

Wissenschaftlicher Bericht Nr. 14-2007

Einsatzpotentiale von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien

Christoph Töglhofer



Wegener Center
www.wegcenter.at



April 2007

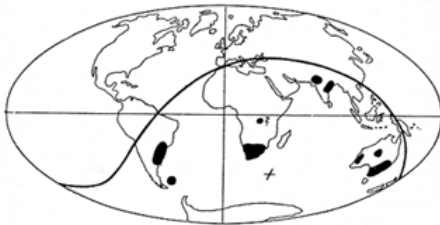
mit freundlicher Unterstützung von



GRAZER WECHSELSEITIGE
Versicherung Aktiengesellschaft

Das **Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel** vereint als interdisziplinäres und international orientiertes Forschungszentrum die Kompetenzen der Karl-Franzens-Universität Graz im Forschungsbereich "Klimawandel, Umweltwandel und Globaler Wandel". Forschungsgruppen und ForscherInnen aus Bereichen wie Geo- und Klimaphysik, Meteorologie, Volkswirtschaftslehre, Geographie und Regionalforschung arbeiten in unmittelbarer Campus-Nähe unter einem Dach zusammen. Gleichzeitig werden mit vielen KooperationspartnerInnen am Standort, in Österreich und international enge Verbindungen gepflegt. Das Forschungsinteresse erstreckt sich dabei von der Beobachtung, Analyse, Modellierung und Vorhersage des Klima- und Umweltwandels über die Klimafolgenforschung bis hin zur Analyse der Rolle des Menschen als Mitverursacher, Mitbetroffener und Mitgestalter dieses Wandels. Das Zentrum für rund 35 ForscherInnen wird vom Geophysiker Gottfried Kirchengast geleitet; führender Partner und stellvertretender Leiter ist Volkswirt Karl Steininger. (genauere Informationen unter www.wegcenter.at)

Der vorliegende Bericht wurde im Rahmen einer im März 2007 fertiggestellten Diplomarbeit erarbeitet. Christoph Töglhofer erhielt dabei auch Unterstützung von der Grazer Wechselseitige Versicherung AG (GRAWE).



Alfred Wegener (1880-1930), Namensgeber des Wegener Zentrums und Gründungsinhaber des Geophysik-Lehrstuhls der Universität Graz (1924-1930), war bei seinen Arbeiten zur Geophysik, Meteorologie und Klimatologie ein brillanter, interdisziplinär denkender und arbeitender Wissenschaftler, seiner Zeit weit voraus. Die Art seiner bahnbrechenden Forschungen zur Kontinentaldrift ist großes Vorbild — seine Skizze zu Zusammenhängen der Kontinente aus Spuren einer Eiszeit vor etwa 300 Millionen Jahren als Logo-Vorbild ist daher steter Ansporn für ebenso mutige wissenschaftliche Wege:
Wege entstehen, indem wir sie gehen (Leitwort des Wegener Center).

Wegener Center Verlag • Graz, Austria

© 2007 Alle Rechte vorbehalten.
Auszugsweise Verwendung einzelner Bilder, Tabellen oder Textteile bei klarer und korrekter Zitierung dieses Berichts als Quelle für nicht-kommerzielle Zwecke gestattet. Verlagskontakt bei allen weitergehenden Interessen: wegcenter@uni-graz.at.

Titelseiten-Bilder:
Niedrigwasser am Rhein: <http://ihp.bafg.de/servlet/is/4223/>
Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke 2003: E-Control GmbH

ISBN 978-3-9502308-2-6

April 2007

*Kontakt: Mag. Christoph Töglhofer
christoph.toeglhofer@uni-graz.at*

Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel
Karl-Franzens-Universität Graz
Leechgasse 25
8010 Graz, Austria
www.wegcenter.at

Einsatzpotentiale von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien

Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades
eines Magisters der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften
der Studienrichtung Umweltsystemwissenschaften mit Fachschwerpunkt
Betriebswirtschaftslehre
an der Karl-Franzens-Universität Graz

eingereicht bei

o. Univ.-Prof. DI Dr. Stefan P. Schleicher

Institut für Volkswirtschaftslehre

Karl-Franzens-Universität Graz

vorgelegt von

Christoph Töglhofer

Graz, März 2007

Ehrenwörtliche Erklärung

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich oder inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, im März 2007

Abstract

In kaum einer anderen Branche besteht eine derartig unmittelbare Wetterabhängigkeit wie im Bereich Erneuerbarer Energien, Wetterrisiken sind für die Unternehmen von allergrößter Bedeutung. In der vorliegenden Arbeit wird erörtert, inwieweit Wetterderivate eine sinnvolle Möglichkeit darstellen, diese Wetterrisiken abzusichern. Neben einer Analyse internationaler Erfahrungen mit Wetterderivaten in den Bereichen Wasser- und Windkraft, erfolgt eine systematische Untersuchung jener Faktoren, die den Einsatz von Wetterderivaten in den Bereichen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik derzeit günstig oder ungünstig erscheinen lassen.

Danksagung

Mein Dank gilt insbesondere Prof. Stefan Schleicher und Dr. Franz Pretenthaler für ihre fachliche und persönliche Betreuung, sowie meinem Kollegen und Freund Mag. Andreas Türk für die gute Zusammenarbeit. Sie haben es mir in den letzten Jahren ermöglicht, bei Joanneum Research und im Wegener Zentrum für Klima und Globalen Wandel erste wertvolle Erfahrungen in der Forschung zu machen. Zudem möchte ich mich beim gesamten Team des Wegener Zentrums für die großartige Arbeitsatmosphäre und die vielen ‚Small Support Services‘ jeglicher Art bedanken.

Ein weiteres Dankeschön geht an alle Personen und Firmen, die bereit waren, Daten zur Verfügung zu stellen und Auskünfte zu erteilen, und somit wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. An dieser Stelle finden auch all jene besondere Erwähnung, die den einen oder anderen Teil dieser Arbeit Korrektur gelesen haben: Dominikus Plaschg, Christian Kösslbacher, Jakob Putz, Theresia Töglhofer, Maria Töglhofer, Katharina Reindl und Barbara Reindl.

Ganz herzlich Danke sagen möchte ich bei meiner Familie, allen voran bei meinen Eltern, meinen Geschwistern sowie meiner Freundin Kathi für die mir entgegengebrachte Toleranz und die Unterstützung jeglicher Art. Weiters möchte ich die Möglichkeit nutzen, mich hiermit bei allen Freund/Innen, Studienkolleg/Innen und Mitbewohner/Innen zu bedanken. Egal ob montags beim Cafe trinken, dienstags beim ‚Forum‘, mittwochs beim Lernen, donnerstags beim Fortgehen, freitags beim Möbelschleppen, oder samstags beim Heimfahren: ‚You have always been there!‘

Inhaltsverzeichnis

Abstract	i
Danksagung	ii
Inhaltsverzeichnis	iii
Abbildungsverzeichnis	vi
Tabellenverzeichnis	vii
Glossar	viii
Einleitung	1
1 Funktionsweise von Wetterderivaten	5
1.1 Eigenschaften von Wetterderivaten	5
1.1.1 Abgrenzung gegenüber Versicherungen	6
1.1.2 Kontraktparameter	8
1.2 Ausgestaltungsmöglichkeiten bei Wetterderivaten	10
1.2.1 Systematik der Termingeschäfte	10
1.2.2 Put- und Call- Optionen	11
1.2.3 Collars und Swaps	14
1.3 Bewertung von Wetterderivaten.....	16
1.3.1 Versicherungsmathematische Modelle	16
1.3.2 Kritische Annahmen bei der Burn-Analysis	17
1.3.3 Probleme bei der Dateninterpretation	19
1.3.4 Parametrische Schätzung der Verteilung des Wetterindex	20
1.3.5 Modellierung des Wetterindex.....	20
1.3.6 Kapitalmarkttheoretische Modelle	21
1.4 Weitere Möglichkeiten der Wetterrisikoabsicherung	22
1.4.1 Weather Normalisation	22
1.4.2 Weather linked bonds (Wetteranleihen).....	23
1.4.3 Digital Options (Digitale Optionen).....	23
2 Der Wetterderivatemarkt	25

2.1	Überblick über den weltweiten Markt für Wetterderivate	25
2.1.1	Der Nominalwert.....	25
2.1.2	Entwicklung des Marktes	26
2.1.3	Marktteilnehmer	27
2.2	Der Wetterderivatemarkt im Bereich Erneuerbarer Energien.....	28
2.2.1	Abgrenzung des Begriffs ‚Erneuerbare Energien‘	29
2.2.2	Marktpotentiale im Bereich Erneuerbarer Energien	29
2.2.3	Erfahrungen im Bereich Wasserkraft.....	31
2.2.4	Erfahrungen im Bereich Windkraft.....	34
2.3	Markthemmnisse im Bereich Erneuerbarer Energien	35
3	Risikomanagement im Bereich Erneuerbarer Energien	39
3.1	Kosten und Nutzen des Risikomanagements	40
3.1.1	Nutzen einer Risikoreduktion.....	40
3.1.2	Kosten des Risikomanagements.....	43
3.2	Vorgehensweise beim Risikomanagement.....	43
3.2.1	Risikomaße.....	44
3.2.2	Identifikation und Klassifizierung von Risiken	45
3.2.3	Risikobewertung und -aggregation	45
3.3	Risiken für Energieversorgungsunternehmen	46
3.4	Risiken für Ökostromproduzenten	48
3.4.1	Preis- und Abnahmerisiko.....	48
3.4.2	Technisches Risiko.....	50
3.4.3	Finanzwirtschaftliche Risiken	51
3.4.4	Regulatorische Rahmenbedingungen.....	52
3.4.5	Liquiditätsrisiko	53
4	Wettersrisiken im Bereich Erneuerbarer Energien	55
4.1	Charakteristika	56
4.1.1	Wettersrisiken in Energieversorgungsunternehmen	57
4.1.2	Preis-Mengen-Beziehungen	59
4.2	Variabilität der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien	62
4.2.1	Österreich	63

