonats veröffentlicht. Der Marktwert für steuerbare Anlagen, zu denen Wasserkraftanlagen zählen, ist der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt. Für fluktuierende Energien, wie etwa Windkraft, wird der MW vom tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt für den in dem jeweiligen Monat erzeugten Windstrom Onshore bzw. Offshore ermittelt. Darüber hinaus kommt es zu einer Gewichtung nach der tatsächlichen Erzeugung des jeweiligen Stroms in diesem Monat, was zur Folge hat, dass Strompreise in Zeiten hoher Erzeugung des jeweiligen Energieträgers stärker berücksichtigt werden (Bundesgesetzblatt, 2012, S. 75; Innovation Congress GmbH, 2012, S. 49).

Zusätzlich zur Differenz zwischen der Vergütung nach EEG und dem Marktpreis wird dem Anlagenbetreiber in der DV eine Managementprämie, welche sich nach Energieträgern unterscheidet und in Tabelle 4 und Tabelle 5 aufgelistet ist, gewährt. Diese fixe Prämie dient zur Abdeckung der Kosten für:

- die Handelsanbindung und die Börsenzulassung,
- die Abrechnung,
- die IT-Infrastruktur, das Personal und die Dienstleistungen,
- die Erstellung der Prognosen und
- Prognoseabweichungen in Form von Ausgleichsenergiekosten (Innovation Congress GmbH, 2012, S. 52 ff.).

In Summe wird die Strommenge vom Direktvermarkter an der Börse verkauft, die gleitende Prämie und die Managementprämie werden vom Netzbetreiber an den Direktvermarkter bezahlt. Der Anlagenbetreiber erwartet aufgrund der Managementprämie höhere Einnahmen durch die Direktvermarktung als im EEG-Regime. Der Vermarkter erwartet nach Abzug der Kosten für die oben aufgelisteten Leistungen, Erlöse aus der Direktvermarktung der Anlagen (Innovation Congress GmbH, 2012, S. 40 ff.).

Laut Paragraph 55 EEG 2012 besteht bei der Vermarktung von Grünstrom kein Anspruch auf Herkunftsnachweise. Eine Weitergabe von solchen Nachweisen würde gegen das Doppelvermarktungsverbot verstoßen (Bundesgesetzblatt, 2012, S. 49 ff.).

GRÜNSTROMPRIVILEG

Die Voraussetzungen für die Vermarktung nach dem Grünstromprivileg sind in den Paragraphen 23-33 EEG 2012 dargelegt und gelten für Strom, der auch unter dem EEG 2000 und den nachfolgenden Novellierungen als förderwürdig erachtet wird. Dieses Vergütungsmodell kann in Anspruch genommen werden, wenn die Lieferung an den Letztverbraucher erfolgt und mindestens 50 % EEG-Strom und 20 % EEG-Strom aus fluktuierenden Energiequellen (wie etwas Windenergie) an den Endverbraucher geliefert werden. Das 50 %-20 %-Kriterium muss mindestens in acht von

zwölf Kalendermonaten, für das gesamte Kundenaggregat und im 15-Minuten-Intervall eingehalten werden. Das Privileg kann nur für ein ganzes Kalenderjahr in Anspruch genommen werden und muss beim Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30.9. eines Jahres angemeldet werden. Die Ausweisung beim Letztverbraucher als Ökostrom ist im Gegensatz zur DV mit Marktprämie zulässig. (Graeber, 2013, S. 27 ff.)

Der Anreiz für das Grünstromprivileg wird durch die Absenkung der Umlagenreduzierung von 2 ct./kWh geschaffen. Die Reduzierung der Umlage wurde im EEG 2012 eingeschränkt und mindert gemeinsam mit dem verschärften Einspeisekriterium und der Jahresfrist die Attraktivität dieses Vergütungsmodells. (Graeber, 2013, S. 27 ff.)

Für die Vergütung nach EEG müssen alle Voraussetzungen eingehalten werden, und für eine konkrete Anlage ergibt sich unter Berücksichtigung aller vergütungsrelevanten Parameter, worunter unter anderem die Inbetriebnahme, die Degression, der Anlagenbegriff und allfällige Boni fallen, die Förderhöhe. Falls sich der Anlagenbetreiber weder für die Marktprämie noch für das Grünstromprivileg entschieden hat, wird die Standardvergütung laut EEG herangezogen. Die Abrechnung erfolgt durch den am Standort ansässigen Netzbetreiber. Insgesamt sind die nach EEG zu unterscheidenden Kriterien für die Höhe der Vergütung vielzählig und das System ist mittlerweile zu einem überaus komplexen angewachsen (Graeber, 2013, S. 27 ff.).

Tabelle 4: Vergütung Wasserkraft samt 1 %iger Degression laut EEG 2012

Jahr der Inbetriebnahme	Bis 500 kW in ct./kWh	Bis 2 MW in ct./kWh	Bis 5 MW in ct./kWh	Bis 10 MW in ct./kWh	Bis 20 MW in ct./kWh	Bis 50 MW in ct./kWh	Ab 50 MW in ct./kWh	P _M in ct./kWh
2012	12,70	8,30	6,30	5,50	5,30	4,20	3,40	0,3
2013	12,57	8,22	6,24	5,45	5,25	4,16	3,37	0,275
2014	12,45	8,13	6,17	5,39	5,19	4,12	3,33	0,25
2015	12,32	8,05	6,11	5,34	5,14	4,08	3,30	0,225
2016	12,20	7,97	6,05	5,28	5,09	4,03	3,27	0,225
2017	12,08	7,89	5,99	5,23	5,04	3,99	3,23	0,225
2018	11,96	7,81	5,93	5,18	4,99	3,95	3,20	0,225
2019	11,84	7,74	5,87	5,13	4,94	3,91	3,17	0,225
2020	11,72	7,66	5,81	5,08	4,89	3,88	3,14	0,225
2021	11,60	7,58	5,76	5,02	4,84	3,84	3,11	0,225

Quelle: Erneuerbare Energien, 2011, S. 2.

Tabelle 5: Vergütung Windkraft Onshore samt 1,5 %iger Degression laut EEG 2012

Jahr der Inbetriebnahme	Grundvergütung in ct/kWh	Anfangsvergütung in ct/kWh	System-DL-Bonus	Windenergie Repowering	Kleinwind bis 50kW in ct/kWh	P _M in ct/kWh
2012	4,87	8,93	0,48	0,50	8,93	1,20
2013	4,80	8,80	0,47	0,49	8,80	0,65
2014	4,72	8,66	0,47	0,49	8,66	0,45
2015	4,65	8,53	0,46	0,48	8,53	0,30
2016	4,58	8,41		0,47	8,41	0,30
2017	4,52	8,28		0,46	8,28	0,30
2018	4,45	8,16		0,46	8,16	0,30
2019	4,38	8,03		0,45	8,03	0,30
2020	4,32	7,91		0,44	7,91	0,30
2021	4,25	7,79		0,44	7,79	0,30

Quelle: Erneuerbare Energien, 2011, S. 12.

Bei der oben angeführten Tabelle für die Einspeisung von Windenergie ist anzumerken, dass die Managementprämie noch erhöht werden kann, wenn der „Fernsteuerungs“-Bonus in Anspruch genommen wird. Dies erfordert, dass die Anlage eine technische Einrichtung aufweist, mit der der Direktvermarkter bzw. Netzbetreiber die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen und die Leistung im Bedarfsfall absenken können. Dann würde die P_M für 2013 0,75 ct./kWh, für 2014 0,60 ct./kWh und ab 2015 0,50 ct./kWh betragen (Bundesgesetzblatt, 2012, S. 74 ff.).

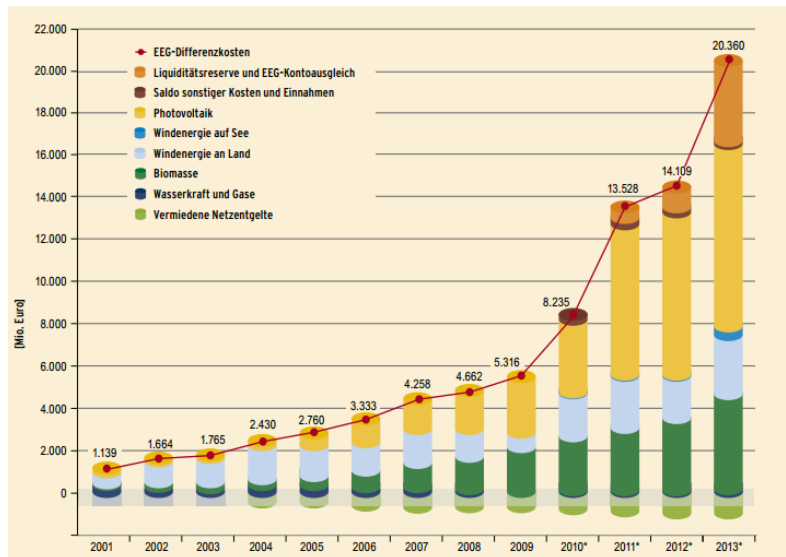
Das Ausbaupotential der Wasserkraft ist in Deutschland beschränkt, da der Großteil bereits erschlossen ist. Der Windenergie werden hierbei keine natürlichen Grenzen zugesprochen, vielmehr wird ein ungebrochenes Wachstum der Branche erwartet (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013).

Für das Jahr 2013 wurde im EEG-Bereich der Windenergie Onshore ein Zubau der installierten Leistung auf 30.843 MW und für Wasserkraftanlagen auf 1.537 MW von den Übertragungsnetzbetreibern prognostiziert. Für die kommenden Jahre wird für Windkraftanlagen Onshore ein deutlicher Anstieg und für die Wasserkraftanlagen nur ein marginaler Anstieg der Ausbauleistung erwartet (Fraunhofer ISI, 2013, S. 10).

Die folgende Graphik veranschaulicht die Differenzkosten, die von den nicht-privilegierten Endverbrauchern für die Förderung von Ökostrom bezahlt werden. Diese Kosten entstehen durch die Garantie fester Einspeisetarife, welche die Übertragungsnetzbetreiber von den Anlagenbetreibern abzunehmen haben. Diese veräußern den Strom über die Strombörse, die Differenz zum gesetzlich garantierten Fördertarif wird durch die unten abgebildeten EEG-Differenzkosten abgedeckt. Die Werte ab 2010 beziehen sich auf die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber bei der Entwicklung der Differenzkosten. Für das Jahr 2013 sind Kosten in Höhe von 20,36 Milliarden Euro erwartet worden (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013, S. 37). Ein typischer deutscher Haushalt leistet unabhängig vom Einkommen einen Betrag von 125 Euro im Jahr 2012 zur Förderung der erneuerbaren Energieträger. Die drastische Erhöhung der Kosten des EEG sind durch die Verschiebung auf einzelne Technologien stark angestiegen. Wie auch die Abbildung zeigt, haben sich die Förderaufwendungen für Photovoltaik-Anlagen von 2010 auf

2011 nahezu verdoppelt. Durch das EEG 2012 wurden Kürzungen der Förderung im PV-Bereich geregelt (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 48 ff.).

Abbildung 5: Entwicklung der EEG-Differenzkosten von 2001 bis 2013



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2013, S. 37.

Das Hauptziel des Erneuerbare-Energie-Gesetzes, neue Technologien zu fördern, wurde erreicht. Mit Hilfe des EEG war der rasante Anstieg des EE-Anteils möglich, die politische Weichenstellung hin zur regenerativen Energieproduktion wurde sogar teilweise übertroffen. Das EEG 2012 und die Einführung des Marktprämienmodells haben das deutsche Förderregime in den Grundfesten reformiert (Bardt, Niehues, & Techert, 2012, S. 48).

Heftig diskutiert wird genau dieses Modell und seine Nähe zum Markt sowie die bereits oben genannte Belastung der Stromkunden. Eine erste Evaluierung des Marktprämienmodells hat gezeigt, dass in vielen Bereichen bereits eine Integration der erneuerbaren Energieträger im Strommarkt gegeben ist. Die fluktuierenden Energieträger weisen durch die Direktvermarktung eine bessere Prognosegüte auf. Dieser Umstand beruht auf der vermehrten Verfügbarkeit von Echtzeitdaten, um im Intraday-Handel bessere Mengenkenntnisse zu haben, aber auch, um die Daten zu nutzen, um die Prognose laufend zu verbessern (Fraunhofer ISI, 2013, S. 20).

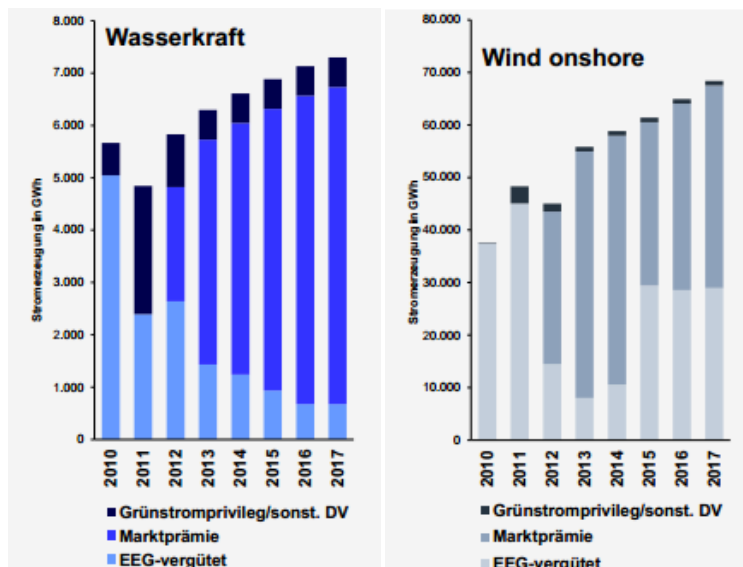
Befürchtet wurde bei Einführung des Modells, dass sich die Prognosequalität verschlechtern würde. Im EEG-Regime wird die Prognose durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)¹¹ erstellt, durch die nunmehrige Streuung vieler kleiner Direktvermarktungs-Portfolios konnte keine Verschlechterung der Prognose im Vergleich zum Jahr 2011 festgestellt werden. Anbieter für Prognose von EE-Anlagen gehen sogar davon aus, dass es in Zukunft – insgesamt gesehen – zu einer Verbesserung der Prognosen kommen könnte. (Fraunhofer ISI, 2013, S. 21).

Um im Falle negativer Preise auf den Strombörsen zu reagieren, wurde von vielen Betreibern bzw. Direktvermarktern eine Fernsteuerbarkeit von Anlagen technisch umgesetzt. Damit erwartet man sich, dass die Anlagen strommarktgetrieben ausge-regelt werden und damit zukünftig stark negative Preise unwahrscheinlicher werden. Die Teilnehmerstruktur am Markt hat sich stark verändert, vor allem neue Akteure sind in den Markt als Direktvermarkter eingetreten (Fraunhofer ISI, 2013, S. 21 ff.).

Nach Einführung des Instruments der Marktpremie wurde das neue Modell besonders durch Windanlagenbetreiber angenommen (Fraunhofer ISI, 2013, S. 21). Wie auch Abbildung 6 zeigt, wurde im Bereich der Windenergie bereits im Jahr 2012 mehr als die Hälfte des Stroms über die Direktvermarktung der Marktpremie abgewickelt. Der Trend scheint sich auch weiterhin fortzusetzen. Im Bereich der Wasserkraft verliert das Grünstromprivileg durch die Neuregelung im EEG 2012 an Bedeutung.

¹¹ „Als Übertragungsnetzbetreiber werden in Deutschland die Betreiber des Höchstspannungsnetzes, also des 220- und 380-kV-Netzes bezeichnet. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für den sicheren Transport der Energie zuständig, wobei sie auf ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromnachfrage und Stromangebot achten und notfalls in den Markt eingreifen. Außerdem sind sie für die Instandhaltung und den bedarfsgerechten Ausbau des Netzes zuständig“ (TenneT TSO GmbH, 2014).

Abbildung 6: Prognose der Marktintegration der erneuerbaren Energien Wasserkraft und Windkraft bis 2017



Quelle: BDEW, 2013, S. 34 ff.

Laut der Expertenmeinung von Dr. Baier, ist das deutsche Direktvermarktungssystem überfordert. Durch die Managementprämie erhofft sich der Gesetzgeber eine schnelle Marktintegration der Anlagen, damit die Anlagenbetreiber nach Förderende bereits die nötige Erfahrung über die vorhandenen Absatzkanäle haben. Durch die Novellierung 2012 wurden die Prämien bereits gesenkt, und es wurde damit auf diesen Umstand reagiert (Baier, 2014).

1.3. SZENARIENBILDUNG FÜR ANLAGENLAGENBETREIBER

Im vorangegangenen Kapitel II.1.2 zum Förderregime in Österreich und Deutschland wurde deutlich, dass die Förderbestrebungen durch die deutlich gesteigerte Ausbauleistung der EE ihre Wirkung zeigen. Durch die häufigen Novellierungen des Rechtsrahmens sind sowohl Betreiber als auch Vermarkter gefordert, sich an die neuen Umweltbedingungen anzupassen. Besonders das letztgültige EEG hat in Deutschland die Attraktivität der Vermarktung gesteigert, was sich deutlich in der gestiegenen

Anzahl der Vermarkter und der Inanspruchnahme des Direktvermarktungsmodells ablesen lässt.

Die subventionierte Vergütungsdauer ist – je nach Energiequelle und Land – unterschiedlich. Nachfolgend werden die Szenarien herausgearbeitet, die für den Betreiber einer Ökostromanlage möglich sind und auf die der Vermarkter zu reagieren hat.

In Österreich wurde bereits auf den Marktpreis der OeMAG eingegangen, da dieser eine wesentliche Benchmark für den Vermarkter ist und von jedem Anlagenbetreiber einer anerkannten Ökostromanlage in Anspruch genommen werden kann. In Deutschland kann der Vergleich im Direktvermarktungssystem über die Marktprämie der Anlage getroffen werden.

Für die nachfolgende Szenarienbildung wird dem Anlagenbetreiber ein risiko-averses¹² Handeln unterstellt. Aus der Sicht des Anlagenbetreibers ist die Finanzierung eines EE-Projekts größtenteils aufgrund der Subventionen möglich, und folglich ist die garantierte Vergütungszeit durch die enge Bindung an die Finanzierung von fundamentaler wirtschaftlicher Wichtigkeit. Innerhalb des Fördersystems aber auch außerhalb des Fördersystems zieht er in der Modellbetrachtung eine sichere Zahlung der unsicheren marktgetriebenen Zahlung vor.

1. SZENARIO - FÖRDERAUSSTIEG VOR ABLAUF DER FÖRDERDAUER

In Österreich und Deutschland kommt das *1. Szenario*, der freiwillige Ausstieg aus dem Förderregime, dann zur Anwendung, wenn der Marktpreis höher ist als der geförderte. Dies ist bei der derzeitigen Marktpreislage nicht der Fall.

¹² „Risikoaversion bedeutet, dass die Menschen sicherere zukünftige Werte unsichereren vorziehen“ (Volkart, 2008, S. 215)

Jedoch ist dieser Fall nicht gänzlich auszuschließen, da im Hochpreisjahr 2008 ein durchschnittlicher Base-Quartalspreis an der Strombörse von 65,73 Euro/MWh (EPEXSPOT, 2012) erzielt werden konnte.

Vergleicht man diesen Wert mit den Förderungen in Österreich für Kleinwasserkraft, wie in Kapitel II.1.2 ausgeführt, so konnte dieser Preis im subventionierten Regime nicht übertroffen werden. Im Fall der Windenergie überstieg der Marktpreis in Österreich den Fördertarif nicht.

Auch in Deutschland überstieg der Marktpreis für größere Wasserkraftwerke den EEG-Tarif, wie in Kapitel II.1.2 aufgelistet. Für Windkraftanlagen lag die Förderung über dem am Markt gebotenen Preis. In Deutschland ist auch die Möglichkeit eines freiwilligen Ausstiegs aus dem EEG denkbar, aber aufgrund selbiger Gründe wie in Österreich momentan unwahrscheinlich.

2. SZENARIO – EINSPEISETARIFE VS. VERMARKTUNG

Die Einspeisetarife sind im Falle anerkannter förderfähiger Wasserkraftanlagen in Österreich und Deutschland als Blocktarif gestaltet. Diese Art des nichtlinearen Tarifs ist charakteristisch für die Elektrizitätswirtschaft. Ein Blocktarif besteht aus Intervallen, bei Überschreiten eines festgelegten Schwellenwerts verändert sich der Preis für die nächste konsumierte Einheit, eine Erhöhung des Konsums führt bei einem fallenden Blocktarif zu sinkenden Preisen für zusätzlichen Konsum (Borrmann & Finsinger, 1999, S. 205). Bei den geförderten Tarifen liegt ein fallender Blocktarif vor. Jedoch sinkt der Preis nach Erreichen des eingespeisten Schwellenwerts, der staatlich geförderte Preis, ab. Dies lässt den Schluss zu, dass vor allem Kleinanlagen von den hohen staatlichen Förderungen profitieren sollen.

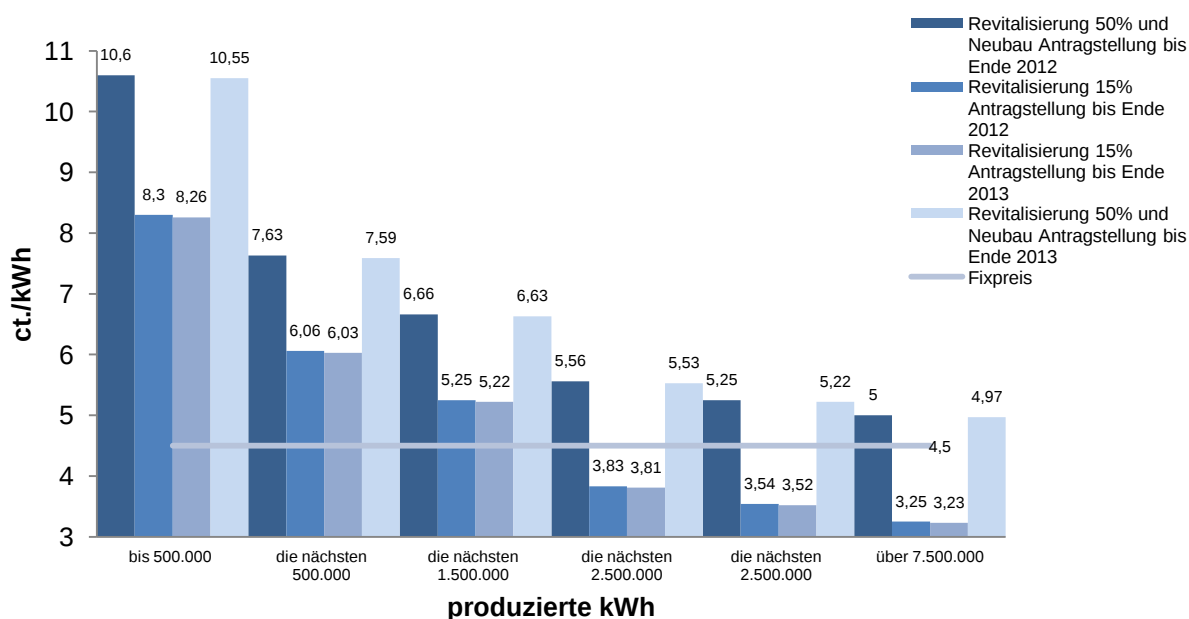
Vor allem in Österreich ist nach Erreichen des kritischen Schwellenwerts ein Ausstieg aus dem geförderten Regime zu überdenken, da möglicherweise über den Markt ein höherer Preis erzielbar ist und ein Wiedereinstieg in die Einspeisevergütung nach einem Jahr gesetzlich geregelt ist. Somit müsste der Händler dem Anla-

genbetreiber einen Tarif bieten, welcher über dem des kritischen Schwellenwerts liegt.

Das 2. *Szenario* beschreibt somit die Möglichkeit eines österreichischen Anlagenbetreibers, durch die Blocktarifgestaltung im Bereich der Kleinwasserkraft für ein Jahr aus dem geförderten Tarif auszuschneiden und nach Erreichen des kritischen Blocks einen höheren Preis am Markt zu erhalten. Nach Ablauf der Jahresfrist kann wieder in den Fördertarif zurückgewechselt werden.

Die Abbildung 7 verdeutlicht das oben beschriebene Szenario. Die Fördertarife des ÖSG 2012 für verschiedene Kategorien zur Förderung der Wasserkraft sind hier als Blocktarife dargestellt. Ab der Produktion von 2.500.000 kWh liegt der Fixpreis des Händlers bei angenommen 45 Euro/MWh und übersteigt bei 15 %-igen Revitalisierungen den staatlichen Tarif. Der Anlagenbetreiber hat nun die Möglichkeit, sich ein Jahr oder auch länger vertraglich an den Händler zu binden. Bei der Annahme verzichtet der Betreiber ein Jahr auf die Subvention, beginnt im Wiedereinstieg im Folgejahr die Produktion im geförderten System bei Null, obwohl er bereits Lieferungen an den Stromvermarkter erfüllt hat, diese aber außerhalb des geförderten Systems liegen und deshalb für die Blocktarifmengen irrelevant sind.

Abbildung 7: Vergleich der Blocktarife laut Ökostromtarifverordnung 2012 mit einem marktüblichen Fixpreis



Quelle: Bundesgesetzblatt Österreich, 2012.

Auch das deutsche Fördersystem für Kleinwasserkraft ist als Blocktarif ausgestaltet, jedoch ist die Förderhöhe höher und der Umstieg aus der reinen EEG-Vergütung in die EEG-Direktvermarktung aufgrund der Managementprämie vorteilhafter. Sowohl die Vergütung als auch die Direktvermarktung laut EEG übersteigen die Preise auf dem freien Strommarkt. Aus diesem Grund scheidet in Deutschland der temporäre Ausstieg aus dem EEG aufgrund höherer Marktpreise als im Fördersystem bisher aus. Wie in Kapitel II.1.2 zu den Fördermodellen erläutert, ist der niedrigste Fördertarif laut EEG 2012 für Wasserkraftanlagen – bis zur Größe von 10 MW – 5,50 ct./kWh und übersteigt den angenommenen Fixpreis, und zwar bereits ohne Berücksichtigung der Managementprämie der Direktvermarktung.

Vielmehr wird beim zweiten Szenario für den deutschen Markt unterschieden zwischen der Wahlmöglichkeit über den Verbleib im EEG-Regime und dem Wechsel ins Direktvermarktungssystem. Wie bereits im Kapitel II.1.2 zur Direktvermarktung angeführt wurde, setzt dieses System Anreize, aus dem EEG-Regime auszusteigen und auf eine partielle Vermarktung auf dem freien Markt zu setzen. Dieser Anreiz spiegelt

sich in Form der Managementprämie wider, welche die Kosten der Vermarktung abdecken soll. Etwas flexibler als im österreichischen System kann der Anlagenbetreiber monatlich – mit Einhaltung der Fristen – in den Fördertarif zurückwechseln.

Der Anlagenbetreiber erwartet sich von der Direktvermarktung einerseits die volle EEG-Vergütung und einen Teil der Managementprämie. Der Stromhändler muss nun feststellen, ob er diese Anlage vermarkten will, da er das gesamte Risiko trägt. Ein entscheidendes Kriterium ist, ob die Anlage dem deutschlandweiten Marktwert entspricht. Dieser Marktwert dient als Referenz, um festzustellen, wieviel die durchschnittliche deutsche Anlage – unterschieden nach Energieträgern – erwirtschaftet hat. Der Preis wird monatlich in Euro/MWh veröffentlicht. Ist die Produktionscharakteristik über dem Marktwert, handelt es sich bei der ausschließlichen Betrachtung dieses Parameters um eine vermarktungswürdige Anlage. Abschließend ausgeführt ist für den Anlagenbetreiber wichtig, eine Anlage zu betreiben, welche eine Produktionscharakteristik aufweist, die gleich oder über dem Marktwert liegt, um für die Vermarktung attraktiv zu sein.

Für den Anlagenbetreiber kommt es zu keiner Erhöhung des Risikos – und durch die Teilung der Managementprämie zu einer Erhöhung der Erlöse im Gegensatz zum regulären EEG-System. Ein Anlagenbetreiber wird also so lange in die Direktvermarktung wechseln, solange er einen Teil der Managementprämie vom Händler erhält. Das Absenken der Prämie setzt lediglich die Vermarkter unter Druck, die Kostenparameter, wie in Kapitel II.2.3 beschrieben, zu senken. Das gesamte Risiko lastet somit auf dem Händler, und dieser wird eine Anlage nur dann vermarkten, wenn er der Meinung ist, dass diese gleich gut oder besser als die Referenzanlage ist (Baier, 2014). Die Daten für die Referenzanlagen werden monatlich von den Übertragungsnetzbetreibern online auf der Internetplattform www.netztransparenz.de veröffentlicht (Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2014). Der Vermarkter kann nur aufgrund historischer Daten evaluieren, ob sich eine Vermarktung dieser Anlage lohnt. Die Datenverfügbarkeit ist durchaus eingeschränkt, und der Vergangenheitsbezug erhöht das Risiko einer Fehleinschätzung (Baier, 2014).

3. SZENARIO: ENDE DER FÖRDERDAUER BZW. INANSPRUCHNAHME DER INVESTITIONSFÖRDERUNG - EINSTIEG IN DEN FREIEN MARKT

Dadurch, dass das ÖSG bereits im Jahr 2002 erlassen wurden, werden ab dem Jahr 2015 sukzessive Anlagen aus dem Förderschema ausscheiden und eine Vermarktung außerhalb der staatlichen Förderung suchen müssen. Darüber hinaus ist es möglich, wie in Kapitel II.1.2 erläutert, dass Neuanlagen oftmals nur noch einen Investitionszuschuss in Anspruch nehmen und aufgrund der vorherrschenden Regelungen keinen Anspruch auf einen staatlich geförderten Tarif haben (E-Control, 2013, S. 20 ff.). Der Eintritt in den freien Markt der Anlagen stellt das abschließende 3. *Szenario* aus österreichischer Sicht dar.

Die Anzahl der betroffenen Anlagenbetreiber, auf die dieses Szenario zutrifft, dürfte in den nächsten Jahren in Österreich noch weiter ansteigen. Auf der Grundlage der registrierten und anerkannten Ökostromanlagen, verglichen mit jenen Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, schätzt die E-Control diese in ihrem jüngsten Ökostrombericht auf Basis hochgerechneter Volllaststunden ein. Demnach ist nur ein Fünftel der registrierten Kleinwasserkraftanlagen und die Hälfte der Wasserkraftanlagen bezogen auf ihre Leistung bei OeMAG unter Vertrag (E-Control, 2013, S. 35). Laut Expertenmeinung von Dr. Baier von Verbund besteht in Österreich ein großes Vermarktungspotential von Ökostromanlagen. Es sind bereits deutsche Vermarkter auf dem österreichischen Markt im Bereich der Windkraft mit Preisen unter dem Marktpreis der OeMAG eingetreten (Baier, 2014).

Durch die längere Förderdauer fallen die ersten Anlagen in Deutschland erst 2020 aus dem EEG und machen eine weitere Betrachtung des 3. *Szenarios* derzeit nicht relevant.

Die Gemeinsamkeiten der Szenarien zwei und drei in Österreich und des zweiten Szenarios in Deutschland bestehen in der Integration von Ökostromanlagen in den Strommarkt und in der Notwendigkeit für den Anlagenbetreiber, beispielsweise aus-

gelöst durch Reglementierungen für den Zutritt an Strombörsen, einen Vermarkter für die Anlage zu engagieren.

2. STROMHANDEL UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

„Unter Stromhandel ist der Kauf und Verkauf von Strom zu verstehen, ohne diesen in eigenen Erzeugungsanlagen erzeugt zu haben oder diesen mittels eigenen Stromnetzen transportieren zu können“ (Frenzel, 2005, S. 136). Strom ist ein homogenes Gut. Bei Einspeisung des Stroms in das Stromnetz kann keine Unterscheidung zwischen konventionellem und dem aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom getroffen werden. Dies ist auch der Grund, weshalb sich der Handel von Strom aus EE nicht wesentlich von anderen Energieträgern unterscheidet. Als Voraussetzung für das Funktionieren des Marktes sind unabhängige Stromhändler oder gesellschaftsrechtlich entflochtene Handelsfirmen von vertikal integrierten Stromproduzenten vonnöten (Graeber, 2013, S. 10 ff.).

Die Besitzverhältnisse des Stromnetzes sind unerheblich für den Handel des standardisierten Gutes Strom (Frenzel, 2005, S. 137 ff.). Jedoch weist Strom grundsätzlich spezielle Charakteristika auf. Einerseits kann Strom nicht gespeichert und gelagert werden, und andererseits ist er immateriell. Darüber hinaus ist der Transport nur netzgebunden möglich. All diese Merkmale und Besonderheiten verlangen nach einer umfassenden Marktinfrastruktur im Strommarkt. Im Besonderen sind fluktuierende Energieträger wie etwa Wind- und Sonnenenergie im Handel mit Strom von großer Bedeutung, da sich die Vorhersage der produzierten Strommengen schwieriger gestaltet (Graeber, 2013, S. 7 ff.). Für die Funktionsfähigkeit des gesamten Stromversorgungssystems bedarf es einer Aufsichtsbehörde. Hierfür ist in Deutschland die Bundesnetzagentur und in Österreich die E-Control zuständig. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Hochspannungsnetze zuständig. In Deutschland sind dies Amprion, TransnetBW, TenneT TSO und 50 Hertz, und in Österreich übernimmt diese Aufgabe die Austrian Power Grid (APG) (E-Control, 2012; Netztransparenz, 2014). Als Akteure am Stromhandelsmarkt gelten – wie auch für andere Güter – Händler, Makler und Broker. Händler treten sowohl als Käufer als auch als Verkäufer auf und tragen das gesamte Risiko der Handelsgeschäfte (Frenzel, 2005, S. 137 ff.).

Für den Vertrieb des Gutes Strom gilt es die Unterscheidung in Groß- und Einzelhandel zu treffen. Um große Mengen an Strom auf schnellstem Wege zu kaufen bzw. zu verkaufen, ist ein Großhandelsmarkt von essentieller Bedeutung. Aus diesem Grund werden standardisierte Produkte angeboten, welche nicht für die Belieferung von Endkunden geeignet sind. Diese Funktion übernimmt der Einzelhandel. Der Stromgroßhandel aus dem bilateralen Stromhandel, auch Over-the-Counter-Markt genannt, und dem Börsenhandel. Beide Märkte können nach der zeitlichen Erfüllung der Handelsgeschäfte in einen Terminmarkt und einen Spotmarkt unterteilt werden (Frenzel, 2005, S. 139).

Im Zuge der Liberalisierungsbestrebungen der Mitgliedsstaaten unter dem Dach der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie entwickelte sich ein Handel mit Strom. Am Anfang wurde der Handel vor allem von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen übernommen, mittlerweile sind auch Vertriebsgesellschaften ohne eigene Erzeugung in den Handel eingetreten. Im spekulativen Markt haben sich auch branchenfremde Handelsunternehmen erfolgreich angesiedelt (Graeber, 2013, S. 12 ff.).

Die bereits eingangs erwähnte Homogenität des Gutes Strom erschwert die physische Zuordenbarkeit von eingespeisten und entnommenen Mengen. Da im Stromhandel die Stromlieferung bzw. deren Empfang von den Handelspartnern nicht physisch kontrollierbar ist, übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber diese Funktion. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dafür für jeden Marktteilnehmer einen Bilanzkreis zu führen, um die Stromgeschäfte zu bilanzieren. Bei Unausgeglichenheit der Bilanzkreise bedarf es der Regel- bzw. Ausgleichsenergie, weiterführend wird diese Thema im Kapitel II.2.3 erläutert (Graeber, 2013, S. 12 ff.).

2.1. DIE STROMHANDELSBÖRSE UND IHRE MARKTSEGMENTE

Die wichtigste Strombörse für den österreichischen und deutschen Markt ist die European Energy Exchange in Leipzig. Hervorgegangen ist die Handelsbörse aus einer Fusion der Leipzig Power Exchange GmbH und der Frankfurter European Energy Exchange AG. An der EEX halten Energieversorgungsunternehmen, Industrieunter-

nehmen, Banken und öffentlichen Unternehmen aus dem In- und Ausland Beteiligungen (Frenzel, 2005, S. 162 ff.).

Die EEX bietet einen klaren und strukturierten Handelsablauf für alle Teilnehmer. Der Zugang zur Börse ist allerdings beschränkt. Einerseits ist die fachliche Fähigkeit als Börsenhändler nachzuweisen, und andererseits müssen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erfüllt und mindestens 50.000 Euro Eigenkapitalbasis nachgewiesen werden (Frenzel, 2005, S. 164 ff.).