4.2.2	Deutschland	66
4.3	Variabilitäten einzelner Unternehmen	69
4.3.1	Wasserkraft.....	70
4.3.2	Windkraft	72
5	Weitere Einflussfaktoren	75
5.1	Als Basisvariable geeignete Indices	75
5.1.1	Indices im Bereich Wasserkraft	76
5.1.2	Indices im Bereich Windkraft	79
5.1.3	Indices im Bereich Photovoltaik	81
5.2	Standardisierbarkeit.....	82
5.3	Absicherung durch andere Ökostromproduzenten.....	85
5.3.1	Unternehmen der eigenen Branche als Gegenpartei	86
5.3.2	Unternehmen einer anderen Branche als Gegenpartei	88
5.4	Größenstrukturen.....	89
5.4.1	Großwasserkraft	90
5.4.2	Kleinwasserkraft.....	93
5.4.3	Windenergie	94
5.4.4	Photovoltaik	96
5.5	Unternehmensstrukturen	97
5.5.1	Energieversorgungsunternehmen	97
5.5.2	Ökostromproduzenten	99
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	101
6.1	Abschätzung der Einflussfaktoren	101
6.1.1	Großwasserkraft	103
6.1.2	Kleinwasserkraft.....	103
6.1.3	Windkraft	104
6.1.4	Photovoltaik	105
6.2	Schlussfolgerungen und Ausblick.....	105
7	Literatur	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Crosshedge für den Absatz wettersensibler Produkte.....	6
Abbildung 2: Systematik der Termingeschäfte.....	11
Abbildung 3: Put-Option aus Sicht des Optionskäufers.....	12
Abbildung 4: Call-Option aus Sicht des Optionskäufers	13
Abbildung 5: Niederschlag-Collar ohne Optionsprämie.....	14
Abbildung 6: Heizgradtage-Swap	15
Abbildung 7: Entwicklung der Heizgradtage an der Station Graz Flughafen 1974-2003	17
Abbildung 8: Vermutung einer Diskontinuität in der Messreihe.....	19
Abbildung 9: Verteilung der Nachfrage nach Wetterrisiko-Instrumenten nach potentiellen End-Usern	27
Abbildung 10: Klassifizierung von Risiken in EVUs	45
Abbildung 11: Preisanstieg durch Rückgang bei der Wasserkraftproduktion und gleichzeitigem Verbrauchsanstieg z. B. durch niedrige Temperaturen im Winter.....	58
Abbildung 12: Wetterabhängigkeiten eines Energieversorgungsunternehmens	59
Abbildung 13: Entwicklung des NordPool-Spotmarktpreis auf monatlicher Basis.....	60
Abbildung 14: Schwankungen der Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft in Österreich.....	63
Abbildung 15: Erzeugungskoeffizienten, Abweichungen der Monatsmitteltemperaturen und Entwicklung der EXAA-Spotmarktpreise für das Jahr 2003.....	65
Abbildung 16: Schwankungen der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien in Deutschland	68
Abbildung 17: Vergleich der Jahreserzeugungskoeffizienten für Wasser- und Windkraft	69
Abbildung 18: Variabilität der Wasserkraftproduktion ausgewählter Unternehmen.....	70
Abbildung 19: Korrelationskoeffizienten der Jahreserzeugung der einzelnen Cluster.....	72
Abbildung 20: Standardabweichung des Portfolios bei Annahme verschiedener Korrelationskoeffizienten	86
Abbildung 21: Jährlicher Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke 1980-2001	88
Abbildung 22: Korrelationsgrad der deutschen Erzeugungskoeffizienten 1995-2004	89
Abbildung 23: Standorte von Windparks in Nordostösterreich.....	95
Abbildung 24: Bedeutung von Wind- und Wasserkraft innerhalb der EVN AG	98

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Strategien zur Vermeidung von Wetter- und Klimarisiken	7
Tabelle 2: Erwartungswert für den Winter 2004/05 in Abhängigkeit vom betrachteten Zeitraum.....	18
Tabelle 3: Installierte Stromerzeugungskapazität im Bereich Erneuerbarer Energien 2004 ...	30
Tabelle 4: Auswirkungen von Hedging auf die Einkommenssteuerlast	41
Tabelle 5: Risiken und Risikosteuerungsmaßnahmen der Verbund AG.....	47
Tabelle 6: Auslandsaktivitäten österreichischer Windkraftbetreiber	53
Tabelle 7: Wettereinflüsse auf den Nordpool-Spotmarktpreis 2002.....	61
Tabelle 8: Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft in Österreich 1979-2004	63
Tabelle 9: Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien in Deutschland	67
Tabelle 10: Clusterung des Portfolios der Salzburg AG	72
Tabelle 11: Korrelationskoeffizienten einzelner ober- und niederösterreichischer Windparks	73
Tabelle 12: Beispiel für eine Reduktion der Variation durch regionalklimatische Diversifikation	74
Tabelle 13: Überblick über verschiedene Windindices.....	79
Tabelle 14: Jahresmaxima, -minima und –mittelwerte ausgewählter Parameter für die Periode 1991-2004	83
Tabelle 15: Korrelationskoeffizient verschiedener Wetterindices auf Jahresbasis für fünf deutsche Messstationen 1991-2004	84
Tabelle 16: Dimension des Umsatzes aus Wasserkraft bei Hochrechnung mit Spotmarktpreisen	91
Tabelle 17: Jahreselektrizitätserzeugung aus Wasserkraft in Österreich.....	92
Tabelle 18: Größenordnung der österreichischen Windparks.....	95
Tabelle 19: Kapitalstruktur von Web Windenergie AG Österreich und Web Windenergie AG Konzern.....	100

Glossar

Basisrisiko	Als Basisrisiko bezeichnet man bei Wetterderivaten die Abweichung zwischen den gemessenen Wettervariablen und den tatsächlichen Wetterbedingungen am Produktions- bzw. Absatzstandort.
Basisvariable	Der Begriff Basisvariable wird im Zusammenhang mit Wetterderivaten in der Regel synonym zum Begriff ‚Underlying‘ verwendet. Er bezeichnet den Wetterindex, der dem Derivat zugrunde liegt und folglich dessen Wert bestimmt.
Cross Hedge	Ein Cross Hedge umfasst die kombinierte Absicherung von Mengen- und Preisrisiken, wobei Wetterderivate dabei nur zur Absicherung des Mengenrisikos verwendet werden.
End-User	Als End-User werden bei Wetterderivaten üblicherweise jene Unternehmen bezeichnet, welche ihr Wetterrisiko von anderen Unternehmern absichern lassen wollen. Ihnen stehen jene Unternehmen gegenüber, die bereit sind Wetterisiken zu übernehmen und daher Wetterderivate anbieten. Diese werden oft auch als ‚Dealer‘ bezeichnet.
Hedging	Der Begriff Hedging stammt aus dem Englischen und bedeutet ‚absichern‘. Durch Hedging wird eine Begrenzung des Risikos von Kursverlusten bei Wertpapier-, Devisen- oder Warengeschäften angestrebt. ¹
Moral Hazard	Unter Moral Hazard versteht man das Risiko, dass sich jemand unmoralisch oder unachtsam verhält, weil ihn eine Versicherung, ein Gesetz oder eine andere Institution vor Verlusten schützt, die durch sein Verhalten ansonsten entstünden. ²
Ökostromproduzenten	Als Ökostromproduzenten werden im Rahmen dieser Arbeit jene Unternehmen betrachtet, deren Hauptgeschäftstätigkeit die Stromproduktion aus Wind- und Wasserkraft ist, dessen Vergütung durch das Ökostromgesetz geregelt ist.
OTC-Derivate	Als OTC-Derivate bezeichnet man Finanzinstrumente, die nicht standardisiert an einer Börse, sondern ‚over the counter‘ direkt zwischen den Marktteilnehmern gehandelt werden. ³

¹ vgl. <http://www.onpulson.de/lexikon/hedging.htm> (Stand: 21.2.2007)

² vgl. ebenda

³ vgl. ebenda

Einleitung

Wetterderivate erfreuen sich zunehmender Bekanntheit. Der Nominalwert der gehandelten Wetterkontrakte stieg in den letzten Jahren exponentiell. Ebenso nahm die Zahl der Publikationen zu diesem Thema ständig zu. Sucht man unter Google nach dem Stichwort „Wetterderivate“, finden sich derzeit bereits in etwa 13.300 Einträge, unter dem englischen Begriff „weather derivatives“ liegen 152.000 Suchergebnisse vor.⁴

Ein interessantes Anwendungsgebiet für Wetterderivate stellt jedenfalls der Bereich Erneuerbarer Energien dar. In kaum einer anderen Branche ist eine derart unmittelbare Wetterabhängigkeit gegeben, meteorologische Faktoren beeinflussen in hohem Maße die Betriebsergebnisse von Wasser- und Windkraftbetreibern. Trotz dieser offensichtlichen Abhängigkeit finden Wetterderivate in diesem Bereich noch vergleichsweise selten Anwendung.

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Konzept der Wetterderivate und insbesondere deren Einsatz im Bereich Erneuerbarer Energien diskutiert. Vorrangiges Ziel ist es, zu untersuchen, unter welchen Bedingungen der Einsatz von Wetterderivaten in diesem Bereich sinnvoll erscheint und was die Gründe von Unternehmen sind, sich für oder gegen den Einsatz von Wetterderivaten zu entscheiden. Der Fokus dieser Arbeit liegt daher darauf, relevante Einflussfaktoren aufzuzeigen, und nicht sosehr in einer Diskussion einzelner Teilaspekte, wie zum Beispiel spezifischer Bewertungsverfahren.

Ein grundlegendes Verständnis der Wirkungsweise von Wetterderivaten erfordert neben betriebswirtschaftlichem Know-How ebenso Kenntnisse aus anderen Disziplinen (man könnte sagen das Wort ‚Wetter|Derivate‘ ist per se interdisziplinär). In diesem Sinne ist es ein zentrales Anliegen dieser Arbeit auch relevante meteorologische Fragestellungen zu berücksichtigen. Ebenso wird auf aktuelle Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen eingegangen, die Auswirkungen auf den Einsatz von Wetterderivaten haben könnten.