Auch die angebotenen standardisierten Produkte sind für Private nicht nutzbar, denn bereits kleinere Stadtwerke können diese Mindestmengen schwer abnehmen. Darüber hinaus benötigt ein Händler für physische Lieferungen einige technische Voraussetzungen, wie etwa die Führung eines Bilanzkreises, oder die Kommunikations-tools mit den Netzbetreibern. Da der Handel elektronisch abgewickelt wird, benötigt der Händler die entsprechende Software, um teilnehmen zu können. Um den Betrieb der Stromhandelsbörse gewährleisten zu können, ist zum einen eine Jahresgebühr und zum anderen – je nach Marktsegment – ein technisches Monatsentgelt zu entrichten (Frenzel, 2005, S. 169 ff.).

DAS SEGMENT TERMINMARKT

Der Terminmarkt bietet eine Absicherung der Stromgeschäfte von einem Monat bis hin zu mehreren Jahren. Dieses Instrument dient vor allem zur Absicherung gegen Unsicherheitsaspekte und zur Steuerung des Strompreissrisikos. Mittels Termingeschäften und somit geringeren Transaktionskosten können an der Strombörse die Auswirkungen von Marktpreisschwankungen abgefedert werden. Aber auch Termingeschäfte, die bilateral abgeschlossen werden, sind zwar einerseits individuell festlegbar, jedoch werden aus Effizienzgründen auch im bilateralen Handel Standardmengen und -laufzeiten angeboten. Die Grundcharakteristika der Nichtspeicherbarkeit von Strom und das ungenaue Wissen über das Nachfrageverhalten der Verbraucher führen zu volatilen Strompreisen. Fixpreisgeschäfte auf dem Terminmarkt stützen den Spotmarkt durch die Preissicherheit der Marktteilnehmer (Frenzel, 2005, S. 176 u. S. 155).

Als Produkt bietet die Strombörse European Energy Exchange in Leipzig diverse Handelsprodukte an. Das Terminmarktprodukt Future ist ein verbindliches, standardisiertes Termingeschäft. Der Preis und die Strommengen werden bereits bei Abschluss des Geschäfts für die zukünftige Erfüllung vereinbart. Der Kontrakt wird entweder durch eine physische Lieferung von Strom oder mit einem monetären Ausgleich erfüllt. Das Basisgeschäft der EEX-Termingeschäfte ist das Gut Strom, allerdings werden zur Erhöhung der Handelbarkeit besonders langfristige Futures als finanzielle Geschäfte ausgestaltet (Frenzel, 2005, S. 144 ff.).

Es werden durch die Strombörse verschiedene Kontrakte angeboten, welche nach Lieferperiode, Lieferprofil¹³ und Lieferort unterschieden werden. Das minimale Kontraktvolumen beträgt – je Lieferstunde und bezogen auf die gesamte Lieferperiode – mindestens eine Lieferrate von 1 MW. Da die Erfüllung in der Zukunft liegt, muss beim Kauf nicht der volle Preis bezahlt werden, sondern nur eine Sicherheitsleistung hinterlegt werden (Frenzel, 2005, S. 144 ff.).

DAS SEGMENT SPOTMARKT

Um kurzfristige Optimierungen des Portfolios durchzuführen, bezweckt der Spotmarkt, physische Abnahme- oder Bezugsverpflichtungen gegebenenfalls auszugleichen. Die gängige Bezeichnung als Day-ahead-Markt bezeichnet bereits, dass die Vertragserfüllung für den nächsten Tag festgelegt ist. Zum einen ist der Handel an der Energy Exchange Austria (EXAA) in Österreich möglich, zum anderen am französischen Handelsplatz der European Power Exchange (EPEX). Der Großteil des Spotmarktvolumens wird an der EPEX gehandelt und ist ein Gemeinschaftsunternehmen der EEX und der Strombörse Powernext in Frankreich (Graeber, 2014, S. 20).

Der Spotmarkt bietet zwei Handelsformen: einerseits den kontinuierlichen Handel und andererseits den Auktionsmarkt. Beiderseits werden Standardprodukte angebo-

¹³ „Eine wichtige Unterscheidung stellt diesbezüglich die Lieferung von Grundlaststrom (Baseload), der die gesamten 24 Stunden eines Tages geliefert wird, sowie die Lieferung von Spitzenlaststrom (Peakload), der für 12 Stunden eines Tages zur Verfügung gestellt wird dar“ (Frenzel, 2005, S. 142).

ten, die entweder in Blöcken oder einzeln gehandelt werden. Im Falle der Auktion ist die kleinste Kontraktgröße 0,1 MW konstanter Leistung für den gesamten nächsten Tag. Der Handel einzelner Stunden bietet die Möglichkeit, die Handelsposition an die aktuelle Prognose anzupassen. Um den Kraftwerkseinsatz und somit einzelne Stunden zu optimieren, bieten Blockkontrakte im fortlaufenden Handel die Möglichkeit, mehrere Stunden geblockt von mindestens 1 MW in jeder Stunde zu handeln. Für alle Segmente des Marktes entsteht ein systematischer Preis, der sich aus den Geboten bildet (Frenzel, 2005, S. 174).

Um der vertraglichen Verpflichtung des Handelsgeschäfts nachzukommen, muss hinsichtlich physischer und finanzieller Erfüllung unterschieden werden. Für die physische Lieferung benötigt der Händler die Zuordnung zu einem Bilanzkreis. Um die Einspeisung bzw. Entnahme zu koordinieren, werden sogenannte Fahrpläne erstellt. Diese werden in beide Richtungen erstellt und an die Strombörse gesandt. Der Verkäufer ist verpflichtet, Mengen in das Übertragungsnetz zu speisen. Die Börse übermittelt dem Käufer und dem Übertragungsnetzbetreiber den endgültigen Fahrplan. Der Käufer ist verpflichtet, die Mengen aus dem Stromnetz zu entnehmen (Frenzel, 2005, S. 175).

Die finanziellen Agenden erfolgen über eine Abwicklungsbank, Rechnung bzw. Gutschriften werden über diese Clearingstelle abgewickelt (Frenzel, 2005, S. 176).

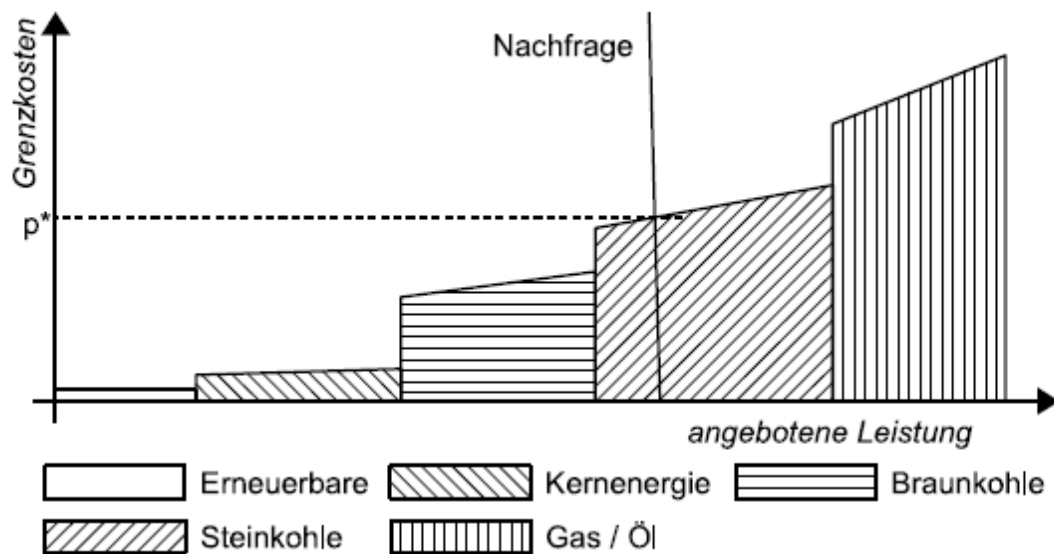
2.2. PREISBILDUNG AM STROMMARKT

Der Großhandel des Strommarktes wird in der Literatur hinsichtlich der Preisbildung mehrheitlich mit dem Merit-Order-Modell erklärt (Graeber, 2013, S. 16 ff.). „In Anlehnung an die auf den Endkundenmärkten vorherrschenden Festpreistarifen ist die Annahme dabei eine nahezu preisunelastische Nachfrage mit entsprechend steiler Nachfragekurve. Für den Verlauf der Angebotskurve wird unterstellt, dass diese ausschließlich von den kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke wie Brennstoffkosten und gegebenenfalls Kosten für CO₂-Zertifikate abhängt. Dementsprechend ist die Bestimmung der Angebotskurve durch die Aufreihung aller Kraftwerke mit ansteigenden Grenzkosten möglich“ (Graeber, 2013, S. 16).

Die Reihung der Kraftwerke wird als Merit Order bezeichnet und verleiht dem Modell seinen Namen. Das letzte zum Einsatz kommende Kraftwerk wird als Grenzkraftwerk bezeichnet, dessen Grenzkosten, wie in der nachfolgenden Graphik beschrieben, den Gleichgewichtspreis p^* setzen. Durch die Einspeisung von Grünenergie verringert sich die Nachfrage nach konventionell produzierter Energie, wie etwas Kohle- und Gaskraftwerke. Laut diesem Modell sind die Schwankungen des Strompreises durch Nachfrageveränderungen bestimmt, ohne dass eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes vorgenommen wird (Wissen & Nicolossi, 2007, S. 2 ff.; Graeber, 2013, S. 16).

Der preisliche Unterschied zwischen den Tageszeiten einerseits und zwischen Werk- und Wochenendtagen andererseits kann mit dem Merit-Order-Modell gut nachgebildet werden. Jedoch hat dieses Modell auch seine Grenzen. Aufgrund der Tatsache, dass der intertemporale Zusammenhang des Kraftwerkseinsatzes vernachlässigt wird, kommt es im Vergleich zur Realität zu Abweichungen bei der Preissetzung. Beispielsweise weisen brennstoffbetriebene Kraftwerke einmalige Anfahr- und Abfahrkosten auf, die hier nicht berücksichtigt werden. Weiters können manche Kraftwerkstypen nicht auf kurze Nachfrageeinbrüche reagieren, da die Abschaltung höhere Kosten verursachen würde (Graeber, 2013, S. 16).

Abbildung 8: Merit-Order-Modell



Quelle: Graeber D. , 2013, S. 17.

Durch die gesetzlich geregelte vorrangige Einspeisung von Grünstrom in Deutschland und den fixen Fördertarife haben die Einspeiser von erneuerbaren Energien keinen Anreiz, sich an die Nachfrage zu halten. Auch in Österreich ist grundsätzlich der gesetzliche Rahmen für die vorrangige Einspeisung gegeben. Trotz der Bestimmungen in der letztgültigen Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie hat Österreich die vorrangige Einspeisung von Ökostrom im nationalen Gesetz nicht ausreichend geregelt. Aus diesem Grund brachte die EU-Kommission eine Klage gegen Österreich ein (Die Presse, 2013.; E-Control, 2013, S. 8 ff.).

Der deutsche Markt hat auch großen Einfluss auf Österreich. Vor allem der Marktpreis ist stark von der Ökostromproduktion in Deutschland abhängig. Durch den Merit-Order-Effekt profitieren einerseits die Haushalte nicht von den niedrigen Preisen, und andererseits werden diese durch das Fördersystem der erneuerbaren Energieträger belastet, da sinkende Marktpreise durch die Erhöhung der staatlichen Ausgaben für die fixen Einspeisetarife kompensiert werden müssen. Darüber hinaus werden konventionelle Kraftwerke wie etwa Gaskraftwerke verdrängt, da diese durch ihre vergleichsweise hohen Grenzkosten nicht mehr konkurrenzfähig ihren Strom an der Börse verkaufen können. Gerade diese Kraftwerke sind für die Regelung des

Netzes und ihre Stabilität wichtig. Für eine weitere Gruppe, jene der Pumpspeicherkraftwerke, ist die Veränderung der Preisstruktur nachteilig, da die Differenz der Preise im Peak und Offpeak geringer wurden und sie somit eine geringere Wirtschaftlichkeit zu verzeichnen haben (E-Control, 2013, S. 8 ff.).

2.3. DER VERMARKTER VON ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der Vermarkter bringt aufgrund seiner Integration in den Markt und Fachwissen die Befähigung für das Agieren am Strommarkt mit. Börsliche und bilateralen Handelsgeschäfte können einerseits Preisvorteile und andererseits Risiken mit sich bringen (Panos, 2009, S. 65 ff.). „Es sind zwei Arten von Risiken zu beachten: das Mengenrisiko und das Preisrisiko. Mengenrisiko bedeutet, der Käufer muss den Strom auch dann abnehmen, wenn er aufgrund einer nicht eingetroffenen Bedarfsprognose z.B., zu viel gekauft hat. Umgekehrt muss er, wenn er zu wenig gekauft hat, teuren Ausgleichsstrom abnehmen. Da eine Preisprognose auf dem Spotmarkt praktisch unmöglich ist, sind Risikobegrenzungen auf dem Terminmarkt sinnvoll“ (Panos, 2009, S. 66).

Das Ausgleichsenergieisiko wird ebenfalls vom Händler bzw. Vermarkter übernommen. Dieses Risiko setzt sich wiederum aus einer unsicheren Mengen- sowie Preiskomponente zusammen. Die Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Erzeugung ist die Ausgleichsenergiemenge und der dazugehörige Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde ergibt die Ausgleichsenergiezahlung (Ströbele, Pfaffenberger, & Heuterkes, 2012, S. 223). Detaillierter ist das Zustandekommen des Ausgleichsenergiepreises im Kapitel III.2.3 ausgeführt.

Der Vermarkter übernimmt folgende Aufgaben und Risiken für den vermarkteten Strom des Anlagenbetreibers:

- Prognose des Kraftwerkeinsatzes,
- Market Access an Stromhandelsbörsen,
- Übernahme des Ausgleichsenergieisikos,
- Übernahme des Mengen- bzw. Preisrisikos,
- Übernahme des Profilirisikos,
- Abwicklung der EEG-relevanten Abrechnung der Marktprämie mit dem Netzbetreiber (Graeber, 2013, S. 53 ff.).

In Deutschland kann die Übernahme der Direktvermarktung von einem befähigten Stromvermarkter wahrgenommen werden. Einerseits ist die Vermarktung erst ab einem gewissen Handelsvolumens sinnvoll bzw. profitabel, und andererseits erfordern komplexe und aufwendige Geschäftsprozesse eine kritische Größe des Kraftwerkspools. Für den deutschen Markt geht man hierbei von einer Ausbauleistung des Portfolios von etwa 100 MW aus. Die zu deckenden Kosten entstehen durch die Prognoseerstellung, den Börsenzugang, die EDV-Systeme und den Zulassungs- und Handelskosten der Stromhandelsbörse (Graeber, 2013, S. 53).

Die in Deutschland relevanten Aufgaben des Vermarkters sind einerseits die bereits oben erwähnte administrative Abrechnung der Marktprämie mit dem ÜNB und andererseits die Übernahme des Profilirisikos. Dieses Risiko entsteht durch die monatliche Fixierung der gleitenden Prämie und der gesetzlich festgelegten Managementprämie je Energieträger. Der Marktwert der Erzeugungsanlage ist der erzielte Börsenerlös, dieser ist abhängig vom Geschick des Händler und der Erzeugungscharakteristik bzw. des Profils der spezifischen Anlage. Als Benchmark gilt der veröffentlichte Marktwert der ÜNB, siehe Näheres dazu in Kapitel II.1.2. Durch den Vergleich des veröffentlichten Referenzmarktwerts mit dem spezifischen Marktwert der Anlage lässt sich evaluieren, ob die Anlage besser oder schlechter performt als die Referenzanlage. Vorrangig sind somit jene Anlagen in das Portfolio aufzunehmen, welche über dem Referenzkraftwerk liegen, da deren Profilirisiko weitaus geringer ist (Graeber, 2013, S. 57 ff.).

III. EMPIRIE

Ziel der Poolmodellierung ist es, mithilfe der historischen Daten des Kraftwerkspools die Vermarktung von Ökostrom in Österreich und Deutschland durch einen Stromvermarkter quantitativ darzustellen. Die Komponenten der Betrachtung sind die bereits vorhin erwähnten Dienstleistungen und Risiken, die der Vermarkter für den Anlagenbetreiber übernimmt. Diese werden nachfolgend eingehend beschrieben.

Auf Basis dieser Faktoren errechnet sich der Preis/MWh, den der Händler dem Anlagenbetreiber je nach Energieträger vergütet. In der vorliegenden Arbeit werden historische Daten betrachtet und ein möglicher Angebotspreis für das Jahr 2012 berechnet.

1. ZIELSETZUNG UND FRAGESTELLUNG

Die Integration der erneuerbaren Energien in die Klimaagenden der Europäischen Union löste einen Paradigmenwechsel der Energiepolitik auf dem gesamten Unionsgebiet aus. Um den vorgegebenen Ausbauzielen nachzukommen, mussten viele Länder der EU entsprechende gesetzliche Rahmenbedingungen und Fördersysteme schaffen. Die physische Verbundenheit der Märkte und die Implementierung einer gemeinsamen europäischen Strombörse mit dem daraus resultierenden grenzüberschreitenden Handel ließen den europäischen Strommarkt näher zusammenrücken. Gerade diese geschaffenen Voraussetzungen sind essentiell für das Handling und für die Abwicklung der mittlerweile stark angewachsenen Mengen an Grünstrom in Europa. Besonders der österreichische und der deutsche Markt sind eng miteinander verbunden (Frenzel, 2005, S. 160 ff.; European Energy Exchange AG, 2013, S. 17 ff.).

Österreich ist aufgrund der geografischen Lage seit jeher ein Großproduzent von erneuerbarer Energie aus Wasserkraft (E-Control, 2014). Seit 2002 wurden auch die Förderungen für andere Energiequellen samt deren Tarifverordnungen in das neu entstandenen Ökostromgesetz aufgenommen, um den Ausbau weiter voranzutreiben und um sowohl europäische als auch nationale Ziele einzuhalten (Rabl, 2009, S. 2

ff.). Mit der Energiewende geriet der deutsche Energiemarkt unter Zugzwang, die Energieerzeugung möglichst rasch auf EE-Anlagen umzustellen. Der gesetzliche Rahmen wurde durch das EEG geschaffen, um – wie auch in Österreich – die verfolgten Ziele zu erreichen (European Energy Exchange AG, 2013, S. 17 ff.).