Die Arbeit ist in sechs Kapitel gegliedert. Kapitel 1 gibt eine Einführung in die Funktionsweise von Wetterderivaten. Darin wird erläutert, welche grundlegenden Möglichkeiten es bei der Gestaltung von Wetterderivaten gibt, und wie sich diese von

⁴ vgl. www.google.at, Web-Suche vom 12.1.2007

konventionellen Versicherungen unterscheiden. Weiters werden verschiedene Bewertungsansätze aufgezeigt und anhand von empirischen Daten Problemstellungen diskutiert, die im Umgang mit der in der Praxis häufig eingesetzten Burn-Analyse entstehen können.

In Kapitel 2 erfolgt ein Überblick über die weltweite Entwicklung des Wetterderivatemarktes sowie eine detaillierte Beschreibung der bisher beim Einsatz von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien gemachten Erfahrungen. Als Basis für die folgenden Kapitel wird außerdem eine Übersicht über jene Faktoren gegeben, welche einer dynamischeren Entwicklung des Einsatzes von Wetterderivaten in diesem Bereich entgegenstehen.

Kapitel 3 ist der Betrachtung der Risikomanagementsysteme in relevanten Energieversorgungsunternehmen unterschiedlicher Größe gewidmet. Einleitend werden die Kosten und Nutzen von Risikomanagement, sowie die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Gesamtrisikoposition beschrieben. Darauf aufbauend wird vor allem auf jene Risikopositionen eingegangen, die für die Unternehmen im Bereich Erneuerbarer Energien eine wichtige Rolle spielen und betrachtet, welche Risikosteuerungsmaßnahmen von den Unternehmen eingesetzt werden.

In Kapitel 4 erfolgt eine nähere Analyse der von Energieversorgungsunternehmen eingegangenen Wetterrisiken. Neben einer Erörterung des Zusammenhangs zwischen Preisrisiken und wetterabhängigen Mengenrisiken wird die Variabilität der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien untersucht. Dazu werden die Jahresschwankungen sowohl auf aggregierter Ebene für die Länder Deutschland und Österreich, als auch für ausgewählte österreichische Unternehmen ermittelt und deren Auswirkungen unter anderem am Beispiel des Jahres 2003 aufgezeigt.

In Kapitel 5 werden weitere Fragestellungen bezüglich des Einsatzes von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien aufgeworfen. Es wird diskutiert, welche Indices eingesetzt werden können, inwiefern eine Standardisierung relevanter Wetterindices möglich ist und ob eine Absicherung durch andere Ökostromproduzenten sinnvoll erscheint. Schließlich erfolgt eine nähere Betrachtung der Größen- beziehungsweise Unternehmensstrukturen von relevanten Energieversorgungsunternehmen.

Im letzten Kapitel werden die Ergebnisse der vorherigen Kapitel zusammengeführt und eine Abschätzung darüber gegeben, wie sich die einzelnen Einflussfaktoren auf den Einsatz von Wetterderivaten in den Bereichen Wasserkraft, Windkraft und Fotovoltaik auswirken.

Aus Gründen der einfacheren Lesbarkeit wird in dieser Arbeit auf eine geschlechtsspezifische Differenzierung, z. B. Käufer/Innen, verzichtet. Entsprechende Begriffe gelten im Sinne der Gleichbehandlung grundsätzlich für beide Geschlechter.

1 Funktionsweise von Wetterderivaten

1.1 Eigenschaften von Wetterderivaten

Wetterderivate sind derivative Finanzinstrumente, die eingesetzt werden, um Unternehmen wettersensibler Wirtschaftsbranchen gegen ungünstige Wetterbedingungen abzusichern. Während bei den meisten derivativen Instrumenten auf Finanz- oder Gütermärkten gehandelte Basisvariablen verwendet werden, liegen Wetterderivaten meteorologische Daten zugrunde, wie Temperatur, Windgeschwindigkeit, Niederschlag oder Sonnenstunden. Diese Wettervariablen haben keinen Preis, stellen keine physischen Assets dar und können dementsprechend weder gehandelt, noch gelagert werden. Es handelt sich bei Wetterderivaten also um reine Finanztransaktionen.⁵

Des Weiteren unterscheiden sich Wetterderivate von anderen derivativen Instrumenten dadurch, dass diese nicht auf eine Absicherung des Preisrisikos, sondern des Mengenrisikos abzielen. Eine vollständige Absicherung von Umsatz- bzw. Cash-Flow-Schwankungen erfordert somit neben dem Einsatz von Wetterderivaten zur Mengenabsicherung auch den Einsatz von herkömmlichen Commodity-Derivaten zur Preisabsicherung.⁶

Ob eine solche kombinierte Absicherung von Mengen- und Preisrisiken - in der Praxis 'Cross-Hedge' genannt - sinnvoll ist, hängt unter anderem davon ab, wie Preis und Menge in den einzelnen Branchen interagieren. Ein klassisches Beispiel stellt der Temperatureinfluss auf den Energieabsatz dar, wenn zum Beispiel in einem warmen Winter eine geringere Energienachfrage auch einen niedrigeren Energiepreis mit sich bringt. Abbildung 1 veranschaulicht, wie sich ein Energieversorgungsunternehmen gegen eine derartige Situation absichern kann:⁷

⁵ vgl. Schirm 2001, S. 3

⁶ vgl. Bergschneider et al. 2001, S. 216

⁷ vgl. Müller et al. 1999, S. 7

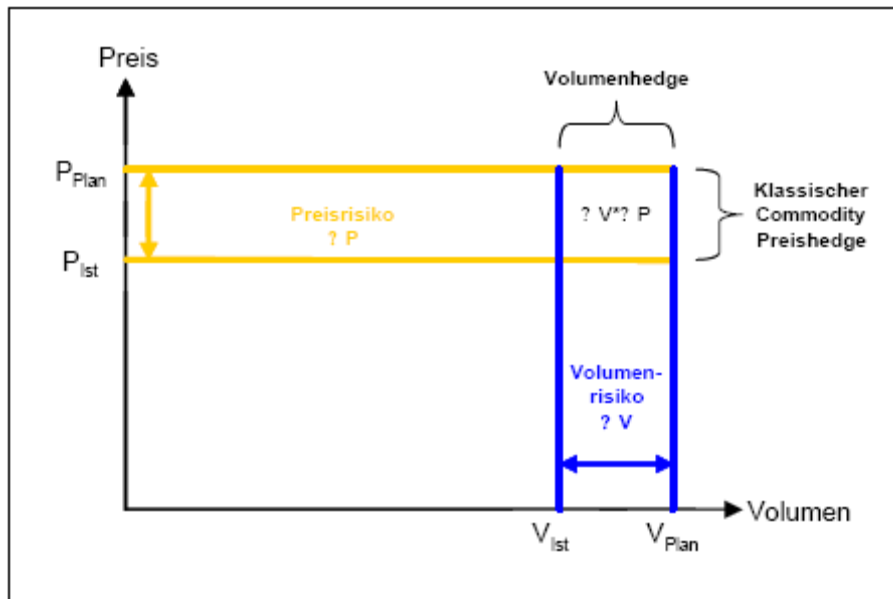


Abbildung 1: Cross Hedge für den Absatz wettersensibler Produkte (Quelle: Heidorn et al. 2005, S. 14, in Anlehnung an Müller et al. 1999, S. 7)

Wichtig ist dabei, zu unterscheiden, ob Wettereinflüsse nachfrage- oder angebotswirksam sind. Bei nachfragewirksamen Wettereinflüssen sinken, wie in der obigen Graphik dargestellt, mit der Nachfrage auch die Preise, das Unternehmen ist also einem doppelten Wetterexposure ausgesetzt. Bei angebotswirksamen Wettereinflüssen kommt es hingegen bei geringerem Angebot zu höheren Preisen. Das Volumenrisiko wird folglich durch die höheren Preise vermindert beziehungsweise je nach Preiselastizität des Angebots sogar ausgeglichen oder überkompensiert. Dieser Effekt kann beispielsweise sehr gut anhand der skandinavischen Strompreise beobachtet werden. Bedingt durch den hohen Wasserkraftanteil sind diese in Trockenjahren höher als in niederschlagsreichen Jahren⁸.

1.1.1 Abgrenzung gegenüber Versicherungen

Wetterderivate zielen, wie auch konventionelle Versicherungen, auf eine Vermeidung beziehungsweise Verringerung von Wetterrisiken ab, weisen jedoch gegenüber diesen folgende Vorteile auf:⁹

- Versicherungen werden meist nur zur Absicherung selten auftretender, katastrophenähnlicher Wetterereignisse verwendet. Bei Wetterderivaten können auch

⁸ Eine nähere Analyse dieses Effekts erfolgt in Kapitel 4.1.2

⁹ vgl. Mußhoff et al. 2004, S. 2 f

weniger drastische Ereignisse, die dafür mit höherer Frequenz auftreten, abgesichert werden.

- Bei Wetterderivaten erfolgen Zahlungen, sobald ein objektiv messbarer Wetterindex über- oder unterschritten wird. Diese hängen nicht von der Höhe des tatsächlich eingetretenen Schadens ab. Ein Nachweis des Schadens ist für die Auszahlung daher im Gegensatz zu Versicherungen nicht erforderlich.
- Durch die Verwendung unabhängiger Wetterdaten wird ‚Moral Hazard‘ vermieden, indem grundsätzlich keine Informationsasymmetrien zwischen Käufer und Verkäufer von Wetterderivaten vorliegen.
- In einem funktionierenden Wetterderivatemarkt ist das Spektrum an Marktteilnehmern wesentlich größer, weil nicht nur Versicherungsgesellschaften, sondern eine Vielzahl an Unternehmen als Anbieter von Wetterderivaten auftreten kann. Besonders sinnvoll scheint der Einsatz bei Unternehmen, die mit entgegengesetzten Konsequenzen aus bestimmten Wetterverhältnissen rechnen können, denn diese können Risiken gegenseitig hedgen. So wurden beispielsweise auch die ersten Wetterderivate zwischen US-Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen, die sich gegenseitig gegen Temperaturrisiken absicherten, während viele Versicherungen lange Zeit an der Absicherung moderater Wettervariabilitäten nicht interessiert schienen.¹⁰

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über den zeitlichen Haupteinsatzbereich von Wetterderivaten und Versicherungen:

Tabelle 1: Strategien zur Vermeidung von Wetter- und Klimarisiken (Quelle: Dutton 2002, S. 1304)

Zeitlicher Horizont	Risiko	finanzielle Absicherungsstrategien
Stunden, Tage	Extremwetterereignisse	Versicherungen
Monate, Jahr	saisonale/jährliche Variabilität	Wetterderivate, Versicherungen
Jahrzehnte, Jahrhunderte	Klimaänderungen	ultralange Hedging-Kontrakte

¹⁰ vgl. Dischel 2002, S. 8

Der Übergang von Versicherungen zu Wetterderivaten verläuft jedoch fließend, wie beispielsweise sogenannte „weather-index based insurances“ zeigen, die sowohl auf Extremwetterereignisse, als auch auf unterdurchschnittliche Ernteerträge abzielen.¹¹

Generell werden die zurzeit eingesetzten Wetterderivate nicht für eine Abdeckung extremer Risiken konzipiert. In vielen Fällen wird sogar eine maximal mögliche Auszahlung (Cap) vereinbart, was zur Folge hat, dass unter Umständen bei selten auftretenden Extremereignissen (sogenannten Jahrhundert-Ereignissen) nur ein kleiner Teil des entstandenen Schadens ersetzt wird. Aus diesem Grund hatte auch in der Vergangenheit die Einbeziehung von extremwerttheoretischen Aspekten bei der Berechnung der Prämie keine Priorität.¹²

1.1.2 Kontraktparameter

Wetterderivate werden grundsätzlich zwischen zwei Kontraktparteien abgeschlossen. Der Risikokäufer - dies können beispielsweise Banken, Versicherungen, Rückversicherungen, Handelspartner oder andere Unternehmen sein - übernimmt vom Risikoverkäufer das aus den Schwankungen der festgelegten Wetterindex resultierende ökonomische Risiko. Dabei müssen folgende Parameter vereinbart werden:¹³

Wetterindex: In Abhängigkeit vom gemessenen Wetterindex ergibt sich die Höhe der Auszahlung. Bei Temperaturderivaten haben sich drei Standardindices etabliert:¹⁴

- Heating Degree Days (HDD): Ausgehend von der Überlegung, dass der Energieverbrauch im Winter mit niedrigeren Temperaturen ansteigt, ergeben sich die Heizgradtage für eine definierte Periode aus der Summe der Differenzen zwischen der Referenztemperatur (meist 18°C) und den Tagesdurchschnittstemperaturen.

¹¹ vgl. dazu McCarthy 2003

¹² vgl. Brix et al 2002, S. 148

¹³ vgl. Schirm 2001, S. 6

¹⁴ vgl. Chevalier et al. 2003, S. 4

$$HDD(T_1, T_2) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \max(18 - Y_t, 0) \quad (1)$$

(T_1, T_2) Absicherungsperiode

$Y_t \dots$ Tagesdurchschnittstemperatur

- Cooling Degree Days (CDD): Analog zu den HDD werden Kühlgradtage für den Sommer definiert. Dabei ermittelt man die CDD für eine definierte Periode aus der Summe der Differenzen zwischen den Tagesdurchschnittstemperaturen und der Referenztemperatur (meist 18°C).

$$CDD(T_1, T_2) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \max(Y_t - 18, 0) \quad (2)$$

- Average Temperature (AvT): Alternativ zu CDD und HDD können auch Durchschnittstemperaturindices verwendet werden:

$$AvT(T_1, T_2) = \sum_{t=T_1}^{T_2} Y_t \quad (3)$$

Daneben wird eine Vielzahl weiterer Indices herangezogen, die speziell auf die Eigenheiten der jeweils abzusichernden Wetterrisiken abgestimmt sind. Eine ausführliche Analyse nicht-temperatur-basierender Indices, die im Bereich Erneuerbarer Energien von Bedeutung sind, erfolgt in Kapitel 5.1.

Wetterstationen: Die Auswahl einer oder mehrerer Referenzstationen ist für die Effektivität des Einsatzes von Wetterderivaten von entscheidender Bedeutung, weil davon die Höhe des Basisrisikos abhängt. Als Basisrisiko bezeichnet man die Abweichung zwischen den gemessenen Wettervariablen und den tatsächlichen Wetterbedingungen am Produktions- bzw. Absatzstandort. Während bei Temperaturindices die Frage des Basisrisikos aufgrund der hohen Korrelation zwischen einzelnen Messstationen eine untergeordnete Rolle spielt, stellt bei Niederschlag- und Windindices die Heterogenität dieser Wetterparameter ein Problem dar. Die Messungen einzelner Stationen können nur lokal begrenzt verwendet werden, weil das Basisrisiko ansonsten zu hoch wird.¹⁵

Laufzeit: In der Regel erstreckt sich der Absicherungszeitraum auf mehrere Monate, beziehungsweise eine Winter- oder Sommersaison. Die Laufzeit kann aber auch nur einige

¹⁵ vgl. Chevalier et al. 2003, S. 5

Tage, beispielsweise bei wetterabhängigen Veranstaltungen, oder im Rahmen von ‚multi-seasonal-contracts‘ mehrere Jahre betragen.¹⁶

Strike Level: Das Strike Level stellt jenen kritischen Wert des Wetterindex dar, ab dem eine Auszahlung aus der Option erfolgt.

Tick Size: Als Tick Size bezeichnet man den zu bezahlenden Geldbetrag je Indexpunkt (Tick). Je nach Ausgestaltung des Derivates wird bei Über- bzw. Unterschreiten des Strike Levels eine Auszahlung fällig, die durch Multiplikation der Tick Size mit der Differenz zwischen Strike Level und dem Wert des Wetterindex ermittelt wird.

Auszahlungsstruktur: Diese wird in Abhängigkeit vom Ziel, welches mit dem Einsatz des Derivates verfolgt werden soll, festgelegt. Dabei gibt es eine Vielzahl an Ausgestaltungsmöglichkeiten, auf die im folgenden Abschnitt näher eingegangen werden soll.

1.2 Ausgestaltungsmöglichkeiten bei Wetterderivaten

Die bei klassischen Derivaten verwendeten Auszahlungsstrukturen können auch bei Wetterderivaten eingesetzt werden. In der Folge wird auf die Abgrenzung zwischen den verschiedenen Derivatstypen sowie auf die für Wetterderivate wichtigsten Ausgestaltungsmöglichkeiten näher eingegangen.

1.2.1 Systematik der Termingeschäfte

Es lassen sich zwei unterschiedliche Klassen von Derivaten unterscheiden. Forwardbasierende Derivate sind unbedingte Termingeschäfte, bei denen der Kauf bzw. Verkauf eines bestimmten Gutes zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu einem heute festgelegten Preis vereinbart wird. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei optionsbasierenden Derivaten um bedingte Termingeschäfte, das heißt der Optionsinhaber hat zwar das Recht, nicht aber die Pflicht, das Gut zu dem festgelegten Preis zu kaufen beziehungsweise zu verkaufen. Ob die Option eingelöst wird, hängt also von der Entwicklung des der Option zugrunde liegenden Underlying ab.¹⁷

¹⁶ vgl. Dischel et al. 2002, S. 30

¹⁷ vgl. Bergschneider 2001, S. 217 f

Sowohl unbedingte, als auch bedingte Termingeschäfte können entweder standardisiert über Börsen gehandelt werden, oder ‚Over the Counter‘ (OTC) zwischen zwei Vertragsparteien individuell festgelegt werden. Grundsätzlich entstehen durch die Standardisierung an der Börse geringere Transaktionskosten, weil die Vertragsparteien die Bedingungen nicht immer im Einzelfall ausgestalten müssen. Allerdings ergibt sich dadurch der Nachteil, dass nicht spezifisch auf das abzusichernde Wetterrisiko eingegangen werden kann.¹⁸

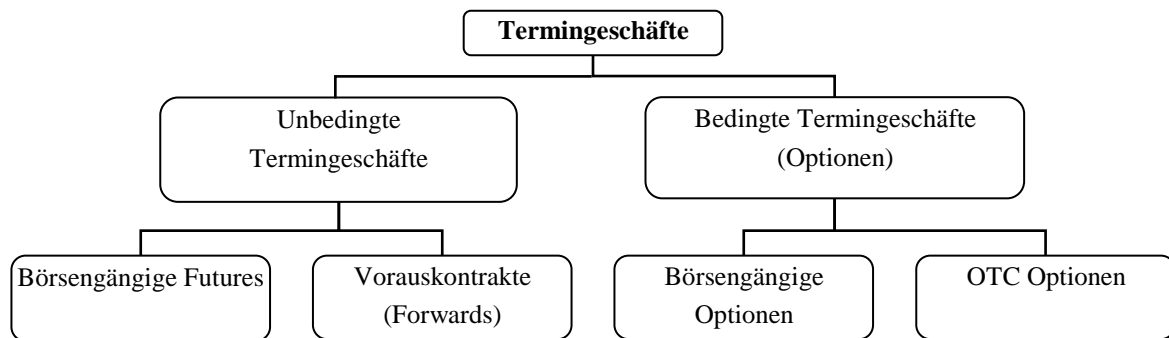


Abbildung 2: Systematik der Termingeschäfte (Quelle: Berg et al. 2004, S. 26)

1.2.2 Put- und Call- Optionen

Die einfachste und am häufigsten verwendete Form der Wetterabsicherung stellen Put- und Call-Optionen dar.¹⁹ Dabei erwirbt der Käufer (long position) das Recht, bei einer für ihn ungünstigen Entwicklung des Underlying vom Verkäufer (short position) entschädigt zu werden, und zahlt diesem dafür eine Prämie.²⁰

Put-Optionen werden eingesetzt, um Downside-Risiken zu verringern. Sie dienen beispielsweise einer Absicherung gegen zu wenig Niederschlag, zu wenig Wind oder zu wenig Sonnenstunden. Der Käufer einer Put-Option zahlt dem Verkäufer eine Prämie, und erhält, je nachdem, ob der zugrunde liegende Wetterindex den Strike-Level unterschritten hat, bei Verfall der Option eine Auszahlung.²¹

¹⁸ vgl. Berg et al. 2004, S. 3

¹⁹ vgl. Dischel et al. 2002, S. 34

²⁰ vgl. Berg et al. 2004, S. 4

²¹ vgl. Heidorn et al. 2005, S. 9

$$\text{Auszahlung}_{\text{LongPut}}(T_1, T_2) = \max \left[\min(v \cdot (X - I_{(T_1, T_2)}); C); 0 \right] \quad (4)$$

- (T_1, T_2) Absicherungsperiode
 X ... Strike Level
 C ... Cap, Auszahlungsobergrenze
 v ... Tick Size
 $I_{(T_1, T_2)}$ Wetterindexstand am Ende der Absicherungsperiode

Bei Wetterderivaten handelt es sich um sogenannte ‚Europäische Optionen‘, das heißt eine Auszahlung während der Laufzeit ist im Unterschied zu den meisten anderen Optionsgeschäften nicht möglich. Außerdem wird bei Wetteroptionen üblicherweise eine Begrenzung der Auszahlung (Cap) vereinbart, um zu hohe Zahlungsverpflichtungen zu vermeiden, die durch extreme Wetterereignisse entstehen können.²²

Abbildung 3 zeigt die Auszahlungsstruktur einer Put-Option am Beispiel eines fiktiven Windindexes, der für die Absicherung des Jahresertrags eines Windparks verwendet werden könnte.