Die eingehende Analyse der Entwicklung und derzeitigen Gesetzeslage der Fördermodelle für wasser- und windbetriebene Ökostromanlagen in Österreich und Deutschland lässt den Schluss zu, dass die Vermarktung der erzeugten Strommenge in beiden Ländern je nach Energieträger, Antragstellung, Baujahr und Leistung zu einem unterschiedlichen geförderten Tarif führt.

„Eine langfristige Planungssicherheit ist für Investitionsentscheidungen vor dem Hintergrund langer Genehmigungsverfahren-, Planungs- und Bauphasen sowie langer Kraftwerkslebensdauern entscheidend, um die Rentabilität eines Kraftwerkes geeignet prognostizieren zu können“ (Reeg, 2014, S. 14). Für den Anlagenbetreiber ist eine kalkulierbare Preisgröße von wesentlicher Bedeutung und von motivierendem Charakter für die vorliegende Arbeit.

Jede anerkannte Anlage kann laut ÖSG 11 bzw. 13 Jahre und laut EEG 20 Jahre in einem Förderregime verbleiben (E-Control, 2013, S. 41; Graeber, 2013, S. 30). Weitere Ausführung zu den Förderregimen sind in Kapitel II.1.2 zu finden.

Folglich stellt sich die fundamentale Frage, welche Möglichkeiten der Anlagenbetreiber im geförderten System und am freien Markt hat. In Österreich kann der Anlagenbetreiber über die genehmigte Förderdauer hinaus im staatlichen System verbleiben. Wenn jedoch der Marktpreis über dem des subventionierten Tarifs liegt, stellt sich die Frage nach einem alternativen Absatzweg, um vom Markt zu profitieren. Nach Ablauf der Förderdauer oder bei Inanspruchnahme eines Investitionszuschusses hat der Anlagenbetreiber nur noch die Möglichkeit, seine Strommengen auf dem freien Markt zu verkaufen.

Ein deutscher Anlagenbetreiber kann für die ihm zugesprochene Dauer im EEG-Regime verbleiben, jedoch forciert das EEG 2012 einen Wechsel in das Marktprämienmodell. Hierbei erhält der Betreiber zusätzlich zum EEG-Tarif eine Manage-

mentprämie, um den Strom über den Markt zu verkaufen. Der Ausstieg aus dem EEG bzw. dem Marktprämienmodell ist bei den derzeitigen Marktpreisen in Deutschland unwahrscheinlich, und die lange Subventionsdauer von 20 Jahren erlaubt noch keine Prognose für die Zeit nach dem Auslaufen der derzeitigen Fördermodelle (Graeber, 2013, S. 30 ff.). In Kapitel II.1.3 wurden die Szenarien für den deutschen und den österreichischen Markt bereits dargelegt.

Weiterführend kommt es zur Betrachtung der Vermarktung von Ökostrom aus den Energiequellen Wasserkraft und Windkraft. Eingangs werden die herangezogenen Daten beschrieben und die Ertrags-, Risiko- und Kostenparameter der Vermarktung identifiziert. Die zweite Zielsetzung besteht darin, eine Verallgemeinerung dieser Parameter einschließlich der Kostenschätzung für die Aufwendungen der Vermarktung herauszuarbeiten.

Abschließend kommt es zur Analyse der aufbereiteten Kraftwerksdaten. Mit den historischen Daten des Kraftwerkspools soll für das Jahr 2012 eine mögliche Tarifbildung durch den Vermarkter abgebildet werden. Dieser errechnete Preis bildet die Entscheidungsgrundlage für den Anlagenbetreiber, je nach Szenario im Förderregime zu verbleiben oder eine Vermarktung durch einen Stromhändler anzustreben.

Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen haben in beiden Ländern grundsätzlich drei Möglichkeiten, den produzierten Grünstrom zu verkaufen.

Abgeleitet aus den beschriebenen Szenarien ergibt sich die erste Fragestellung:

- Für welches Szenario wird sich der Anlagenbetreiber – je nach Fördertarif bzw. Ablauf der Förderdauer – entscheiden und welche Alternativen hat er zur Auswahl?

Entscheidet sich der Anlagenbetreiber für die Vermarktungsstrategie, verfügt er in der Regel nicht über die nötigen technischen und administrativen Voraussetzungen für eine Eigenvermarktung. Hierfür benötigt er Zwischenhändler, um den produzierten Strom an der Strombörse zu vermarkten.

Abgeleitet aus den detailliert beschriebenen Tätigkeitsbereichen des Händlers ergibt sich die folgende Fragestellung:

- Welche quantifizierende Verallgemeinerung der Aufwendungen und Kosten, die durch die Übernahme der Händleraufgaben entstehenden, kann der Vermarkter treffen?
- Mit welchen Erträgen rechnet der Vermarkter und aus welchen Komponenten setzen sich diese zusammen?

Um die theoretischen Überlegungen zur Zusammensetzung der Tariffestlegung quantitativ zu untermauern, werden historische Kraftwerksdaten zur Tarifmodellierung herangezogen. Mit Hilfe der vergangenheitsbezogenen Daten soll ein möglicher Ansatz gefunden werden, aufgrund dessen dem Anlagenbetreiber die Entscheidungsgrundlage für zukünftige Tarifangebote bereitgestellt wird.

- Welche Datenbasis benötigt ein Vermarkter zur Feststellung der Risikopotentiale?
- Welchen Preis hätte der Vermarkter dem Anlagenbetreiber aufgrund seiner historischen Datenbasis für das Jahr 2012 bieten können?

Abschließend werden noch die Limitationen der Arbeit aufgezeigt. Besonders im Stromhandel erschwert die starke tägliche bzw. stündliche Veränderung der Preise eine nachträgliche Betrachtung. Diese den Markt charakterisierende Dynamik zeigt schließlich die Einschränkungen, aber auch die Erweiterungsmöglichkeiten der vorliegenden Arbeit auf.

2. DER MODELL-POOL

Das Modell basiert auf Mess- und Prognosedaten von Wasser- und Windkraftanlagen in Österreich und Deutschland. Die Verfügbarkeit der Daten ist beschränkt und daher auch nicht repräsentativ, da es sich um reale Kraftwerksdaten handelt und die Offenlegung aufgrund von Datenschutzrichtlinien als heikel zu beurteilen ist. Die Grundlage bieten Daten aus den Wasserkraftanlagen von Anton Putz und Mitgesell-

schaftern, aus vermarkteten Anlagen der Salzburg AG und aus vermarkteten und eigenen Anlagen der Verbund AG. Um dem Datenschutz Rechnung zu tragen, werden keine Angaben zu den Standorten der Kraftwerke gemacht. Dieses zufällige Sample widerspielt jedoch die in der Praxis gestellten Anfragen an einen Händler, eine Ökostromanlage zu vermarkten. Auf Basis der zur Verfügung gestellten Messdaten durch den Anlagenbetreiber kann ein Vermarktungsangebot auf Grundlage der in Kapitel III.3 identifizierten Parameter erfolgen.

Insgesamt wurden 31 Kleinwasserkraftwerke in Österreich und Deutschland zusammengefasst. Im Bereich der Windenergie stammen die herangezogenen Daten aus einem Windpark in Österreich, für Deutschland konnten keine Ist- und Prognosedaten verfügbar gemacht werden.

In dem zugrundeliegenden Modell werden die Anlagen als Modellanlagen gesehen. Dies bedeutet, dass der tatsächliche Standort der Anlagen vernachlässigt wird und in der österreichischen wie auch in der deutschen Auswertung die gleichen Anlagen unabhängig von ihrer tatsächlichen Lage bewertet werden. Im Bereich der Wasserkraft ist der Unterschied aufgrund geografischer Ähnlichkeiten vernachlässigbar. Für Windkraftanlagen ist der geografische Unterschied jedoch relevant, da das Windaufkommen – je nach Standort – sehr verschieden ist. Eine Berücksichtigung dieser Unterschiede würde den Rahmen dieser Arbeit übersteigen, und es wird daher auf diesen Umstand nicht weiter Rücksicht genommen.

Die Messdaten der Kraftwerke stammen von den Netzbetreibern, die diese dem Anlagenbetreiber oder Lieferanten übermittelt haben. Diese Messzeitreihen wurden entweder auf Stundenbasis oder Viertelstundenbasis übermittelt. Da die Ausgleichsenergie mit Viertelstundenwerten bepreist wird, wurden alle Daten auf die Basis von Viertelstundenwerten gebracht. Aus den Stundenwerten wurde ein Durchschnittspreis für die Viertelstunden gebildet. Die Daten stammen aus dem Jahr 2012.

2.1. LANGFRISTIGER UND KURZFRISTIGER HANDELSPREIS

Die Charakteristik eines Forwards ist die Verhandelbarkeit aller Vertragsdetails und der individuellen Ausgestaltung des Kontrakts (Frenzel, 2005, S. 155 ff.).

Um den Kraftwerkspool gegenüber dem Preisrisiko abzusichern, wird in der Modellierung für die Gesamtmenge der österreichischen Betrachtung ein durchschnittlicher Grundlast-Kontrakt verkauft. Dies gilt jedoch nur für die Wasserkraftwerke, da deren Produktion, im Vergleich zur Windkraft, geringeren Schwankungen unterliegt und ein solcher Baseload von 0-24 Uhr eine konstante Menge liefert und somit die Produktionscharakteristik der Wasserkraft am ehesten widerspiegelt. Von der durchschnittlichen Erzeugung im Jahr 2012 wird ein branchenüblicher Wert von 80 % am OTC-Markt abgesichert, um bereits einen Teil der Energie preislich abgesichert zu haben.

Die Erzeugung von Windstrom ist von schwankenden meteorologischen Parametern beeinflusst. Dies führt zu einer stark fluktuierenden Produktion, um diesen Umstand nicht weiter zu verstärken, sollte die Prognose zeitnah zur Produktion erstellt werden (Graeber, 2013, S. 60 ff.). Aus diesem Grund fehlt der Windenergie die Möglichkeit die Produktion über einen längeren Zeithorizont im Vorhinein über den Terminmarkt abzusichern und dadurch das Preisrisiko abzuwälzen. Deshalb bleibt für die Windenergieproduktion nur die Vermarktung über die kurzfristigen Spotmärkte (Reeg, 2014, S. 6).

Die Windenergieproduktion unterliegt aufgrund der volatilen Erzeugungscharakteristik im Modell keiner Preisabsicherung und wird über den Spotmarkt gehandelt. Die Abweichungen der Absicherungsmengen zum Day-ahead-Fahrplan der Wasserkraft werden ebenfalls einen Tag vor der Lieferung über den Spotmarkt ausgeglichen.

Der zugrundeliegende Modellpool verkauft die Day-ahead-Fahrpläne am Spotmarkt zu den gebotenen Preisen des Marktes.

2.2. PROGNOSE- UND FAHRPLANERSTELLUNG

Beim Handel mit Strom ist die Güte der Prognose ein entscheidendes Erfolgskriterium, da Abweichungen zur prognostizierten Menge erhebliche Kosten verursachen können. Besonders für den Day-ahead-Handel ist die Prognose am Vortag der Lieferung von essenzieller Bedeutung. In den letzten Jahrzehnten wurde eine Vielzahl an Verfahren zur Prognoseerstellung für erneuerbare Energien entwickelt. Viele dieser Verfahren sind kommerzielle Prognosedienstleistungen für den Stromhandel. Es gibt jedoch kein Verfahren, welches einem anderen zu jedem Zeitpunkt überlegen ist. Falls mehrere quantitative Prognosen zur Verfügung stehen, kann durch die Kombination mehrerer Verfahren eine bessere Prognosequalität erzielt werden (Graeber, 2014, S. 3).

Da der Umfang dieser Arbeit begrenzt ist, wird auf die diversen am Markt verfügbaren Prognosetools nicht eingegangen. Die Wasserkraftprognose wurde aus den Vergangenheitsdaten generiert. Die Windprognose wurde vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellt, jedoch keine Details zur Erstellung derselben.

Bei einem Großteil der Wasserkraftanlagen lag keine Prognose vor. Grund dafür ist, dass vermarktete Anlagen oftmals mit Anlagen aus der eigenen Erzeugung mitprognostiziert werden und mengenmäßig die Einzelprognose der Anlage nicht mehr eruiert werden kann. Dies trifft auf die Kleinwasserkraftanlagen zu. Die Prognose des Windparks wurde vom Produzenten selbst erstellt. Bei Kleinwasserkraftanlagen ist es gängige Praxis, eine simple Prognose mit Hilfe des Regelarbeitsvermögens oder den zeitnahen Vergangenheitsmessdaten zu erstellen.

Unter Zuhilfenahme der historischen Messwerte aus den Jahren 2002 bis 2011 ergaben sich für das Regeljahr durchschnittliche Monatswerte. Nach dem Vergleich der Ist-Erzeugung aus dem Jahr 2012 mit dem Regeljahr kam es zu massiven Abweichungen, und deshalb wurde diese Methode für die Erstellung der Prognose verworfen. Die zweite Methode orientiert sich an Messwerten aus der jüngeren Vergangenheit. Es werden dabei am Tag d die Ist-Daten vom Tag $d-1$ gemittelt und auf die Viertelstunden des Tages $d+1$ als Prognose fortgeschrieben. Diese einfache Methode

hat den Vorteil, dass sie die Tendenz der vorherrschenden Wetterlage, wie etwa eine Schneeschmelze, in die Prognose miteinbezieht und ohne kostenintensive fernmel-detechnische Ausstattung wie Pegelmesser und Echtzeitmessdatenübertragung auskommt. Der Nachteil liegt nahezu auf der Hand. Durch die Vergangenheitsorien-tierung fehlen der Prognose etwa vorhergesagte Niederschlagswerte oder Zufluss-mengen des Einzugsgebietes.

Die dadurch vorhergesagte Produktion wird in Form von Fahrplänen an der Strom-börse vortäglich verkauft. Da der zugrundeliegende Kraftwerkspool bereits langfristig mit Durchschnittswerten abgesichert wurde, kommt es nach Abzug der bereits ge-hedgten Mengen zu einem Kauf bzw. Verkauf der Mengen am Spotmarkt.

2.3. AUSGLEICHSENERGIEMARKT UND AUSGLEICHSENERGIEPREIS

Der Modellpool ist so aufgebaut, dass sich aus den Mess- und Prognosewerten die Ausgleichsenergie berechnen lässt. Die Ausgleichsenergie ist ein wesentlicher Kos-tenfaktor für den Händler bei der Übernahme der Vermarktung und deshalb auch maßgeblich für die Tariffberechnung.

Beim Handel mit Strom wird am Vortag der Lieferung bzw. des Bezuges eine Prog-nose, auch Fahrplan genannt, gemeldet. Diese Meldung im Viertelstundenraster weicht jedoch von der tatsächlich produzierten oder verbrauchten Strommenge ab. Mit Hilfe der Messdaten kann die positive oder negative Ausgleichsenergie zum Fahr-plan im Nachhinein bestimmt werden. Diese Abweichung wird als Ausgleichsenergie bezeichnet und im liberalisierten Markt nach Abnahme bzw. Einspeisung auf die im Wettbewerb stehenden Marktteilnehmer aufgeteilt und verrechnet (Hager, 2001, S. 408). Um die Netzsicherheit minütlich sicherstellen zu können, wird von den Markt-teilnehmern Regelenenergie, in Form von kurzfristig absenkbarer und erhöhbarer Kraftwerksleistung, angeboten. Um die Schwankungen im Netz ununterbrochen aus-gleichen zu können, schafft die Primärregelung innerhalb von 30 Sekunden den Netzausgleich, die Sekundärregelung muss innerhalb von fünf Minuten und die Terti-

ärregelung innerhalb von 10 Minuten abrufbar sein, um dann Energie in das Netz einzuspeisen oder es zu entlasten (APCS, 2013).

Von einem physikalischen Standpunkt aus erfüllen sowohl Regelenergie als auch Ausgleichsenergie den gleichen Zweck einer Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichungen zur Prognose in einer Bilanzgruppe in Österreich und einem Bilanzkreis in Deutschland ergeben die verursachte Ausgleichsenergie. Die Saldierung der Ausgleichsenergiemengen aller Bilanzgruppen und -kreise in einer Regelzone ergeben den Regelenergiebedarf. Da es innerhalb der Bilanzgruppe bzw. des Bilanzkreises zu einem Mengenausgleich kommt, kann die Ausgleichsenergie um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie.

In Relation zur Gesamterzeugung des betrachteten Pools kommt es bei beiden Energiequellen zu nahezu synchronen Abweichungen der Prognose. Bei der Wasserkraft kommt es zu einer rund fünfprozentigen und bei der Windkraft zu einer rund fünfundzwanzigprozentigen Über- als auch Unterlieferung (E-Control, 2013).

Abbildung 9: Prognoseabweichung Wasserkraft in Prozent

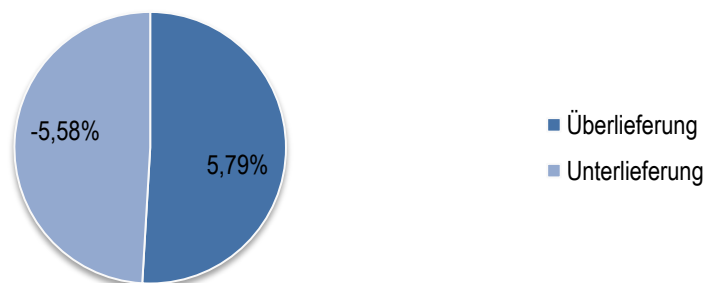
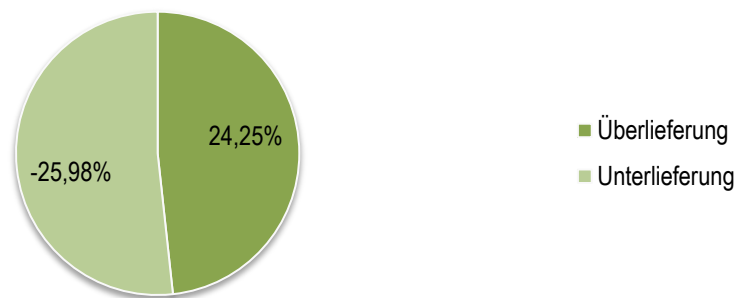


Abbildung 10: Prognoseabweichung Windkraft in Prozent



Der Bilanzgruppe bzw. dem Bilanzkreis – wird basierend auf den ermittelten Mengen und den entstandenen Kosten – für die Aufbringung der Regelenergie die Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Somit errechnet sich die Ausgleichsenergie nach Bilanzgruppe bzw. -kreis. Verschiedene Lieferanten und Abnehmer können sich zu einer Bilanzgruppe bzw. zu einem -kreis zusammenschließen. Innerhalb dieser virtuellen Gruppe wird eine einheitliche Kennung vergeben, und es erfolgt ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch. Jeder Marktteilnehmer ist verpflichtet, sich einer Gruppe bzw. einem Kreis anzuschließen und bezieht oder liefert den Strom aus seiner zugeordneten Bilanzgruppe. Wie und ob die Ausgleichsenergie an die Kunden bzw. Lieferanten weiterverrechnet wird, ist den Marktteilnehmern überlassen (E-Control, 2013; NEXT Kraftwerke, 2013).