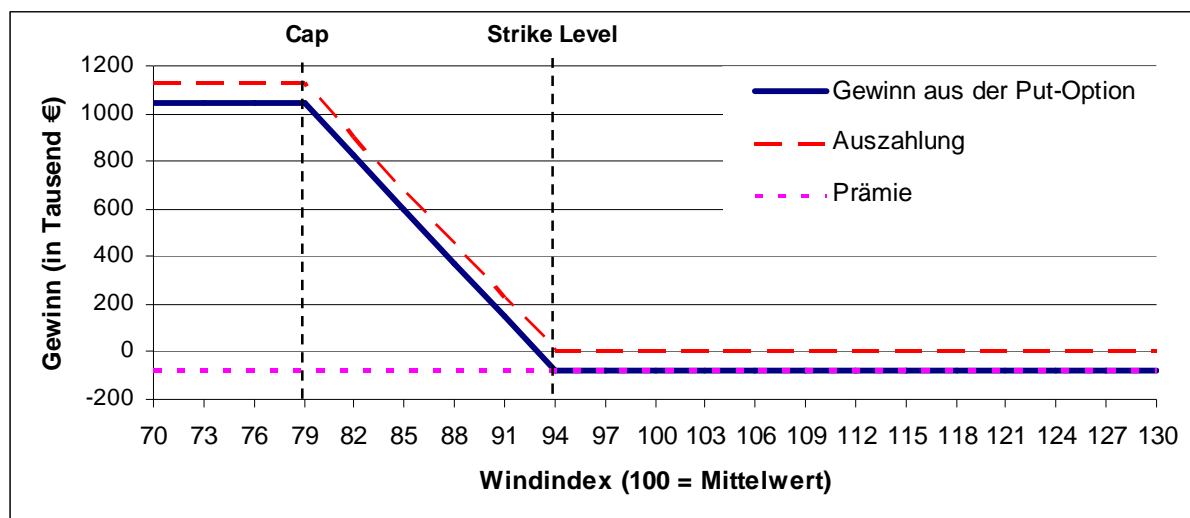


Abbildung 3: Put-Option aus Sicht des Optionskäufers

Wie in Abbildung 3 ersichtlich, ist die Prämie für die Put-Option jedenfalls zu zahlen, während eine Auszahlung nur in einem windschwachen Jahr bei Unterschreitung des angenommenen Strike-Levels von 94 Indexpunkten erfolgt. Bei der gezeigten Put-Option übersteigt die mögliche Auszahlung die Prämie deutlich, jedoch würde die Wahrscheinlichkeit einer Unterschreitung des Strike-Levels bei Annahme einer

²² vgl. Gardner 2003, S. 9f

Normalverteilung des Windindex (Mittelwert = 100, Standardabweichung = 8) nur 23 Prozent betragen.

Der Optionskäufer würde im konkreten Fall das Risiko leicht unterdurchschnittlicher Erträge selbst übernehmen. Für den Anbieter des Derivats würde durch den bei einem Windindex von 79 Punkten angenommenen Cap eine Risikoobergrenze bestehen. Beide dieser Maßnahmen wirken sich günstig auf die Höhe der Prämie aus.

Call-Optionen funktionieren analog zu Put-Optionen, nur dass sich der Käufer dabei gegen ein zu hohes Ansteigen des Underlying absichert. Dementsprechend wird bei Überschreiten des Strike-Levels eine Auszahlung fällig, zum Beispiel bei zu hohen Temperaturen im Winter, wie folgende Abbildung illustriert.²³

$$\text{Auszahlung}_{\text{LongCall}}(T_1, T_2) = \max \left[\min(v \cdot (I_{(T_1, T_2)} - X); C); 0 \right] \quad (5)$$

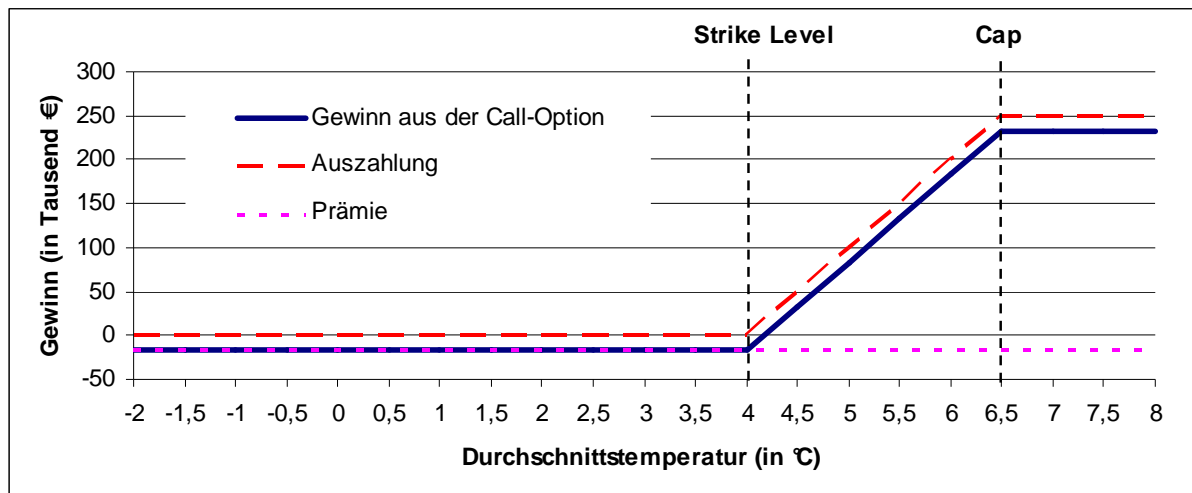


Abbildung 4: Call-Option aus Sicht des Optionskäufers

Neben einfachen Put- und Call-Optionen gibt es auch noch eine Vielzahl an Kombinationsmöglichkeiten, wie etwa Straddles und Strangles, bei denen gleichzeitig zu niedrige, als auch zu hohe Indexwerte abgesichert werden, was vor allem in der Landwirtschaft von Interesse ist.²⁴ Im Energiesektor sind besonders Collars bzw. Swaps von Bedeutung, weshalb auf diese Ausgestaltungsmöglichkeiten näher eingegangen wird.

²³ vgl. Berg et al. 2004, S. 4

²⁴ vgl. ebenda, S. 6

1.2.3 Collars und Swaps

Collars entstehen aus der Kombination einer Put- und einer Call-Option und haben den Vorteil, dass je nach Ausgestaltung die Optionsprämie reduziert wird, beziehungsweise im Rahmen einer ‚Zero-cost Struktur‘ gänzlich wegfällt. Andererseits wird dafür vom Optionskäufer bei vorteilhaftem Wettergeschehen ein Teil des Gewinnpotentials aufgegeben.²⁵

Der Einsatz eines Collars ist besonders dann sinnvoll, wenn sich zwei Parteien mit entgegengesetztem Wetterrisiko absichern wollen. In diesem Fall erhält der Käufer²⁶ bei ungünstigem Wetter eine Zahlung, bei durchschnittlichen Wetterbedingungen erfolgt keine Zahlung, und bei günstigem Wetter muss er eine Zahlung an seinen Counterpart leisten, was jedoch für ihn im Kontext eines wetterbedingten guten Geschäftserfolges kein Problem darstellen sollte. Für den Verkäufer ist die Situation genau umgekehrt, das heißt im Prinzip wird bei einem Collar einfach ein Austausch von zukünftigen Zahlungsströmen, abhängig vom Wetter, vereinbart.²⁷

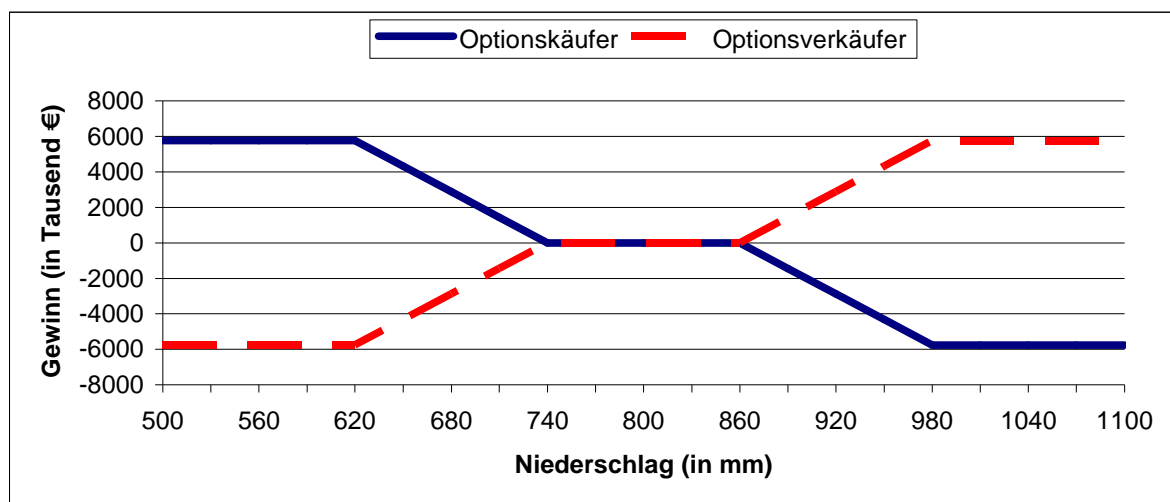


Abbildung 5: Niederschlag-Collar ohne Optionsprämie

Abbildung 5 zeigt die Auszahlungsstruktur eines Niederschlag-Collars, wie er zum Beispiel für die Absicherung von Wasserkraftwerken verwendet werden könnte. In Normaljahren mit einem Niederschlag zwischen 740 und 860 Millimeter erfolgt kein Austausch von Zahlungsströmen, während der Optionskäufer bei weniger als 740 Millimeter eine Auszahlung erhält. Dafür übernimmt er das Risiko, bei mehr als 860 Millimeter Niederschlag

²⁵ vgl. Chevalier et al. 2003, S. 9

²⁶ Die Einteilung in Käufer und Verkäufer trifft bei Collars und Swaps nicht in jedem Fall zu, da Käufer gleichzeitig auch Verkäufer sein können, vice versa, soll aber aus systematischen Gründen beibehalten werden.