Österreich besteht im Unterschied zu Deutschland nur noch aus der Regelzone APG. In Deutschland sind die verschiedenen Bilanzkreise den vier Regelzonen 50Hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW zugeordnet. Die Regelenergieleistungen werden in beiden Ländern von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) organisiert (EEG, 2013; E-Control, 2013). Die APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) ist in Österreich mit der Verrechnung der Ausgleichsenergie betraut, in Deutschland sind es Tochtergesellschaften der Übertragungsnetzbetreiber (APCS, 2013; NEXT Kraftwerke, 2013).

Der Ausgleichenergiepreis wird erst einige Wochen im Nachhinein veröffentlicht. Aus diesem Grund stellt diese Preiskomponente einen Unsicherheitsfaktor dar. Risiko-averse Bilanzgruppenverantwortliche weisen eine positive Zahlungsbereitschaft dafür auf, sich dieses Risikos entledigen zu können.

Das Instrument des Day-after-Handels ist eine Möglichkeit, das Preisrisiko für Ausgleichenergie zu umgehen und einen speziellen Ausgleichsenergieerlös durch den Vorteil der Bilanzgruppe zu erzielen. Vor allem kleine Mengen können über den Day-after-Markt ausgeglichen werden. Derzeit ist der Markt noch illiquide, und deshalb wird der Day-after-Handel noch nicht in die Betrachtung miteinbezogen.

3. OPERATIONALISIERUNG

Nach eingehender Identifikation und Beschreibung der bestimmenden Faktoren, vor allem der Ertrags-, Risiko- und Kostenparameter bei der Vermarktung von Grünstrom, folgt nun anschließend die Anwendung auf den Kraftwerkspool für die Energiequellen Kleinwasserkraft und Windkraft für den deutschen und österreichischen Markt.

Formel 1: Erzielbare Erlöse Vermarktung

$$\text{Markterlös} = \sum_i V_{Hi} \text{FWD}_i + \sum_i (V_{FPLi} - V_{Hi}) \text{SPOT}_i + \sum_i (V_{ISTi} - V_{FPLi}) \text{AEP}_i$$

Markterlös Erlöse an Stromhandelsbörse und Ausgleichsenergiemarkt
 V_H Absicherungsmenge
 V_{FPL} Fahrplanmenge (prognostizierte Menge)
 V_{IST} tatsächliche Erzeugung
 FWD Terminmarktpreis Forward
 SPOT Spotmarktpreis, Day-ahead-Preis
 AEP Ausgleichsenergiepreis Netzbetreiber
 i Zeitreihenindex

Generalisieren kann man die am Markt erzielbaren Erlöse für die erzeugte Strommenge in beiden Ländern mit den wesentlichen Bestandteilen. Diese sind die Summe des Absicherungsergebnisses bestehend aus Absicherungsmenge und Forwardpreis, des Sportmarktanteils bzw. kurzfristiger Vermarktungserlös bestehend aus

prognostizierter Menge abzüglich bereits abgesicherter Mengen, bepreist mit dem Spotpreis und der Ausgleichsenergiekomponente bestehend aus den Prognoseabweichungen mit dem jeweiligen Ausgleichsenergiepreis.

Tabelle 6: Erzielbare Erlöse der Vermarktung in Österreich

	Wasserkraft AT	Windkraft AT
Erlöse Vermarktung	Summe Euro	Summe Euro
Absicherungserlös	12.682.933,79	-
kurzf. Vermarktungserlös	2.203.180,92	1.683.017,94
Ausgleichsenergieerlös	- 74.976,15	- 306.590,24
Summe	14.811.138,56	1.376.427,70

Insgesamt wurde im Wasserkraftwerkspool eine Durchschnittsmenge von 80 % der Jahrerzeugung von 2012 von insgesamt 226.278 MWh über einen Forward-Kontrakt abgesichert. Als Grundlage für den Absicherungspreis wird der Forward-Durchschnittspreis für das Jahr 2011 von 56,05 Euro/MWh (Verbund AG, 2011) angenommen. Die Differenzmenge zum Fahrplan wurde über zum Spotmarktpreis (EPEXSPOT, 2012) verkauft und beläuft sich auf 56.569 MWh. Der Anteil, welcher über den Ausgleichsenergiemarkt bedient werden muss, ist die Abweichung zwischen dem Fahrplan und der tatsächlichen Erzeugung, dieser beträgt 500 MWh und wird mit dem Ausgleichsenergiepreis (APCS, 2012) aus Österreich bewertet. Somit betragen die Erlöse der Kernkomponenten aus dem österreichischen Wasserkraftspool rund 14.811.000 Euro für das gesamte Jahr 2012.

Für die Windenergie wird, wie bereits beschrieben, keine langfristige Absicherung getroffen. Der Gesamtfahrplan von 39.521 MWh wird über den Spotmarkt verkauft und die Abweichung zur Erzeugung von 672 MWh mit dem Ausgleichsenergiepreis je Viertelstunde bewertet. Das Erlösergebnis beläuft sich bei der Windkraft auf gerundet 1.376.400 Euro für 2012.

Tabelle 7: Erzielbare Erlöse der Vermarktung in Deutschland

	Wasserkraft DE	Windkraft DE
Erlöse Vermarktung	Summe Euro	Summe Euro
Absicherungserlös	-	-
kurzf. Vermarktungserlös	11.841.811,01	1.683.017,94
Ausgleichsenergieerlös	-16.369,93	- 75.458,30
Summe	11.825.441,07	1.607.559,64

Wie bereits in der österreichischen Auswertung der Vermarktungserlöse berechnet, werden in Deutschland die gleichen Fahrplan- bzw. Erzeugungsmengen angenommen. Durch die Spotmarktorientierung des deutschen Fördersystems und der Direktvermarktung kommt es zu keiner langfristigen Absicherung. Die Vermarktungserlöse sind deutlich geringer in der deutschen Betrachtung des Wasserkraftwerkspools und belaufen sich auf rund 11.840.000 Euro. Im Gegensatz dazu betragen die Ausgleichsenergieaufwendungen weniger als ein Viertel von jenen in Österreich.

Die kurzfristigen Vermarktungserlöse der Windenergie in Deutschland unterscheiden sich nicht von jenen in Österreich beträchtlich und erwirtschaften an der Strombörse rund 1.680.000 Euro. Die Bewertung der Fahrplanmengen abzüglich der tatsächlichen Erzeugung mit dem deutschen Preis für Ausgleichsenergie belaufen sich auf rund 75.000 Euro und liegen deutlich unter jenen in Österreich.

Dem Erzeuger sind – je nach Markt – ein Marktwert (EEG-Direktvermarktung), ein Marktpreis (OeMAG) oder die am Markt erzielbaren Erlöse gemäß obigem Ansatz abzüglich einer Vergütung für risikolose Abwicklung abzugelten.

Das bei dem Vermarkter verbleibende Ergebnis unterliegt damit unterschiedlichen Risiken und hat die anfallenden Abwicklungskosten zu decken. Zur Darstellung der heranzuziehenden Kennzahlen wird die nachfolgende Erlösformel Markt generalisiert.

Formel 2: Spezieller Vermarktungserlös je Erzeugungseinheit

spez. Markterlös =

$$\begin{aligned}
 & \frac{\sum_i V_{ISTi} FWD_i}{V_{IST}} + & \text{PH} \\
 & \frac{\sum_i (V_{ISTi} - V_{Hi})(SPOT_i - FWD_i)}{V_{IST}} + & \text{PE} \\
 & \frac{\sum_i (V_{ISTi} - V_{FPLi})(AEP_i - Spot_i)}{V_{IST}} + & \text{PA I} \\
 & \frac{\sum_i (V_{ISTi} - V_{FPLi})(AEOTC_i - AEP_i)}{V_{IST}} - VK & \text{PA II}
 \end{aligned}$$

spez. Markterlös..... Erlöse an Stromhandelsbörsen/Ausgleichsenergiemarkt je Erzeugungseinheit abzgl. Kosten
 PH..... spez. langfristiger Absicherungserlös bzw. Profilhedging
 PE..... spez. kurzfristige Vermarktungs- und Profilerlös
 PA I..... spez. Ausgleichsenergieerlös I
 PA II..... spez. Ausgleichsenergieerlös II
 V_H..... Absicherungsmenge
 V_{FPL}..... Fahrplanmenge (prognostizierte Menge)
 V_{IST}..... tatsächliche Erzeugung
 FWD..... Terminmarktpreis Forward
 SPOT..... Spotmarktpreis, Day-ahead-Preis
 AEP..... Ausgleichsenergiepreis Netzbetreiber
 AEOTC..... Ausgleichsenergiepreis Over-the-Counter
 VK..... spezielle Vermarktungskosten
 i..... Zeitreihenindex

Der erste Term bildet den speziellen langfristigen Absicherungserlös bzw. Profilhedge (PH). Dabei wird die tatsächliche Erzeugung mit dem Terminmarktpreis multipliziert und wie auch die folgenden Terme in Relation zum Volumen der Gesamterzeugung gebracht. Grund dafür ist die bessere Isolierung und Vergleichbarkeit der verwendeten Benchmarks und der einzelnen Beiträge zum Markterlös je Zeiteinheit. In der Auswertung wird nur der Wasserkraftwerkspool in Österreich abgesichert, da die Baseload-Charakteristik der Wasserkraft ein sinnvolles Profilhedging prognostizieren lassen. Die Windkraft ist aufgrund der hohen Schwankungen in der Produktion nicht geeignet, um eine Absicherungsstrategie für das Folgejahr zu treffen. Der Marktwert der Wasserkraft ist in Deutschland spotmarktgebetrieben, aufgrund der Nähe zum Day-ahead-Markt wird im Modell keine langfristige Absicherung durchgeführt.

Der zweite Term ist der spezielle kurzfristige Vermarktungs- und Profilerlös (PE). Da in PH die tatsächliche Erzeugung mit dem Terminmarktpreis abgebildet wurde, jedoch die Profilmenge V_H abgesichert wurde, werden durch PE die Differenzmengen zwischen Absicherungs- und Day-ahead-Mengen gebildet und mit dem Spotmarktpreis weniger dem Absicherungspreis bewertet. Dieser Wert verdeutlicht den preislichen Vorteil bzw. Nachteil der Absicherung auf dem Terminmarkt bzw. Spotmarkt auf Basis der tatsächlichen Erzeugung.

Im Zusammenhang mit der Ausgleichsenergie sind zwei verschiedene Komponenten für die Bewertung von Bedeutung. Dies ist einerseits der spezielle Ausgleichsenergieerlös I (PA I), der eine Über- bzw. Unterlieferung mit der Differenz aus Ausgleichsenergiepreis und dem Spotmarktpreis multipliziert. Dieser Wert verdeutlicht den preislichen Vorteil bzw. Nachteil am Ausgleichsenergiemarkt bzw. Spotmarkt auf Basis der tatsächlichen Erzeugung.

Andererseits stellt der vierte Term den Vorteil der Bilanzgruppe mit Hilfe des Day-after-Handels dar. Dabei werden die Differenzmengen zwischen Fahrplan und tatsächlicher Erzeugung zum Ausgleichsenergiepreis OTC abzüglich des später veröffentlichten Ausgleichsenergiepreises betrachtet. Der spezielle Ausgleichsenergieerlös II wird mit PA II abgekürzt. Dieser Wert verdeutlicht den preislichen Vorteil bzw. Nachteil am Day-after-Markt bzw. Ausgleichsenergiemarkt auf Basis der tatsächlichen Erzeugung. Da der Day-after-Markt noch in den Kinderschuhen steckt, wird dieser Term vernachlässigt, jedoch in den Limitationen der Arbeit noch näher auf diesen speziellen Markt eingegangen und für zukünftige Betrachtungen nicht außer Acht gelassen werden.

Tabelle 8: Spezieller Vermarktungserlös Wasserkraft AT und DE 2012

	Wasserkraft AT	Windkraft AT
Erlöse Vermarktung	Euro/MWh	Euro/MWh
PH	56,05	-
PE	- 3,41	43,42
PA I	- 0,37	- 7,21
Summe	52,27	36,21

Bezogen auf die tatsächliche Erzeugung der Wasserkraft unter Berücksichtigung der Parameter PH, PE und PA I beträgt der Erlös 52,27 Euro/MWh.

Durch die bereits erwähnte Berechnung des Marktwerts der Referenzanlagen in Kapitel II.1.2 zu Spotpreisen erfolgt keine langfristige Absicherung der deutschen Anlagen. Daraus resultiert für PH einen Wert von 0. Die monatliche Veröffentlichung des Marktwertes, welcher als Benchmark zur Bewertung herangezogen wird, bezogen auf Wasserkraft bzw. Windkraft fordert eine monatliche Betrachtung des Profilwertes der Energieträger.

Tabelle 9: Spezieller Vermarktungserlös Wasserkraft Deutschland 2012

	Wasserkraft DE		
Monat	Profilwert (PE)	PA I	PH
Jänner	39,32	-	-
Februar	53,05	-	-
März	40,46	-	-
April	43,44	-	-
Mai	38,84	-	-
Juni	38,80	-	-
Juli	41,10	-	-
August	44,10	-	-
September	44,42	-	-
Oktober	43,77	-	-
November	44,52	-	-
Dezember	32,29	-	-
Summe	42,01	- 0,16	-

Der Kraftwerkspool Wasserkraft erzielt ein Spotmarktergebnis von 42,01 Euro je MWh. PA I beläuft sich auf 0,16 Euro/MWh bezogen auf die Gesamterzeugung.

Tabelle 10: Spezieller Vermarktungserlös Windkraft Deutschland 2012

	Windkraft DE		
Monat	PE	PA I	PH
Jänner	39,338	-	-
Februar	54,628	-	-
März	38,001	-	-
April	41,831	-	-
Mai	38,787	-	-
Juni	40,944	-	-
Juli	39,680	-	-
August	43,399	-	-
September	45,716	-	-
Oktober	41,415	-	-
November	44,696	-	-
Dezember	40,119	-	-
Summe	42,38	- 0,53	-

Die Windkraft erzielt untypischerweise einen höheren Profilerlös je MWh als die Wasserkraft. Hierbei muss der Umstand berücksichtigt werden, dass es sich um einen österreichischen Windpark handelt und dieser eine andere Erzeugungscharakteristik aufweist als ein ebenbürtiger mit Standort in Deutschland. Der Windpark erzielt Vermarktungserlöse von 42,38 Euro/MWh und die Kosten von PAI betrugen durchschnittlich im Jahr 2012 lediglich 0,53 Euro/MWh.

Wesentlich für den Erfolg ist daher, ob die Erzeugungscharakteristik im Vergleich zum veröffentlichten Marktwert in Deutschland eine höhere oder mindere Wertigkeit aufweist und ob der spezifische Ausgleichsenergieerlös in Grenzen gehalten werden kann.

Um auch den deckenden Ergebnisbeitrag des Händlers bzw. den Angebotspreis für den Anlagenbetreiber zu identifizieren, wurden die entscheidenden Parameter in folgender Formel generalisiert.

Formel 3: Deckender Ergebnisbeitrag

$$\text{Ergebnisbeitrag} = \text{PH} + \text{PE} - \text{MW} + \text{PA I} + \text{PA II} + x - \text{VK}$$

PH.....	spez. langfristiger Absicherungserlös bzw. Profilhedging
PE.....	spez. kurzfristige Vermarktungs- und Profilerlös
PA I.....	spez. Ausgleichsenergieerlös I
PA II.....	spez. Ausgleichsenergieerlös II
MW	Marktwert
x.....	zusätzliche Vermarktungserlöse
VK.....	spezielle Vermarktungskosten

Wie bereits eingangs erwähnt, kann ein Vergleichswert mit dem Marktwert in Deutschland oder dem Marktpreis der OeMAG in Österreich geschaffen werden. Für die Vermarktung des in Österreich produzierten Stroms können Herkunftsnachweise ausgestellt, gehandelt und weiterverkauft werden und somit zusätzliche Erträge lukriert werden, welche in oben genannter Formel durch die Variable x ausgedrückt werden und mit 1 Euro/MWh angenommen werden.

Abgezogen von den Erlösen werden schlussendlich die Kosten für die Vermarktung (VK) durch den Händler. Für die administrativen Aufwendungen eines bereits aktiven Vermarkters kann nach Experteneinschätzung 1 Euro/MWh angesetzt werden (Baier, 2014). Auf weitere Kostenparameter für die Risikoübernahme wird trotz der praktischen Bedeutung nicht weiter eingegangen, da hierfür nicht genügend Daten für die Kostenschätzung des Vermarkters vorlagen.

Somit erfüllt die obige Formel auf Basis der historischen Daten den Zweck, dem Händler jenen Preis aufzuzeigen, bei dem ohne Risikoeinbindung Kostendeckung erzielt wird. Für den Anlagenbetreiber ist dieser Preis der höchste erzielbare Preis, da, wie bereits erwähnt, für das Risiko noch keine Abgeltung getroffen wurde.

Deshalb ist darauf hinzuweisen, dass der Vermarkter – abgesehen von der administrativen Gebühr – eine weitere Gebühr für die Übernahme des Risikos verlangen wird, also einen Abschlag auf den gebotenen Preis in Österreich. In Deutschland bietet der Profilvertrag die Verhandlungsbasis für die Aufteilung der Managementprämie. Konkurrenzangebote von anderen Vermarktern lagen für Vergleichszwecke nicht vor.

Tabelle 11: Deckender Ergebnisbeitrag Wasserkraft Österreich 2012

	Wasserkraft AT							
	PH	PE	MW	(Profilbewertung)	PA I	x	VK	Summe
Jahr 2012	56,05	-3,41	48,34	(4,30)	-0,37	1	-1	3,93

Als Benchmark für die Performance des österreichischen Wasserkraftspools dient der veröffentlichte Marktpreis der OeMAG. In Kapitel II.1.2 wurden die Quartalspreise der Abwicklungsstelle bereits angeführt, nun wird anstatt des Absicherungspreises und des Spotmarktpreises der Fixpreis pro Quartal der Isterzeugung gegenübergestellt, somit entspricht dies der Vergütung des Anlagenbetreibers durch die OeMAG und beläuft sich für das Jahr 2012 auf durchschnittlich 48,34 Euro/MWh. Aus dem Jahr 2012 sind keine Daten zur Ausgleichsenergieverrechnung der OeMAG verfügbar, aus diesem Grund werden für die AE-Aufwendungen die veröffentlichten Werte aus 2013 herangezogen. Für Wasserkraft und andere Ökostromanlagen (ausgenommen Windkraft) werden 1,25 Euro/MWh (OeMAG, 2014) von der E-Control veranschlagt, unser Pool hat vergleichsweise nur 0,26 Euro/MWh an Ausgleichsenergiekosten verursacht.

Zusammenfassend lässt sich erlösseitig für die Wasserkraft in Österreich folgendes Bild zusammenfassen. Der Pool kann aufgrund der Absicherungs- und des Spoterlöses im Jahr 2012 höhere Erlöse erwirtschaften als der von der OeMAG gebotene Marktpreis, und die Kosten für die Ausgleichsenergie liegen deutlich unter jenen der OeMAG. Vergleicht man PH und PE von 52,64 Euro/MWh mit den von der OeMAG erlösten 48,34 Euro/MWh, ist die Vermarktung über den Pool profitabler unter Mitbeziehung der Kosten der Ausgleichsenergie und Kosten für die Abwicklung und Verwaltung. Reduziert man die 48,34 Euro/MWh der OeMAG noch um die Kosten für Administration von einem Euro und für die Ausgleichsenergie von 1,25 Euro je MWh, beläuft sich der Vergleichswert auf 46,09 Euro/MWh und ergibt einen Profilwert von 4,30 Euro/MWh.

Auf Basis dieses errechneten Preisvorschlags in Österreich, kann ein Anlagenbetreiber des Szenarios 2 bzw. 3 entscheiden, ob er sich für den von der OeMAG gebotenen Marktpreis oder den Modelltarif entscheidet.

Nach Ablauf der Förderdauer, wie in Kapitel II.1.3 unter dem 3. Szenario angeführt, würde sich der Anlagenbetreiber nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten dem Händler und seinem Kraftwerkspool anschließen. Laut dem 2. Szenario würde ein Anlagenbetreiber bei einem solchen Fixpreis aus dem Förderregime aussteigen, wenn dieser den Schwellenwert des Einspeisetarifs übersteigt.

Dies trifft laut ÖSG 2012 auf revitalisierte Anlagen mit einer Leistungssteigerung von 15 % ab einer Produktion von 2.500.000 kWh zu (Bundesgesetzblatt Österreich, 2012, S. 5).

Tabelle 12: Deckender Ergebnisbeitrag Windkraft Österreich 2012

	Windkraft AT							
	PH	PE	MW	(Profilbewertung)	PA I	x	VK	Summe
Jahr 2012	0	43,42	49,35	(-5,93)	-7,21	1	-1	-13,14

Stellt man das Ergebnis der Windkraft der Erzeugung gegenüber, schneidet die Windkraft mit einem Wert von 36,21 Euro/MWh vor allem aufgrund der höheren Ausgleichsenergiekosten wesentlich schlechter ab. Aus dem Jahr 2012 sind für die Windenergie keine Daten zur Ausgleichsenergieverrechnung der OeMAG verfügbar, aus diesem Grund werden wiederum die veröffentlichten Zahlen aus 2013 herangezogen. Für Windkraft werden 11,39 Euro/MWh (OeMAG, 2014) von der OeMAG an den Anlagenbetreiber weiterverrechnet, unser Windpark hat vergleichsweise 7,89 Euro/MWh an Ausgleichsenergiekosten verursacht. Auch unter Außerachtlassung der Ausgleichsenergiekomponente ist der reine Marktpreis über den Kraftwerkspool Windkraft weniger ertragreich als der Fixpreis der OeMAG. Der Anlagenbetreiber würde sich nach Ablauf des Fördertarifs laut Szenario 3 aus wirtschaftlicher Sicht für den Marktpreis entscheiden. Da in der Windkraft keine Blocktarifgestaltung der Einspeisetarife getroffen wurde, ist die Betrachtung des Szenarios 2 nicht von Bedeutung.

Wie bereits in Kapitel II.1.2 zu den Fördermodellen und in Kapitel II.2.3 zu den Vermarktern von Grüneenergie ausgeführt wurde, sind sowohl die gleitenden Marktpremie als auch die Managementprämie gesetzlich fixiert. Es ist vorrangig darauf zu achten, ob die unter Vertrag genommene Anlage über oder unter dem Marktwert der durchschnittlichen EEG-Vermarktungsanlage liegt. Hierfür wurden die von den ÜNB veröffentlichten Referenzwerte für den Kraftwerkspool herangezogen.

Zur Abdeckung der Kosten für die Abwicklung und des Risikos ist vom Gesetzgeber die Managementprämie angedacht worden. Obwohl der Anlagenbetreiber kein Risiko übernimmt, sondern gegenteilig dieses zur Gänze an den Vermarkter abwälzt, kommt es in der Praxis zu einer Teilung der Managementprämie zwischen Vermarkter und Betreiber. Je nach Performance der Anlage ändert sich die Verhandlungsbasis für die Aufteilung der Managementprämie (Baier, 2014).

In Deutschland ist außerhalb des EEG und der EEG-Direktvermarktung der Handel mit Herkunftsnachweisen möglich. Da das Szenario abseits der staatlichen Förderung nicht weiter betrachtet wird, werden in der deutschen Modellbetrachtung keine Herkunftsnachweise miteinbezogen.

Tabelle 13: Deckender Ergebnisbeitrag Wasserkraft Deutschland

	Wasserkraft DE			
	Profilwert (PE)	Marktwert (MW)	Profilbewertung	PA I
Jänner	39,32	39,90	-0,58	-
Februar	53,05	54,92	-1,87	-
März	40,46	41,15	-0,69	-
April	43,44	43,56	-0,12	-
Mai	38,84	38,85	-0,01	-
Juni	38,80	38,81	-0,01	-
Juli	41,10	41,02	0,08	-
August	44,10	44,90	-0,80	-
September	44,42	44,67	-0,25	-
Oktober	43,77	43,92	-0,15	-
November	44,52	44,79	-0,27	-
Dezember	32,29	35,50	-3,21	-
Summe	42,01	42,67	- 0,66	- 0,16

Der deckende Ergebnisbeitrag des Wasserkraftwerkspools liegt bei monatlicher Betrachtung für das Gesamtjahr 2012 im negativen Bereich. Unter der Annahme, dass der Pool eine Einzelanlage ist, betreibt der Kraftwerksbetreiber eine Anlage, die durchschnittlich schlechter performt als die Durchschnittsanlage in Deutschland.

Der deckende Ergebnisbeitrag setzt sich für 2012 pro erzeugter Megawattstunde aus PE abzüglich MW von -0,66 Euro zusammen, davon ist noch PA I von 0,16 Euro/MWh zu reduzieren.

Der Vermarkter müsste von der Managementprämie mindestens 0,82 Euro/MWh plus 1 Euro/MWh für die Administration erhalten, um Kostendeckung zu finden. Der Abschlag für die Risikoübernahme kommt noch hinzu und muss bei jeder Anlagen neu evaluiert werden.

Tabelle 14: Deckender Ergebnisbeitrag Windkraft Deutschland

	Windkraft DE			
	Profilwert (PE)	Marktwert (MW)	Profilbewertung	PA I
Jänner	39,338	35,19	4,148	-
Februar	54,628	46,65	7,978	-
März	38,001	37,77	0,231	-
April	41,831	39,15	2,681	-
Mai	38,787	38,86	-0,073	-
Juni	40,944	34,43	6,514	-
Juli	39,680	39,72	-0,040	-
August	43,399	41,62	1,779	-
September	45,716	42,33	3,386	-
Oktober	41,415	41,69	-0,275	-
November	44,696	38,84	5,856	-
Dezember	40,119	21,98	18,139	-
Summe	42,38	38,19	4,19	- 0,53

Der Windpark unter der deutschen Betrachtung erreicht ein vergleichsweise gutes Ergebnis. Die Profilbewertung mit 4,19 Euro/MWh liegt deutlich über der deutschen Referenzanlage für 2012. Der spezifische Ausgleichsenergieerlös PA I beträgt hierbei -0,53 Euro/MWh. Der Windpool performt demzufolge weit besser und außerhalb des Profils, zurückzuführen lässt sich das auf den Umstand, dass es sich um einen

österreichischen Standort handelt. Dieser Umstand wird, wie bereits eingangs erwähnt, vernachlässigt. Die Betrachtung der historischen Daten würde eine Anlage dieses Profils sehr attraktiv für die Vermarktung machen, da zusätzliche Erlöse am Spotmarkt lukriert werden können. Ohne Berücksichtigung der Managementprämie, jedoch unter Berücksichtigung der administrativen Aufwendungen von einem Euro/MWh, kommt es zu einer Überdeckung von 2,66 Euro/MWh. Sowohl der Aufteilungsschlüssel der Überdeckung als auch die Managementprämie sind Verhandlungssache zwischen dem Vermarkter und dem Anlagenbetreiber.

LIMITATIONEN

Da der obigen Modellformulierung Grenzen gesetzt sind, sei es durch die Datenverfügbarkeit oder eine nachträgliche Unmöglichkeit der Evaluierung bestimmter Szenarien, sollen abschließend Instrumente zur Minimierung oder Streuung des Risikos aufgezeigt werden. Einerseits handelt es sich dabei um den Einsatz von Intraday-Trading, welches einen untertägigen Ausgleich von Prognosefehlern und Kraftwerkseinsatzänderungen zulässt. Andererseits gibt es die Möglichkeit der Nutzung des Day-after-Markts, welcher einen nachträglichen Handel von Strommengen mit einem Fixpreis zulässt. Abschließend wird noch die Zusammenfassung diverser Kraftwerke in einem sogenannten virtuellen Kraftwerk diskutiert.

INTRADAY-HANDEL

Intraday-Handel ist eine Erweiterung des Stromhandels, welche dem Ziel dient, eine möglichst zu Strombezug bzw. Stromlieferung zeitnahe Vermarktung mit strukturierten Produkten zu gewährleisten. Der österreichische und deutsche Intraday-Handel ist in die Strombörse EPEX Spot SE als eigenständiger Markt integriert und erfolgt über kontinuierlichen Fließhandel, im Rahmen dessen Stundenkontrakte mit Lieferort Deutschland und Österreich gehandelt werden können. In Deutschland besteht zusätzlich die Möglichkeit Viertelstundenkontrakte zu kaufen bzw. verkaufen. Der jewei-

lige Kontrakt ist in Deutschland bis 45 Minuten bzw. in Österreich 75 Minuten vor Lieferbeginn handelbar.

Seit der Einführung des Intraday-Marktes in Deutschland und Frankreich im Dezember 2011 und der Erweiterung auf Österreich (Oktober 2012) und Schweiz (Juni 2013) wird im Rahmen der Zielsetzung der Richtlinie „Capacity Allocation and Congestion Management Framework Guideline“ von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) die Implementierung eines grenzüberschreitenden Intraday-Marktes umgesetzt um eine weitere Verbesserung der paneuropäischen Netzsicherheit sicherzustellen (ACER, 2011, S. 11 ff.).

Verglichen mit dem Spotmarkt ist am Intraday-Markt die Anzahl der Teilnehmer wesentlich geringer und der Markt weniger liquide. Das gehandelte Volumen des untertägigen Handels im Jahr 2010 entsprach etwa 5 % des Spotmarktes (Graeber, 2014, S. 42 ff.).

Da insbesondere bei der Stromproduktion aus Windkraft eine hohe Abweichung zwischen Prognose und tatsächlicher Produktion bestehen kann, welche nach dem Schließen des Day-ahead-Marktes noch von unvorhersehbaren Entwicklungen stark beeinflusst werden kann, ist der Intraday-Markt eine wichtige Vermarktungsmöglichkeit, um das jeweilige Portfolio zeitnah auszugleichen und Ausgleichsenergie zu vermeiden. Insbesondere ist ein zeitnaher Ausgleich der Fahrpläne notwendig bei Kraftwerksausfällen, Fehlern in der Prognose der Nachfrage und in der Prognose der Produktion (Vassilopoulos, 2013).

Eine nachträgliche Betrachtung der Intraday-Geschäfte ist nur mit einem durchschnittlichen Intradaypreis möglich, da der Händler individuell entscheidet, zu welcher Stunde und demnach auch zu welchem Preis er kauft bzw. verkauft und wäre demnach für eine Bewertung zu vage.

DAY-AFTER-TRADING

Um das Ausgleichsenergieisiko zu senken oder gänzlich zu egalisieren, besteht die Möglichkeit des Day-after-Tradings. Rechtlich basiert diese Möglichkeit des nachträglichen Handels in der Stromnetzzugangsverordnung. Der Day-after-Handel bietet

die Möglichkeit eines rückwirkenden regelzoneninternen Bilanzausgleich bis 16 Uhr des dem Erfüllungstag folgenden Werktags. Falls zwei oder mehrere Bilanzkreise physisch in die gegengesetzte Richtung, Überlieferung versus Unterlieferung, unausgeglichen sind, ist es möglich, die unsichere Zukunftsposition des Ausgleichsenergiepreises gegen eine sichere Zahlung zum Spotpreis auszutauschen. Der Day-after-Markt verzichtet auf eine freie Preisbildung, er orientiert sich an den am Vortag ermittelten Day-ahead-Preisen an der European Energy Exchange. Der Handel wird vor allem über die Internetplattform IntradayS abgewickelt, die Zuteilung der gewünschten Mengen orientiert sich am First-come-first-served-Prinzip zum fixierten Preis (Andor, Flinkerbusch, Janssen, & Liebau, 2010, S. 2 ff.).

Um festzustellen, ob ein Day-after-Trade vorteilhaft für die Bilanzgruppe ist, benötigt man eine Analyse, wie sich der erwartete Ausgleichsenergiepreis entwickelt. Es zeigte sich, dass im Falle einer unterdeckten Regelzone der Ausgleichsenergiepreis den EEX-Preis übersteigt und vice versa. Mit der derzeitigen Veröffentlichungspflicht der Regelzonen wird täglich eine Datenbasis zur Verfügung gestellt, um den erwarteten Ausgleichsenergiepreis zu errechnen. Dies ermöglicht es, vor Beginn des Day-after-Markets zu errechnen, ob es sich um eine über- oder unterdeckte Regelzone handelt und ob ein solches Handelsgeschäft vorteilig ist. Auf der Grundlage empirischerer Wahrscheinlichkeitsverteilungen kann ein Bilanzgruppenverantwortlicher die Zahlungsströme für die Abweichungen ermitteln. Dies benötigt eine tägliche Neuevaluierung der Vortagesdaten. Entweder er entscheidet sich für die sichere Zahlung des Spotmarktpreises oder für den erwarteten Ausgleichsenergiepreis (Andor, Flinkerbusch, Janssen, & Liebau, 2010, S. 9 ff.).

VIRTUELLES KRAFTWERK

Ein virtuelles Kraftwerk definiert sich durch die Vernetzung, Aggregation sowie eine zentrale Steuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Zu diesen Anlagen zählt jede Art von erneuerbaren Energieanlagen. Durch die gemeinsame Steuerung wer-

den diese Kleinanlagen zu einem Kraftwerksblock zusammengeführt und agieren aufgrund der dann erreichten Größe und Verfügbarkeit wie Großkraftwerke. Darüber hinaus können die angeschlossenen Verbraucher ökonomisch sinnvoll eingebunden werden, und das virtuelle Kraftwerk kann so gesteuert werden, dass die Nachfrage abgedeckt werden kann. (Picot & Neumann, 2009, S. 182).

Um ein solches Kraftwerk zu betreiben, erfordert die zentrale Steuerung vor allem eine kostengünstige, sichere und genaue Kommunikation mit den Einzelanlagen. Eine Vielzahl an Anbietern bietet Softwarelösungen für eine smarte Steuerung und Datenverfügbarkeit der dezentralen Anlagen. Besonders der Mix aus verschiedenen Kleinkraftwerken diverser erneuerbarer Energieträger hat das Potential, konventionelle Kraftwerke und deren Flexibilität zu übertreffen. Besonders Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen können die Leistung kurzfristig erhöhen und Ausfälle anderer Anlagen egalisieren (Teichmann & Steinert, 2002, S. 37).

Ein virtuelles Kraftwerk ist in einem Bilanzkreis zusammengefasst, über den auch die Stromhandelsgeschäfte abgewickelt werden. Die verschiedenen Produzenten sind Mitglieder im Bilanzkreis und die erwartete Erzeugung wird an den Netzbetreiber gemeldet (Teichmann & Steinert, 2002, S. 40).

Angewendet auf den untersuchten Kraftwerkspool ist anzumerken, dass die technische Implementierung anfänglich Kosten verursacht. Durch die Echtzeitdatenübertragung der Kraftwerksleistung können die Erzeugungsanlagen besser gesteuert werden und bei Abweichung am Intraday-Markt Differenzmengen gehandelt werden oder durch andere Kraftwerke ausgeglichen werden. Die Diversifizierung des Kraftwerksportfolios und hierfür die Aufnahme anderer Energieträger, wie etwa solarer Strahlungsenergie, benötigt eine umfangreichere Evaluierung des Potentials der Poolerweiterung.

4. CONCLUSIO

Der rechtliche Rahmen der durch die Europäische Union geschaffen wurde, bildete für deren Mitglieder, so auch für Österreich und Deutschland, die Basis für den Wandel der Energiewirtschaft. Einerseits trugen die Liberalisierungsbestrebungen, andererseits die Klimaschutzziele dazu bei, dass die Mitgliedsstaaten ihre Systeme reformierten. Besonders die erste Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92 EG stärkte den gemeinsamen Energiebinnenmarkt und schrieb erstmals Quoten für erneuerbare Energien an der Stromerzeugung vor. Die Umsetzung der Richtlinien blieb den Staaten überlassen, und sowohl Österreich als auch Deutschland haben diese Richtlinien in diversen Gesetzen umgesetzt.

Der gesetzliche Rahmen, der in Österreich für Grünenergie geschaffen wurde, reicht vom anfänglichen Elektrizitätswirtschafts und –organisationsgesetz bis hin zum letztgültigen Ökostromgesetz aus dem Jahr 2012. Der deutsche Gesetzeskontext wurde auszugsweise vom StromEG bis hin zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz aus dem Jahr 2012 dargelegt.