²⁷ vgl. Dischel et al. 2002, S. 33

eine Zahlung leisten zu müssen. Auch bei Collars wird üblicherweise ein Cap zur Risikobegrenzung festgelegt, wie hier bei 5,8 Millionen Euro.

Swaps stellen eine Sonderform von Collars dar, bei der das untere und das obere Strike-Level identisch sind. Es kommt daher mit Ausnahme dieses gemeinsamen Strike-Levels (Swap Level) stets zu einer Zahlung aus der Transaktion. Aus diesem Grund sind Swaps bei End-Usern von Derivaten weniger gefragt, weil im Gegensatz zu Collars auch in Normaljahren Zahlungsströme ausgetauscht werden, ohne dass dies zur Risikoabsicherung nötig wäre. Im Börsenhandel stellen Swaps jedoch eine beliebte Ausgestaltungsmöglichkeit dar.²⁸

Die Höhe der Auszahlung aus einem Swap mit Auszahlungsobergrenze C ergibt sich für die Periode T_1, T_2 aus der positiven Differenz zwischen dem Wetterindex I und dem Strike Level X wie folgt:²⁹

$$\text{Auszahlung}_{\text{Swap}}(T_1, T_2) = \min(v \cdot |I_{(T_1, T_2)} - X|; C) \quad (6)$$

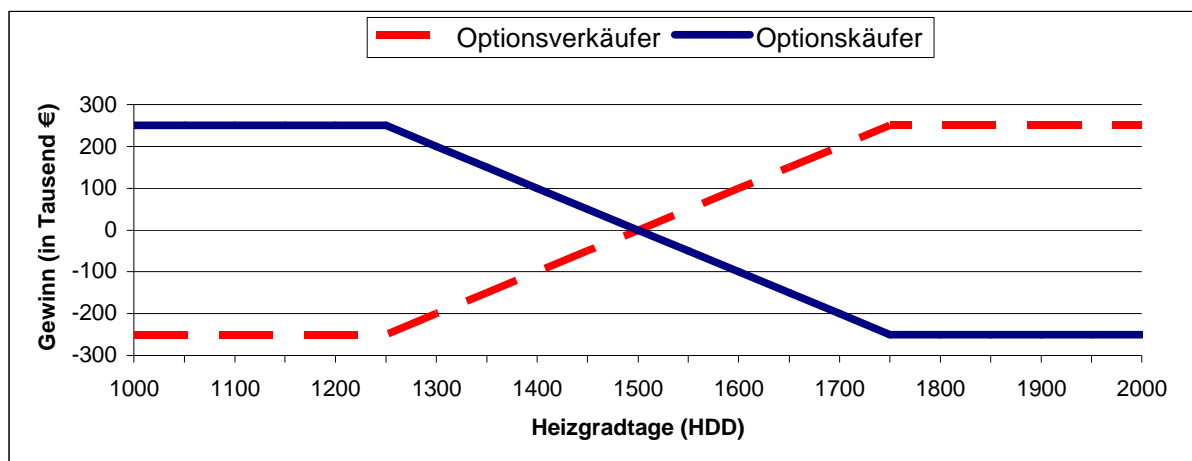


Abbildung 6: Heizgradtage-Swap

Der dargestellte Swap könnte beispielsweise zwischen Industriebetrieben (Verkäufer) und Fernwärme- bzw. Brennstofflieferanten (Käufer) abgeschlossen werden. In Jahren mit überdurchschnittlichen Heizgradtagen erzielt der Fernwärme- bzw. Brennstofflieferant höhere Umsätze, von denen der Industriebetrieb eine Auszahlung erhält, während in warmen Wintern der Industriebetrieb geringere Heizkosten hat, dafür aber eine Auszahlung leisten muss.

²⁸ vgl. Dischel et al. 2002, S. 33

²⁹ in Anlehnung an Heidorn et al. 2005, S. 10

1.3 Bewertung von Wetterderivaten

Um die Höhe der Optionsprämie bestimmen zu können, muss eine Bewertung des Derivats durchgeführt werden und der zugrunde liegende Wetterindex modelliert beziehungsweise eine Verteilungsannahme getroffen werden. Dieser Prozess der Preisfindung stellt einen kritischen Punkt bei der Anwendung von Wetterderivaten dar. Von der jeweils angewandten Berechnungsmethodik hängt es ab, ob sich Käufer und Verkäufer letztendlich auf einen von beiden akzeptierten Optionspreis einigen können.

Dies wird jedoch dadurch erschwert, dass von den Marktteilnehmern derzeit eine Vielzahl an Bewertungsmethoden mit sehr unterschiedlichem Detaillierungsgrad angewandt wird. Diese reichen von einfachen versicherungsmathematischen Verfahren bis zu hochkomplexen kapitalmarkttheoretischen Modellen.³⁰

1.3.1 Versicherungsmathematische Modelle

Bei versicherungsmathematischen Modellen wird der sogenannte faire Preis mittels der Analyse von historischen Daten bestimmt. Dabei entspricht der faire Preis F_0 des Derivats den um den Diskontierungsfaktor e^{-rt} abgezinsten erwarteten Rückflüssen $E(D_T)$ zum Zeitpunkt T , plus einer Risikoprämie π , sofern Risikoaversion vorliegt:³¹

$$F_0 = e^{-rt} \cdot E(D_T) + \pi \quad (7)$$

Die einfachste und schnellste Methode zur Preisbestimmung stellt dabei die Burn-Rate Methode, auch Burn-Analysis genannt, dar. Bei dieser Methode wird eine Zeitreihe historischer Wetterdaten bereinigt, in einen geeigneten Wetterindex transformiert und die hypothetische Auszahlung für jede Periode berechnet. Die faire Prämie ergibt sich aus der ermittelten durchschnittlichen Auszahlung, diskontiert auf den Bewertungszeitpunkt.³²

Die mit Hilfe der Burn-Analysis errechneten Preise können jedoch sehr ungenau sein und variieren. Dies ist insbesondere von der Länge der verwendeten Datenreihe sowie der Form der Miteinbeziehung von Trends abhängig. Bei kurzen Zeitreihen besteht das Problem, dass einzelne Ereignisse stark verzerrend wirken können und selten auftretende Extremereignisse

³⁰ vgl. Jewson 2005

³¹ vgl. Mußhoff et al. 2004, S. 7

³² vgl. Nelken 2000, S. 4

nicht entsprechend enthalten sind. Lange Zeitreihen hingegen berücksichtigen oft aktuelle Trends nur ungenügend und sind auch aufwändiger zu bearbeiten.³³

In der Praxis werden einfachheitshalber meist kürzere Zeitreihen von in etwa 10 Jahren verwendet, aber auch die Heranziehung von 30 Jahren und mehr kann vorkommen.³⁴ Backteststudien zeigen, dass die optimale Länge bei Verwendung einer linearen Trendfunktion für einen Großteil der Wetterstationen 15 bis 25 Jahre beträgt.³⁵

1.3.2 Kritische Annahmen bei der Burn-Analysis

Wie sehr sich die Festlegung der Datenreihenlänge sowie die Interpretation des Trends auf die Optionsbewertung auswirkt, soll anhand der für Graz berechneten Heizgradtage gezeigt werden. Die Temperaturdaten der Station Graz-Flughafen wurden dabei mit Hilfe von Formel (1) transformiert und jeweils für die Periode vom 1. Oktober bis zum 30. März kumuliert. Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung im Zeitverlauf und dazu den 30-jährigen linearen Trend:

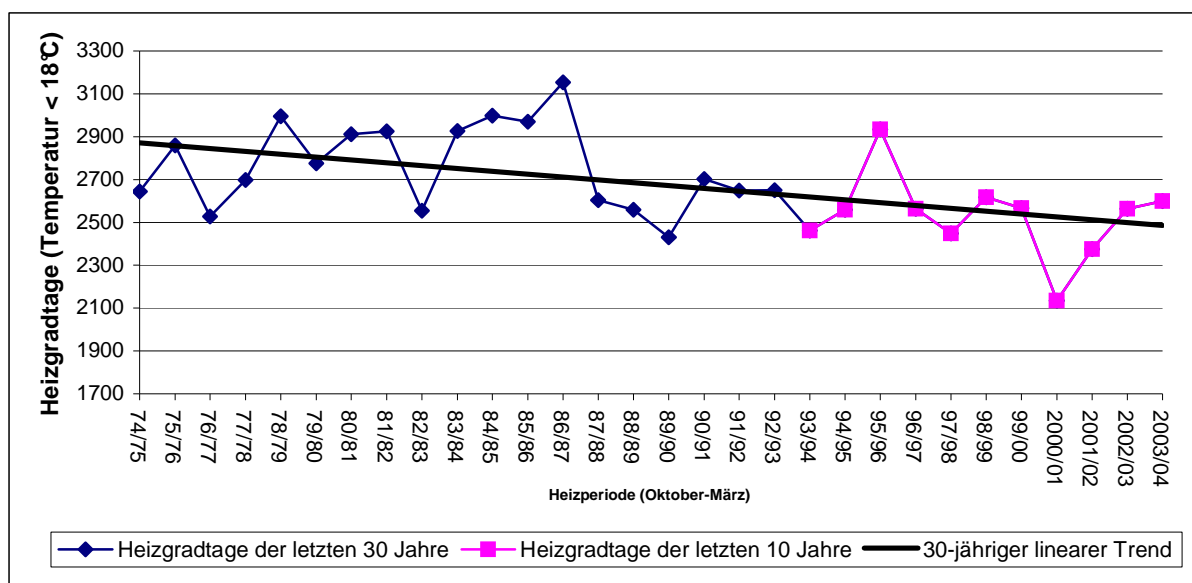


Abbildung 7: Entwicklung der Heizgradtage an der Station Graz Flughafen 1974-2003 (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik 2005)

Im Zeitverlauf lässt sich an der Messstation eindeutig eine Abnahme der Heizgradtage in den Wintermonaten Oktober bis März feststellen. Der lineare Trend weist einen Rückgang von

³³ vgl. Mußhoff et al. 2004, S. 12

³⁴ vgl. Jewson 2005, sowie Dischel et al. 2002, S. 26 und 38

³⁵ vgl. Brix et al. 2002, S. 134

exakt 400 HDD innerhalb dieser 30 Jahre auf, das entspricht bei durchschnittlich 182 Tagen mit weniger als 18 Grad einer Erwärmung von mehr als 2 Grad Celsius pro Wintertag.

Dieser Trend der Station Graz-Flughafen stimmt im Wesentlichen mit der in der Südoststeiermark in der Periode 1961-2004 beobachteten Temperaturerhöhung überein. Das Jahresmittel der Lufttemperatur stieg in der Region in diesem Zeitraum um 2,41 Grad Celsius, wobei der Anstieg an der Station Graz-Flughafen mit 3,23 Grad Celsius deutlich höher ausfiel als bei den übrigen beobachteten Stationen³⁶. Ursachen für diesen stärkeren Anstieg könnten beispielsweise Urbanisierungstendenzen in der Umgebung der Messstation sein (Wärmeinseleffekt).³⁷

Tabelle 2 zeigt die möglichen Erwartungswerte eines Heizgradtag-Indexes für Graz-Flughafen bei Betrachtung verschiedener Zeiträume sowohl ohne Trend (entspricht dem arithmetischen Mittel) als auch unter Berücksichtigung der für das jeweilige Intervall errechneten linearen Trends. Die linearen Trends wurden mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate berechnet.

Tabelle 2: Erwartungswert für den Winter 2004/05 in Abhängigkeit von der Referenzperiode

Betrachteter Zeitraum	Heizgradtage Mittelwert	Trendfunktion	Erwartungswert aus Trend
10 Jahre	2536	$y = -25,29x + 2675,1$	2396
15 Jahre	2550	$y = -11,22x + 2640$	2460
20 Jahre	2627	$y = -23,91x + 2878$	2375
25 Jahre	2665	$y = -19,65x + 2920,8$	2409
30 Jahre	2678	$y = -13,33x + 2885,2$	2471

Die Berechnungen bestätigen den entscheidenden Einfluss der Wahl der Datenreihenlänge beziehungsweise der Trendmitteinbeziehung auf das Ergebnis der Burn-Analysis. Aufgrund des eindeutigen Trends zur Erwärmung hat das Mittel der jeweils betrachteten Periode keine Aussagekraft zur Prognose zukünftiger Winter. Je länger die betrachtete Periode ist, desto mehr trifft diese Aussage zu. Das 30jährige Mittel der Periode 1974-2004 wurde beispielsweise seit dem Jahr 1991 nur einmal unterschritten.

³⁶ vgl. Kabas 2005, S. 104

³⁷ vgl. dazu Nelken 2000, S. 4

Auch bei Miteinbeziehung des Erwärmungstrends kommt es je nach Länge des betrachteten Zeitraums zu Abweichungen der Prognose um fast 100 Heizgradtage. Deutlich höhere Prognosen ergeben sich bei Intervallen von 15 und 30 Jahren (2460 bzw. 2471 HDD), während bei Intervallen von 10, 20 und 25 Jahren der Erwartungswert geringer ist (2396, 2375 bzw. 2409 HDD).

Um Fehleinschätzungen zu verringern, die durch die Verwendung linearer Trendfunktionen entstehen, kann überprüft werden, ob nicht-lineare, also exponentielle, logarithmische oder quadratische Funktionen den Trend besser beschreiben. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, zur Extrapolation nicht-parametrische Verfahren wie zum Beispiel die Loess-Methode zu verwenden.³⁸

1.3.3 Probleme bei der Dateninterpretation

Weiters wird anhand der Datenreihe aus Abbildung 7 ein klassisches Problem der Dateninterpretation für Wetterabsicherungen sehr gut erkennbar. Betrachtet man die Messstation Graz-Flughafen isoliert, so könnte man durchaus zum Schluss kommen, dass zwischen den Wintern 86/87 und 87/88 eine Diskontinuität der Messreihe vorliegt. Mögliche Ursachen könnten beispielsweise Änderungen des Standorts, der Messtechnik, des Betreibers oder der Standortumgebung (neue Gebäude etc.) sein³⁹. Eine Teilung der Datenreihe aus Abbildung 7 lässt optisch tatsächlich eine Diskrepanz zwischen den Wintern vor 1986/87 und den nachfolgenden Wintern erkennen:

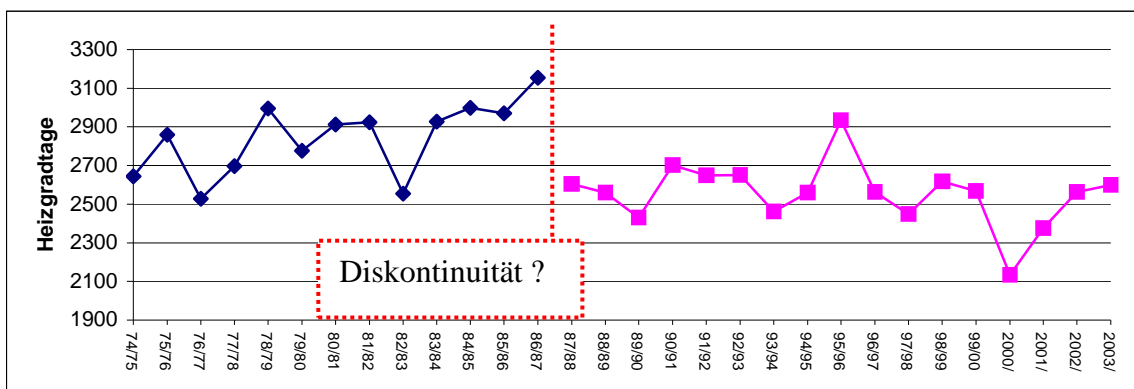


Abbildung 8: Vermutung einer Diskontinuität in der Messreihe

³⁸ vgl. Brix et al. 2002, S. 132 f

³⁹ vgl. dazu Boissonnade et al. 2002, S. 82

Ein Vergleich der Daten mit jenen der Station Graz-Universität zeigt jedoch, dass es sich hierbei nicht um eine Diskontinuität der Messreihe handelt, sondern die Täuschung vielmehr durch vier aufeinander folgende kalte Winter in Folge (83/84 bis 86/87) mit einem Rekordwinter (86/87) als Höhepunkt, entsteht. Problematischerweise stehen aber in der Praxis solche Kontrolldaten häufig aus Kostengründen⁴⁰ nicht zur Verfügung.

1.3.4 Parametrische Schätzung der Verteilung des Wetterindex

Während bei der Burn-Analysis direkt die historische Verteilung des Wetterindex zur Bewertung des Derivats zum Verfallszeitpunkt dient, wird bei parametrischen Verfahren eine geeignete Verteilungsfunktion zur Abbildung der historischen Indexwerte geschätzt. Dies ermöglicht auch eine Extrapolation von Ereignissen, die in der betrachteten Periode nicht aufgetreten sind, wie zum Beispiel selten auftretende Extremereignisse.⁴¹

Je nach Wetterindex kann die Eignung verschiedener Verteilungsfunktionen mit Hilfe von Testverfahren wie dem Chi-Quadrat-Test, Shapiro-Wilks-Test, Kolmogorov-Smirnov-Test oder Anderson-Darling-Test überprüft werden. Bei Temperaturindices empfiehlt sich in vielen Fällen die Annahme einer Normalverteilung, beziehungsweise logarithmischen Normalverteilung, bei besonderem Fokus auf Extremwerte können auch Poisson- und Binomialverteilungen Sinn machen.⁴² Bei Niederschlagsindices können die Weibull- und die Erlangverteilung alternativ zur Normalverteilung eingesetzt werden, erstere ist auch bei der Modellierung der Verteilung von Windgeschwindigkeiten von Relevanz.⁴³

1.3.5 Modellierung des Wetterindex

Um eine exaktere Preisfeststellung zu ermöglichen, wurde in den letzten Jahren eine Reihe an komplexen stochastischen Modellen entwickelt, wobei die meisten dieser Modelle ausschließlich auf die Bewertung von Temperaturderivaten abzielen. Gegenüber Verteilungsschätzungen haben diese stochastischen Modelle den Vorteil, dass neben den Charakteristika des Temperaturprozesses auch andere Parameter wie Wettervorhersagen miteinbezogen werden können, und sie als Grundlage für kapitalmarkttheoretische

⁴⁰ vgl. dazu Kapitel 2.3

⁴¹ vgl. Mußhoff et al. 2004, S. 12

⁴² vgl. Brix et al. 2002, S. 135 ff

⁴³ vgl. Mußhoff et al. 2005, S. 7

Gleichgewichts- bzw. Arbitragemodelle verwendet werden können. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen der ‚Daily Simulation Method‘ und der ‚Index Value Simulation Method‘.⁴⁴