Adaptierungen der Gesetzeslage zeigen die ambitionierten Bestrebungen beider Länder, die Förderung, aber auch den Handel von Grünstrom an die Veränderungen der Marktgegebenheiten anzupassen. Das Verständnis für die rechtlichen Rahmenbedingungen auf europäischer, österreichischer und deutscher Ebene sind essentiell, um die Handlungsmöglichkeiten der Marktakteure im Grünstrombereich zu bestimmen.

Abgeleitet aus den gesetzlichen Bestimmungen wurden die Fördermodelle beider Länder eingehend diskutiert. In beiden Fällen wählte der Gesetzgeber das Modell der Einspeisetarife, welche durch einen staatlich subventionierten Mindestpreis, der für jede eingespeiste Kilowattstunde einer anerkannten Ökostromanlage abgegolten wird, charakterisiert ist. In Österreich kam es in den vergangenen Jahren zu einer oftmaligen Anpassung der Förderhöhe und Dauer. In der letztgültigen Fassung des ÖSG wurde vor allem auf revitalisierte Kleinwasserkraftanlagen Bedacht genommen, und die Bedingungen für die Windkraft wurden verbessert, um die Ausbauleistungen

weiter zu steigern. In Deutschland wurde durch die Bestrebungen der letzten Jahre versucht, das Fördersystem mit Hilfe der Direktvermarktung näher an den freien Markt zu bringen. Diese Art der Vermarktung besteht zum einen aus dem Handel der Grünstrommengen durch einen Händler, zum anderen kommt es zu einer Aufzählung von Subventionen auf Basis von Referenzanlagen und einer Prämie durch den Staat.

Auf Basis der Fördertarife konnten drei Szenarien für den Anlagenbetreiber aufgezeigt werden. Das erste Szenario setzt den freiwilligen Ausstieg aus dem subventionierten System vor Ablauf der Förderdauer voraus. Aus ökonomischer Sicht wird dieses Szenario nur bei sehr hohen Marktpreisen eintreten. Im zweiten Szenario hat der Anlagenbetreiber zu entscheiden, während der Förderdauer zwischen dem Förderregime und dem freien Markt zu wechseln. Ein österreichischer Kleinwasserkraftwerksbetreiber sollte aufgrund der Ausgestaltung der Einspeisetarife als Blocktarif den Wechsel ab einem bestimmten Schwellenwert und der vorherrschende Marktpreislage in Betracht ziehen. Ein deutscher Anlagenbetreiber kann aufgrund der gewährten Managementprämie über das Direktvermarktungssystem höhere Erträge erzielen als im EEG-Regime. Das dritte Szenario handelt den Ablauf der Förderdauer und den Einstieg in den Markt ab. Dieses Szenario ist für österreichische Anlagenbetreiber relevanter, da die Förderdauer in Österreich kürzer ist und bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt Relevanz aufweist.

Der wichtigste Marktplatz für Strom aus erneuerbaren Energien ist sowohl im geförderten, als auch am freien Markt die Strombörse. Die dort angebotenen lang- und kurzfristigen Handelsprodukte sind essentiell für die Agenden eines Grünstromvermarkters. Vor allem in den letzten Jahren hat die vorrangige Einspeisung von EE Einfluss auf die Preisbildung am Strommarkt genommen und wird durch den Merit—Order-Effekt erklärt.

Im empirischen Teil konnte mit Hilfe von historischen Kraftwerksdaten und Preisdaten ein Kraftwerkspool für Kleinwasserkraft und Windenergie modelliert werden und – je nach Szenario – für den Betreiber bzw. für den Vermarkter Aufschluss über die Performance der Anlagen gegeben. Die erzielbaren Erlöse für den Händler konnten mit Hilfe einer Erlösformel verallgemeinert werden. Diese Verallgemeinerung ermög-

licht dem Händler eine Vergleichbarkeit zu vorhandenen Branchenbenchmarks herzustellen und die wesentlichen Parameter der Vermarktung zu vereinen. Der Anlagenbetreiber erhält dadurch einen Einblick in das Zustandekommen der Bepreisung von Grünstrom und einen durch seine Risikoeinstellung favorisierten Fixpreis.

Durch die langfristige Absicherung konnten bei der österreichischen Wasserkraft höhere Erlöse erzielt werden als in Deutschland. Durch die niedrigeren Ausgleichsenergiekosten für Windkraft in Deutschland konnten in der gewählten Betrachtung höhere Erlöse erzielt werden.

Mit Hilfe der Verallgemeinerung des speziellen Vermarktungserlöses wurden die Erlöse in Relation zu den tatsächlich erzeugten Megawattstunden gebracht. Dies bot die Grundlage für den deckenden Ergebnisbetrag. Hierbei wurden in Österreich die veröffentlichten Marktpreise der OeMAG und in Deutschland die Profilwerte der ÜNB als Benchmark herangezogen.

Abschließend ist festzustellen, dass – rückblickend betrachtet – nicht immer der subventionierte Einspeisetarif die wirtschaftlich ertragreichste Strategie ist. Die Flexibilität des Rechtsrahmens bietet eine Annäherung zum Markt und die Möglichkeit, in Szenario 2 und 3 höhere Erträge zu erzielen. Die Beobachtung der Marktbewegungen ist für Händler und Betreiber in dem sich stark wandelnden Umfeld unerlässlich.

IV. QUELLENVERZEICHNIS

Literatur:

Bardt, H., Niehues, J., & Techert, H. (2012): Die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland. Positionen Nr. 56 - Beiträge zur Ordnungspolitik aus dem Institut der deutschen Wirtschaft Köln.

Borrmann, J., & Finsinger, J. (1999): Markt und Regulierung. München: Vahlen.

Frenzel, S. (2005): Stromhandel und staatliche Ordnungspolitik (Bd. 186). (S. d. Speyer, Hrsg.) Berlin: Duncker & Humblot GmbH.

Graeber, D. (2013): Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Stuttgart: Springer Verlag.

Hager, R. K. (2001): Blick hinter die Kulissen der Ausgleichsenergie - technisch betrachtet. (e. E. Informationssicherheit, Hrsg.) S. 408-415.

Hirschl, B. (2008): Erneuerbare Energie-Politik (1. Ausg.). (P. D. Mez, Hrsg.) Freie Universität Berlin.

Holoubek, M. P. (2007): Handbuch des öffentlichen Wirtschaftsrechts (2. Auflage Ausg.). Wien, New York: Springer.

Innovation Congress GmbH. (2012): Direktvermarktung von EEG-Strom. Berlin.

Panos, K. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Burgstetten: Springer-Verlag.

Picot, A., & Neumann, K. (Hrsg.). (2009): E-Energy - Wandel und Chance durch das Internet der Energie. München: Springer Verlag

Rabl, T. H. (2009): Ökostromrecht. Graz: NWV Neuer Wissenschaftlicher Verlag.

Raschauer, B. (2011): Energierecht (6. Auflage Ausg.). Wien.

Regner, P. (2010): Biomasse als grundlastfähige erneuerbare Energie. Hamburg: Diplomatica Verlag GmbH.

Ströbele, W., Pfaffenberger, W., & Heuterkes, M. (2012): Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik (3. Auflage Ausg.). München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.

Suck, A. (2008): Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Teichmann, K., & Steinert, W. (2002): Grundlagen und Konzepte eines Virtual-Powerplant in Deutschland. DEWI Magazin, S. 37-42.

Volkart, R. (2008): Corporate Finance. Zürich: Versus Verlag AG

Elektronische Quellen:

ACER (2011): Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity, bezogen unter: 08. 12 2013 von http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Framework%20Guidelines/Framework%20Guidelines%20on%20CACM%20for%20Electricity.pdf [Zugriff am 08.12.2013].

Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., & Liebau, B. (2010): Handeln am Day-After Strommarkt, bezogen unter: http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/organisation/veroeffentlichungen/ET_DA_22.02.2010.pdf [Zugriff am 12.11.2013].

APCS (2012): Preise für Ausgleichsenergie, bezogen unter: <http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken/2012> [Zugriff am 26.10.2014].

APCS (2013): Ausgleichsenergiemarkt, bezogen unter: <http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt> [Zugriff am 01.12.2013].

BDEW (2013): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, bezogen unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/F](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/F)

oliensatz_Energie-Info-EE-und-das-EEG2013_31.01.2013.pdf [Zugriff am 01.12.2013].

Bundesgesetzblatt (1990): Stromeinspeisungsgesetz, bezogen unter: <http://archiv.jura.uni-saarland.de/BGBI/TEIL1/1990/19902634.1.HTML#GL4> [Zugriff am 26.10.2014].

Bundesgesetzblatt (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, bezogen unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf> [Zugriff am 01.11.2013].

Bundesgesetzblatt (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, bezogen unter: <http://anschober.at/files/repository/Deutsches%20EEG.pdf> [Zugriff am 08.11.2013].

Bundesgesetzblatt (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, bezogen unter: http://www.buzer.de/s1.htm?g=eeg_2009&a=3 [Zugriff am 09.11.2013].

Bundesgesetzblatt (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, bezogen unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG2012_juris_120817.pdf [Zugriff am 10.11.2013].

Bundesgesetzblatt Österreich (2002): 149. Bundesgesetz: Ökostromgesetz, bezogen unter: http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/2002_149_1/2002_149_1.pdf [Zugriff am 19.11.2013].

Bundesgesetzblatt Österreich (2011): 75. Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, bezogen unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/%C3%96SG%202012_Kundmachung_BGBLA_2011_I_75_29.07.2011.pdf [Zugriff am 05.01.2014].

Bundesgesetzblatt Österreich (2012): Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012, bezogen unter: http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/oekostrom-einspeisetarifverordnung-2012.pdf [Zugriff am 07.12.2012].

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). (B. J. 58, Hrsg.) Bonn.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Novellierung des EEG 2012 durch die PV-Novelle, bezogen unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/novellierung-des-ee-2012-durch-die-pv-novelle/> [Zugriff am 10.11.2013].

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen, bezogen unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf [Zugriff am 03.12.2013].

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013): Kurzinfo Windenergie. bezogen unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/windenergie/kurzinfo/> [Zugriff am 01.12.2013].

Bundesregierung Deutschland. (2014): FAQ, bezogen unter: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/FAQ/faq-energie.html> [Zugriff am 26.10.2014].

Bundesverband WindEnergie (2014): Repowering, bezogen unter: <http://www.wind-energie.de/themen/repowering> [Zugriff am 25.10.2014].

Die Presse (2013): Mängel bei Ökostrom: EU-Kommission klagt Österreich, bezogen unter: http://diepresse.com/home/wirtschaft/international/1482137/Maengel-bei-Okostrom_EUKommission-klagt-Osterreich?from=suche.intern.portal [Zugriff am 15.06.2012].

Die Presse (2014): Klimapolitik. Ende der Energiewende, bezogen unter: http://diepresse.com/home/politik/eu/1552359/Klimapolitik_Ende-der-Energiewende?from=suche.intern.portal [Zugriff am 22.03.2014].

Dow Jones Energy Weekly (2006): Bundesministerien streiten um "kleine EEG-Novelle", bezogen unter: <http://www.ensys.de/presse/pressearchiv/informationen-fuer-die-presse/informationen-fuer-die-presse/article/dow-jones-energy-weekly.html> [Zugriff am 08.11.2013].

E-Control (2002). Strommarktiliberalisierung in Österreich, bezogen unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP1-Workingpaper.pdf> [Zugriff am 12.12.2013].

E-Control (2010): Ökostrombericht 2010, bezogen unter: <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/ecg-oekostrombericht-%202010.pdf> [Zugriff am 27.10.2013].

E-Control (2012). APG als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber zertifiziert. bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/news/themenarchiv/sonstige-news/apg-zertifiziert> [Zugriff am 25.10.2014].

E-Control (2012): Das Ökostromgesetz 2012 und seine Auswirkungen, bezogen unter: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P_4_Sorger_Michael_30-Jan-2013_16:31.pdf [Zugriff am 07.12.2013].

E-Control (2013): Ausgleichsenergie, bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strommarkt/ausgleichsenergie> [Zugriff am 01.12.2013].

E-Control (2013): Ökostrombericht 2013, bezogen unter: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/EC_Oekobericht_final.pdf [Zugriff am 09.11.2013].

E-Control (2014): Aktuelle Marktpreise, bezogen unter: www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis [Zugriff am 25.10.2014].

E-Control (2014): Gutachten laut Ökostromgesetz 2012. Abgerufen am 30. 03 2014

E-Control (2014): Wasserkraft, bezogen unter: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/basiswissen/oekostrom-arten/wasserkraft> [Zugriff am 20.10.2014].

EEG (2013): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, bezogen unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm> [Zugriff am 01.12.2013].

Einspeisetarif-Verordnung (2002): 508. Verordnung: Bundesgesetzblatt Österreich, bezogen unter: http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/einspeisetarifvo_2002.pdf [Zugriff am 29.11.2013].

Einspeisetarif-Verordnung Änderung (2005): 254. Verordnung: Bundesgesetzblatt Österreich, Änderung der Verordnung, bezogen unter: <http://www.oem->

ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/bgbla_2005_ii_254.pdf [Zugriff am 29.11.2013].

EPEXSPOT (2012): Auktionsdaten 1/4-Stunden Auktionen bezogen unter: <http://www.epexspot.com/de/marktdaten/auktionshandel/auction-table> [Zugriff am 26.10.2014].

Europäische Union (2009): EG-Vertrag Artikel 130 r EGV, bezogen unter: <http://dejure.org/gesetze/EG/174.html> [Zugriff am 02.11.2013].

Europäische Union (2011): Zusammenfassungen der Gesetzgebung - Erneuerbare Energien, bezogen unter: http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27035_de.htm [Zugriff am 15.10.2013].

Europäisches Parlament und der Rat (1996): Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, bezogen unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:DE:PDF> [Zugriff am 15.10.2013].

Europäisches Parlament und der Rat (2001): Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, bezogen unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2001L0077:20100401:DE:PDF> [Zugriff am 15.10.2013].

Europäisches Parlament und der Rat (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, bezogen unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:de:PDF> [Zugriff am 27.10.2013].

European Energy Exchange AG (2013): Energiepolitische Eckpunkte, bezogen unter: <http://www.eex.com/blob/69018/e52c8ea593ade3b173c7ee66cc31eedb/20130618-eex-energiepolitische-eckpunkte-de-pdf-data.pdf> [Zugriff am 25.10.2014].

Fraunhofer ISI. (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie. Working Paper Sustainability and Innovation Nr. 1/2013., bezogen unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf [Zugriff am 01.12.2013].

Hölzl, K. (2009): Wasserkraft im EEG, bezogen unter: http://www.ihs.uni-stuttgart.de/fileadmin/IHS-Startseite/Institut/Veranstaltungen/7._Seminar_KWK/Beitraege/04_Hoelzl_Wasserkraft_im_EEG_2009.pdf [Zugriff am 09.11.2013].

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014). Netztransparenz, bezogen unter: <http://www.netztransparenz.de/de/index.htm> abgerufen [Zugriff am 15.03.2014].

Kleinwasserkraft Österreich (2013): Beratung für Kleinwasserkraftwerke, bezogen unter: http://www.kleinwasserkraft.at/sites/default/files/ooe_broschuere_fm_oeh.pdf [Zugriff am 02.12.2013].

Kleinwasserkraft Österreich (2014): Revitalisierung Kleinwasserkraft, bezogen unter: http://www.kleinwasserkraft.at/sites/default/files/revitalisierung_in_der_praxis.pdf [Zugriff am 26.10.2014].

Lex and Tax (2002): Was bringt das neue Ökostromgesetz?, bezogen unter: http://www.lexandtax.at/index.php?option=com_content&view=article&id=12878:3499&catid=72:96,64&Itemid=64 [Zugriff am 26.10.2014].

Netztransparenz (2014): Deutsches Übertragungsnetz, bezogen unter: http://www.netztransparenz.de/de/deutsches_uebertragungsnetz.htm [Zugriff am 25.10.2014].

NEXT Kraftwerke (2013): Ausgleichsenergie, bezogen unter: <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie/ausgleichsenergie> [Zugriff am 03.12.2013].

OeMAG (2014): Gesetze und Regelwerk, bezogen unter: <http://www.oem-ag.at/de/gesetze-regelwerk/> [Zugriff am 26.10.2014].

Ökostromgesetz (2002): 149. Bundesgesetz: Bundesgesetzblatt Österreich, bezogen unter: http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/2002_149_1/2002_149_1.pdf [Zugriff am 19.11.2013].

Ökostromgesetz (2009): 104. Verordnung: Bundesgesetzblatt Österreich, Änderung der Verordnung, bezogen unter: http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/oekostromnovelle_2009.pdf [Zugriff am 29.11.2013].

Ökostromverordnung (2006): 401. Verordnung: Bundesgesetzblatt Österreich, Änderung der Verordnung, bezogen unter: http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/oekostromverordnung_2006.pdf [Zugriff am 29.11.2013].

Reeg, M. (2014): Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien, bezogen unter: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/14.03.DLR-Strommarktdesign/14.03_DLR_Diskussionspapier_Ganzheitliches_Strommarktdesign.pdf [Zugriff am 25.10.2014].

TenneT TSO GmbH (2014): Bilanzkreise, bezogen unter: <http://www.tennet.eu/de/kunden/bilanzkreise.html> [Zugriff am 26.10.2014].

TenneT TSO GmbH (2014): Übertragungsnetzbetreiber, bezogen unter: <http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/strom/uebertragungsnetzbetreiber.html> [Zugriff am 26.10.2014].

Vassilopoulos, P. (2013): The Intraday paradigm: An agile market to remunerate flexibility and integrate intermittency, bezogen unter: <http://www.ihs.com/products/cera/energy-report.aspx?id=1065981390> [Zugriff am 08.12.2013].

Westfälische Wilhelms-Universität Münster (2008): Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland. (M. J. Heuterkes, Hrsg.) bezogen unter: http://www.wiwi.uni-muenster.de/cawm/forschen/Download/Diskussionsbeitrag_nr29.pdf [Zugriff am 15.10.2013].

Wirtschaft im Wandel (2005): Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes – ein Erfolgsmodell?, bezogen unter: <http://www.iwh-halle.de/d/publik/wiwa/12-05-5.pdf> [Zugriff am 01.12.2012].

Wissen, R., & Nicolossi, M. (2007): Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien, bezogen unter: <http://www.econstor.eu/bitstream/10419/26743/1/549837280.PDF> [Zugriff am 17.03.2013].

Geschäftsberichte

Verbund AG. (2011). Geschäftsbericht. Wien.

Interview

Baier, G. (05. 03 2014). (C. Putz, Interviewer)

V. ANHANG

Interview

Dr. Georg Baier, Verbund Trading AG

Interviewer (CP): Carina Putz

Interviewee (GB): Dr. Georg Baier

Am Hof 6a, 1010 Wien 5.3.2014

CP: Wie unterscheidet sich die Bemessung der Risikobepreisung für Wasserkraft und Windkraft? Welche Parameter haben den größten Einfluss?

GB: Vom Risiko her sehen wir sowohl das Ausgleichsenergieisiko als auch das Profilrisiko. Gilt für beide. Die Wasserkraft hat in der Regel eine Lauferzeugung und deshalb eine starke Bandcharakteristik (Anm.: Baseload-Profil) und wird auch über die Marktprämienmodelle als Band behandelt, es sollte also nicht viel Risiko drinnen sein. Die Ausgleichsenergie, das sehen wir jetzt, dass die Wasserkraft, Schwankungen bzw. Prognoseunsicherheiten der Wasserkraft kaum Ausgleichsenergie beeinflussend ist, sondern dass – rein erratisch – im Unterschied zur Windkraft das Ausgleichsenergieisiko gering ist. Beim Wind sehen wir eigentlich, er hat, da ist die Range, gibt es spezifische Standorte die generell ein besseres oder schlechteres Profil haben als der Referenzwindpark – und wie kann man das ermitteln. Das ist eine Frage, die wir vor allem so nicht kennen.

CP: Das ist vor allem jetzt Deutschland-spezifisch.

GB: Ja, das ist Deutschland-spezifisch, weil in Österreich ist die Frage nicht relevant, da es das Profilrisiko in diesem Sinne nicht gibt. Wir haben natürlich in Österreich das Problem, da wir im Gegensatz zu Deutschland keine Absicherung gibt, da alles über den Spotmarkt läuft, gibt es in Österreich... der Referenzwert der OeMAG... die Möglichkeit einer Absicherung, und das hängt natürlich ab, welches Produkt hängt dahinter... bei der Windkraft. Also Profilrisiko ist das eine, einen guten Standort zu haben, und das andere ist bei der AE, da sehen wir, dass diese AE-Preise mit der

Abweichung nicht so viel zu tun haben, aber.... Die große Prognoseunsicherheit, was die Windvermarktung teurer macht. In Österreich kommt hinzu, dass die Wind-erzeugung den AE-Preis treibt und damit eine 3-4-fache in Euro/MWh, man beim Wind also Risikoabschlag ansetzt. Was auch ein bisschen erklärt, warum die Oe-MAG hier deutlich höhere Abschläge hat.

CP: Der Anlagenbetreiber wälzt bei der Vermarktung das gesamte Prognoserisiko auf den Vermarkter ab, in Deutschland kommt noch das Profilrisiko hinzu, welcher Ansatz wird verwendet, um dieses zu bepreisen?

GB: Also, wenn ich jetzt eigentlich auf Grundlage von historischen Daten erkenne, dass das Profilrisiko, also systematisch schlechter ist als die Referenz, dann muss ich entsprechend darauf Rücksicht nehmen. Wie man das erkennt? Da ich in Wirklichkeit nur sehr wenig Datenzeitreihen zur Verfügung habe ist wieder eine andere Sache.

CP: Ohne historische Daten kann man eigentlich keine Tendenz abgeben...

GB: Die historischen Daten helfen einem sozusagen, eine Tendenz zu erkennen, ob sie dann wirklich die Wahrheit darstellen, das kann man nie sagen. Wenn, dann ganz eine andere Erzeugung. Nein.

CP: Welche Einzelkosten je kWh bzw. MWh berechnen Sie als Vermarkter für die Übernahme der Vermarktung in Österreich und Deutschland?

GB: Es geht um die Vertriebskosten, also den Aufwand, den wir haben, um das überhaupt zu machen. In die Kalkulationen geht letztendlich Personalaufwand und IT-Aufwand hinein. Das sind eigentlich die wesentlichen Dinge. Die zweite Geschichte ist natürlich, das ist mal ein Block. Und da geht man von einer Grenzkostenbetrachtung aus, was kann ich in die operative Pipeline, die ich schon habe, zusätzlich hineinbringen, weil EDV-Systeme stärker ausnutzbar sind und die Mitarbeiter noch Reserven haben – und Automatisierung natürlich.

Die zweite, was bei dem immer wieder eine Rolle spielt, ist das Kreditrisiko, welches man bei der Vermarktung übernimmt. Zugegebenermaßen bei der Vermarktung an Börsen relativ gering, da kriege ich das Geld am nächsten Tag. Es ist sicher schwieriger, wenn ich eine Vermarktung auf Forward-Preisniveau mit Forward-Kontrakten OTC-mäßig mache. Weil, wenn man Forward-Kontrakte hat und der Kunde nicht zahlt, ist das das eine, aber es kann sich natürlich auch eine Preisänderung, letztendlich wenn der Kunde ausfällt, auch für zukünftige Lieferungen negativ auswirken. Beispiel. Ich habe um 50 Euro verkauft und der Marktpreis ist auf 45 Euro gesunken, dann sagt er (Anm.: Counterparty), er kann es mir nicht mehr abnehmen um mehr als 5 Euro. Das ist etwas, und wenn man das jetzt in Euro/MWh oder kWh sieht, das sieht man auch bei den Gutachten. In Deutschland werden glaube ich, 3 Euro/MWh für Wasserkraft als Managementprämie ausgegeben und AE und Profilrisiko bei der Wasserkraft sind max. 0,5 (Anm.: Euro/MWh), dann würden hier bis zu 2,5 Euro/MWh als Kosten zugedacht sein. Der Markt ist natürlich viel härter, es geht teilweise schon unter einem Euro. Das heißt, wenn man langfristig Gewinne realisieren will, darf man nicht viel mehr als einen Euro an tatsächlichen Kosten haben. Die anderen sind dann die Risikofaktoren.

CP: Das wäre in diesem Fall für Windkraft und Wasserkraft...

GB: Die Kosten sind relativ gleich, man unterscheidet dann nur noch nach dem Risiko, die reine Abwicklung. Ich glaube nicht, dass eine Windprognose wesentlich teurer ist als eine Wasserprognose.

CP: Österreich und Deutschland sind gleich?

GB: Ja, da kann kein Unterschied sein. Ist natürlich auch die Frage, was kann ich outsourcen, da mit einem EVU-KV (Anm.: Kollektivvertrag der Elektrizitätsversorgungsunternehmen) bist du natürlich nicht so wettbewerbsfähig als mit anderen. Vor allem in der Abwicklung wenn man viele Zählpunkte (Anm.: von Anlagen) hat.

CP: Die Managementprämie im deutschen System der Direktvermarktung sinkt jedes Jahr. Konnte man in den letzten Jahren durch die gesammelten Erfahrungen im Bereich der Vermarktung die Kosten senken und trotz verminderter Prämie in diesem Bereich positiv bilanzieren (Skalenvorteile, Verbundvorteile)?

GB: Ich glaube, es gibt keine kaum eine Managementprämie, die nicht überbezahlt.

CP: Ist oder war.

GB: Ja! Das ist egal. Solange es eine Teilung der Managementprämie zwischen Produzenten und Vermarktern gibt, und das sehen wir am Markt, ist das ein deutlicher Hinweis, dass hier damit ein zusätzlicher Nutzen für den Produzenten da ist, der ja nie angedacht war. Weil der Produzent ja kein zusätzliches Risiko übernommen hat, solange ist der Preis eigentlich zu hoch.

CP: Aber das Anreizsystem ist ja eigentlich für den Produzenten, dass er in die Direktvermarktung wechselt, und wenn er nichts davon hat und nur so viel bekommt wie im EEG, besteht kein Anreiz.

GB: Naja, die Idee könnte sein, dass ich ihn flügge mache, das sich der Produzent eigentlich jetzt schon umschaute, wie er das macht, weil in Zukunft er es tun muss.

CP: Aber die Zukunft sind ja noch einige Jahre.

GB: Ob es wirklich gescheit war, diese Managementprämie zu großzügig auszustatten, ist wieder eine andere Frage. Bei Photovoltaik und Windkraft hat man sofort nach dem ersten Jahr angepasst (Anm.: Fördertarife DE), bei den steuerbaren wie Wasserkraft und Biomasse ist das es gleich geblieben. Dazu gibt es ein Gutachten, dass es passt. Ich habe schon den Eindruck, dass sie ziemlich großzügig ist. Die Reduktion der Managementprämie wird eigentlich erst den Druck ausüben, damit man schaut, dass man dort zurechtkommt. Nicht einmal die Reduktion, sondern die

Vermarkter sind in Konkurrenz zueinander, und die Produzenten nutzen diesen Konkurrenzmarkt aus.

CP: ...um mehr von der Managementprämie zu kassieren. Der Druck auf die Vermarkter, effizient zu sein, ist jetzt bereits da. Kann man sehen, dass etwas gelernt wurde aus den letzten Jahren, dass Prozesse automatisiert wurden...umso mehr Anlagen man hat, umso günstiger wird es?

GB: Umso mehr Windparks bzw. Zählpunkte ich habe, umso geringer sind die spezifischen Kosten auf den Zählpunkt oder auf die Anlage. Das ist das eine. Die Frage, gibt es Prognosevorteile, da streiten wir selber schon sehr stark. In Summe hat natürlich ein größeres Portfolio eine geringere Streuung des Ergebnisses. Der Erwartungswert ist eigentlich unverändert. Warum? Weil wir sehen, dass eigentlich hier, das müsste man sich überlegen, ob es anders hier besser wäre, das Windprognosen hier aus Einzelprognosen zusammen addiert, werden. Sprich, regionale Prognosen werden einfach addiert und ich kenne momentan niemanden, der hergeht und sagt: Ich habe diese Standorte von Einzelprognosen, und dann fahre ich mit etwas drüber, was in Summe besser ist. Kenne ich nicht. Das wäre eine Möglichkeit. Aber grundsätzlich sind Prognosen sehr regional aufgebaut. Wenn ich lauter Einzelprognosen zusammenzähle, dann gibt es eigentlich keine Skaleneffekte. Erst wenn ich eine Logik entwickle, so eine kenne ich im Moment nicht.

CP: In Österreich, verglichen mit Deutschland, fallen durch die kürzere Förderdauer viele EE-Anlagen in den nächsten Jahren aus der staatlichen Förderung. Welche Chancen erhofft sich ein Vermarkter?

GB: Natürlich, wenn er die Systeme bereits hat, mehr Kunden hat, die er vermarkten kann... ganz klar. Die Frage wird eben sein, wie die Konkurrenz dann auf diesem Gebiet ist.

CP: Wie schätzt man die Konkurrenz in Österreich ein? Glaubt man, dass Konkurrenten aus dem Ausland kommen, die deutschen Direktvermarkter, die bereits Erfahrung haben?

GB: Wir sehen bereits im Windmarkt deutsche Direktvermarkter, die deutlich unter die OeMAG-Preise gehen. Inwieweit diese eine bessere Prognose haben oder sie den Systemzusammenhang besser verstanden haben, weiß ich nicht. Das glaube ich, kann sich nicht ausgehen.

CP: ...wie es derzeit deutsche Anbieter in Österreich machen?

GB: Ja. Das andere ist natürlich immer: Wie weit kannst du die Anforderungen erfüllen, die einer ordnungsgemäßen Bilanzgruppenführung unterstellt sind? Natürlich kann das AE-Risiko gehandelt werden. Aber die Frage ist, ob man dann nicht rein gegen den Markt fährt. Meine eigene Abweichung kompensiere ich mit einem Intra-day-Geschäft und somit eigentlich nur auf den Markt schaue. AE-Preis hängt nur vom Markt ab und nicht von meiner eigenen Abweichung, dann habe ich in der Regel gar kein Incentive, meine eigene Abweichung zu reduzieren wenn die Prognose falsch ist, sondern ich schaue, ob ich mit oder gegen den Markt gehe. Wir wollen mehr Kunden und mehr Geld damit machen. Keine Frage.

CP: Das ist kein Geheimnis.

CP: Wie sehen Sie den Nachfolgetarif der OeMAG, marktverzerrend? Ist es Ihrer Meinung nach sinnvoll, eine staatliche Förderagentur im freien Markt konkurrierend aufzutreten zu lassen?

GB: Ich glaube, dass der OeMAG-Tarif langfristig nicht wettbewerbsfähig ist. Und wenn die OeMAG tatsächlich mit geringeren Preisabschlägen hineingeht, und dich das fördern lässt mit dem geförderten Bereich, dann ist das natürlich problematisch. In Wirklichkeit kann man das nicht machen.

GB: Momentan haben Sie sich warm angezogen und werden vom Markt verblasen.
Es sind keine Kampfpreise die wir hier sehen.

CP: Vielen Dank für das Interview.

Abstract (Deutsch)

Die Energie- und Klimaschutzpolitik der Europäischen Union hatte weitreichende Auswirkungen für die Mitgliedsländer und die Marktakteure in der Energiewirtschaft. In Österreich und Deutschland schufen staatliche geförderte Einspeisetarife die Grundlage für den massiven Ausbau von Ökostromanlagen. Die Letztfassung des Rechtsrahmens beider Länder zeigt die deutliche Bemühung, die Anlagen den Gegebenheiten des freien Marktes anzunähern. Dem Anlagenbetreiber werden in der vorliegenden Arbeit Vermarktungsszenarien aufgezeigt, um den erzeugten Strom aus den erneuerbaren Energiequellen Kleinwasserkraft und Windkraft abzusetzen. Außerhalb des geförderten Regimes übernimmt der Vermarkter von Grünstrom den Handel an der Strombörse und die Abwicklung der Lieferung. Hierfür werden die Ertrags-, Kosten- und Risikoparameter identifiziert und auf Basis historischer Kraftwerks- und Preisdaten quantifiziert. Auf der Grundlage dieser Daten werden vergangenheitsbezogene Angebotspreise für beide Länder und Energiequellen für den Anlagenbetreiber erstellt, um einerseits Aufschluss über die Performance der Anlagen im Vergleich zu veröffentlichten Benchmarks zu erhalten und andererseits um aufzuzeigen, dass außerhalb des Förderrahmens ökonomisch sinnvolle Handlungsalternativen bestehen.

Abstract (English)

The Energy and Climate Policy of the European Union had far-reaching effects for the member states and the market players in the energy industry. In Austria and Germany, feed-in tariffs subsidized by the state established the basis for the massive expansion and development of renewable power plants. The final version of the legal framework of the two respective countries shows the explicit efforts of the eco-electricity facilities' approach towards the free market conditions. The underlying thesis discusses commercialization scenarios in which a facility operator vends the electricity generated from renewable energy sources, such as hydropower and wind power. Beyond the supported regimes, the marketers of renewable energy are responsible for trading on the power exchange and executing the delivery. Therefore, the parameters for return, cost, and risk are identified and quantified according to historical data points of power plants and prices. Based on this historical data, bid prices for both countries and energy sources were created in order to shed light on the plants' performance compared to public benchmarks. The bid prices also demonstrate that economically viable alternatives exist beyond the supported framework.

Curriculum Vitae

Personal information

First name / Surname **Carina Maria Putz**
Address Sechsschimmelgasse 24/9, 1090 Vienna, Austria
Mobile +43 699 17 098 903
E-mail carina_putz@gmx.at
Nationality Austrian
Date of birth 12th of March 1985
Gender Female

Work experience

Dates	From September 2012
Occupation or position held	Energy Manager
Main activities and responsibilities	Trader Support, Renewable Power Forecasts
Name and address of employer	Verbund Trading AG, Am Hof 6a, 1010 Vienna, Austria
Type of business or sector	Power Trading
Internship	February 2012 and September 2011 - Trader support

Dates	From September 2010 to January 2011
Occupation or position held	Public Relations
Main activities and responsibilities	Communication for the introduction of the Euro in Estonia, Management of the Euro related events and roadshows: Euro-Kids Tour and Euro-Tour
Name and address of employer	Austrian Central Bank, Otto-Wagner-Platz 3, 1090 Vienna
Type of business or sector	Cashier's Division
Internship	July 2009 - Euro-Tour 2009 - Team Leader Western Austria

Dates	From February 2006 to July 2006
Occupation or position held	Assistant
Main activities and responsibilities	Reporting to creditors, Legal advisory, preparations for court hearings
Name and address of employer	KSV – Kreditschutzverband von 1870, Wagenseilgasse 7, 1120 Vienna
Type of business or sector	Commercial insolvency

Dates	From August 2002 to January 2006
Occupation or position held	Bank Clerk and Branch Manager
Main activities and responsibilities	Loan origination, capital investment, reporting to the board

Name and address of employer	Volksbank Alpengvorland, Arthur-Krupp-Straße 1, 3300 Amstetten
Type of business or sector	Private and Commercial Banking
Internship	August 2001- teller transactions

Education and training

Dates	From March 2011 to April 2014
Title of qualification awarded	Master of Science
Principal subjects covered	Public Utility Management, Energy and Environmental Management
Name and type of organisation providing education and training	University of Vienna, Vienna, Austria

Dates	From October 2006 to December 2010
Title of qualification awarded	Bachelor in Business, Economics and Social Sciences
Principal subjects covered	SME Management, International Financial Management, Environmental Management
Name and type of organisation providing education and training	Vienna University of Economics and Business

Dates	From December 2002 to November 2005
Title of qualification awarded	Branch Manager Banking
Name and type of organisation providing education and training	Volksbanken Academy, Vienna, Austria

Experience Abroad

Dates	From March 2014 to April 2014
Principal subjects covered	Teaching at a private elementary school
Name and type of organisation	Chance for Ghana Volunteer program

Dates	From September 2008 to February 2009
Principal subjects covered	Corporate Finance, Financial Intermediaries
Name and type of organisation	University of Zurich, Switzerland Exchange program

Dates	From January 2010 to June 2010
Principal subjects covered	Economics and Environmental Management
Name and type of organisation	University of Iowa, USA Exchange program

Personal skills and competences

Mother tongue	German
Experienced level	English (including Business Communication)
Basic level	Spanish
Social skills and competences	Team spirit
	Good ability to adapt to multicultural environments gained through my experiences abroad
	Good communication skills
Organisational skills and competences	Sense of organisation
	Good experience in project and team management
Computer skills and competences	Good command of Microsoft Office tools
	Good command of CMS and Open Link Trading Software, BObjects
Hobbies and Interests	Culture, reading, different cultural environments, travelling
Driving licence	B