Bei der ‚Daily Simulation Method‘ wird die stochastische Entwicklung der Tagestemperatur modelliert, indem der Temperaturverlauf in eine deterministische Komponente (Trends, Drifts, saisonale Komponenten) und eine stochastische Zufallskomponente unterteilt wird. Die Ermittlung des Erwartungswertes erfolgt mithilfe der Simulation einer großen Anzahl an Temperaturpfaden, zum Beispiel im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation.⁴⁵

Vorteile dieser Methode sind einerseits eine hohe Schätzgenauigkeit, bedingt durch eine wegen der Verwendung von Tageswerten großen Datenbasis (beispielsweise bei 10 Jahren 3650 Beobachtungswerte) und andererseits ein beliebiger Einsatz für verschiedene Intervalle, sobald der Prozess erst einmal geschätzt ist.⁴⁶

Bei der ‚Index Value Simulation Method‘ erfolgt hingegen eine Modellierung der Stochastik zum Verfallszeitpunkt. Auch bei dieser Methode wird eine große Anzahl an Pfaden simuliert (z.B. 50.000), allerdings muss für jede Transaktion aufgrund der Veränderung des Intervalls und des Verfallszeitpunktes eine eigene Simulation durchgeführt werden.⁴⁷

Wegen des hohen Kosten- und Zeitaufwands bei der Implementierung dieser Modelle werden in der Praxis aber weiterhin zum Großteil die Burn-Analysis beziehungsweise Verteilungsschätzungen verwendet.⁴⁸ Besonders bei Nicht-Temperatur-Indices stehen die Bemühungen, verlässliche Simulationsmodelle zu entwickeln, noch ganz am Anfang.

1.3.6 Kapitalmarkttheoretische Modelle

Bei kapitalmarkttheoretischen Modellen werden wie bei klassischen Optionsbewertungen Gleichgewichtüberlegungen oder No-Arbitrage-Ansätze verwendet, um durch eine Modellierung des Wetterderivatemarktes eine Bewertung durchzuführen. Weil aber das Bezugsobjekt Wetter nicht handelbar ist, was Voraussetzung dieser Ansätze ist, muss alternativ dazu eine Quantifizierung des Marktpreises für Wetterrisiko erfolgen. Dazu besteht

⁴⁴ vgl. Chevalier et al. 2003, S. 14

⁴⁵ vgl. Schirm 2001, S. 24 f

⁴⁶ vgl. Mußhoff et al. 2004, S. 11

⁴⁷ vgl. ebenda, S. 11

⁴⁸ vgl. Chevalier et al. 2003, S. 14

die Notwendigkeit diesen Marktpreis implizit aus den Preisnotierungen der bereits am Markt gehandelten Wetterderivate abzuleiten.⁴⁹

Folglich hängt die Anwendbarkeit dieser Modelle von der Liquidität des Marktes für Wetterderivate ab. Diese ist zurzeit - wenn überhaupt - nur für den am weitest entwickelten börsennotierten Handel mit Temperaturderivaten gegeben⁵⁰. Daher ist ungewiss, ob sich für andere Wetterindices jemals ein für kapitalmarkttheoretische Modelle ausreichend liquider Markt entwickeln wird. Einem liquiden OTC-Markt steht außerdem entgegen, dass die vereinbarten Optionsprämien von den Marktteilnehmern in der Regel nicht veröffentlicht werden.

Weil aber gerade für den Bereich Erneuerbarer Energien nicht-temperatur-basierende Derivate sowie der OTC-Markt von Bedeutung sind, soll im Rahmen dieser Arbeit nicht näher auf in der Literatur intensiv diskutierte Ansätze, wie diese Liquiditätsprämisse umgangen werden kann, eingegangen werden.

1.4 Weitere Möglichkeiten der Wetterrisikoabsicherung

Neben Wetterderivaten haben in letzter Zeit auch andere alternative Möglichkeiten der Wetterrisikoabsicherung an Bedeutung gewonnen. Auf die wichtigsten Entwicklungen wird hier kurz eingegangen:

1.4.1 Weather Normalisation

Bei diesem, in den Vereinigten Staaten bereits verbreitet eingesetzten Verfahren, verrechnen Energieversorgungsunternehmen, im speziellen Gasversorger, ihren Kunden temperaturabhängige Preise. In einem überdurchschnittlich kalten Winter, indem normalerweise mehr Gas verbraucht wird, erhalten die Kunden einen Rabatt, in milderer Wintern mit weniger Verbrauch müssen sie einen Zuschlag zahlen. Damit soll eine Stabilisierung der Kosten der Kunden, sowie der Erlöse der Energieversorger bezweckt werden. Als problematisch erweist sich allerdings, dass durch „weather normalisation“ die

⁴⁹ vgl. Mußhoff et al. 2005, S. 7

⁵⁰ vgl. Jewson 2005

Auswirkungen von Energiesparmaßnahmen nicht unmittelbar auf der Rechnung ersichtlich sind, und somit weniger Anreize für Effizienzsteigerungen vorhanden sind.⁵¹

1.4.2 Weather linked bonds (Wetteranleihen)

Bei Wetteranleihen werden Zinszahlungen sowie - wenn vereinbart - auch die Rückzahlung der Nominale, von einem Wetterindex abhängig gemacht. Damit können Investitionen, deren Rückflüsse ein Wetterrisiko ausweisen, abgesichert werden. Es besteht aber auch die Möglichkeit, mit diesem Instrument (Rück)Versicherungen gegen hohe wetterbedingte Schadenersatzansprüche abzusichern.⁵²

Dieses Modell wurde unter anderem auch schon zur Absicherung des Wetterrisikos eines Windparkbetreibers eingesetzt. Dabei wurde eine Kreditzinsensenkung in jenen Jahren vereinbart, in denen der Ertrag aus der Energieproduktion weniger als 80 Prozent eines Durchschnittsjahres beträgt.⁵³

1.4.3 Digital Options (Digitale Optionen)

Diese Form der Absicherung basiert auf dem Prinzip von Wetterderivaten, weist jedoch Unterschiede in der Auszahlungsstruktur auf. Während bei Wetterderivaten ein Wetterindex als Basis verwendet wird, zählt bei ‚digital options‘ die Anzahl der Überschreitung kritischer Ereignisse, bei denen wetterbedingte Geschäftseinbußen entstehen. Ursprünglich für Energieversorger konstruiert, die bei bestimmten Wetterlagen kostenintensive Kraftwerke zuschalten müssen, sind viele Anwendungsgebiete möglich, wie beispielsweise wetterabhängige Veranstaltungen, Frostabsicherungen, die Bauwirtschaft etc.⁵⁴

⁵¹ vgl. Foster 2003

⁵² vgl. Müller et al. 1999, S. 12

⁵³ vgl. Münchner Rück 2004, S. 49

⁵⁴ vgl. Dischel et al. 2002, S. 35 f

2 Der Wetterderivatemarkt

In der bestehenden Literatur zum Thema Wetterderivate finden sich häufig Hinweise darauf, dass aus Sicht der Autoren bei der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien aufgrund der hohen Wetterabhängigkeit ein großes Potential für den Einsatz von Wetterderivaten besteht.⁵⁵ Allerdings scheint dieser Anwendungsbereich derzeit aus mehreren Gründen, welche im Rahmen dieser Arbeit genauer erörtert werden, nur eine marginale Rolle zu spielen.

Ziel dieses Kapitels neben einem Überblick über die weltweite Entwicklung des Wetterderivatemarktes, vor allem die bisherigen Erfahrungen mit Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien zu analysieren, sowie Markthemmnisse aufzuzeigen.

2.1 Überblick über den weltweiten Markt für Wetterderivate

2.1.1 Der Nominalwert

Als Maß für die Größe von Transaktionen wird der Nominalwert verwendet. Dieser wird für die von der Weather Risk Management Association (WRMA) beauftragte, jährliche Untersuchung des weltweiten Wetterderivatemarktes von PricewaterhouseCoopers (PwC) je nach Vorhandensein einer Zahlungsobergrenze wie folgt ermittelt.⁵⁶

- Der Nominalwert einer Transaktion ergibt sich für einen Swap-Kontrakt bei Vorliegen einer Zahlungsobergrenze aus der Summe der maximal möglichen Auszahlung an ein Unternehmen und der maximal möglichen Auszahlung an die jeweilige Gegenpartei.
- Wurden keine Zahlungsobergrenzen festgelegt, so entspricht die Höhe des Nominalwertes dem mit Hilfe eines geeigneten Wetterindex ermittelten, maximalen Verlust, der in den letzten 25 Jahren aufgetreten wäre.
- Sofern dies nicht möglich ist, ist die Höhe des Nominalwertes von beiden Vertragsparteien zu vereinbaren.

⁵⁵ Derartige Hinweise finden sich beispielsweise bei Münchner Rück 2004, S. 49; Gilbert et al. 2004; Holtaway 2005; Leroy 2004, S. 2f; Saunderson 2004.

⁵⁶ vgl. PricewaterhouseCoopers 2006

2.1.2 Entwicklung des Marktes

Der weltweite Handel mit Wetterderivaten erreichte im Zeitraum April 2005 bis März 2006 bereits einen Nominalwert von 45,2 Milliarden US-Dollar, im Vergleich zu 9,7 Milliarden Dollar im Jahr davor. Diese explosionsartige Steigerung ist auf eine Verachtfachung des Handelsvolumens an der Chicago Mercantile Exchange (CME) zurückzuführen, während der Over-the-Counter-Handel (OTC) deutlich zurückging. Dessen Volumen war im Zeitraum April 2005 bis März 2006 sogar niedriger als in den vorangegangenen fünf Jahren.⁵⁷

Als Hauptgrund für das enorme Wachstum der Volumina an der CME wird der Einstieg von Hedgefonds und anderen Finanzunternehmen in den Markt gesehen. Die dadurch erhöhte Liquidität des Marktes wirkt sich wiederum positiv auf Firmen aus, die ihr Wetterrisiko absichern möchten, da ihnen mehr ‚Counterparties‘ zur Verfügung stehen. Des Weiteren erfolgte eine Absenkung der Tick Size von 100 auf 20 US-Dollar, wodurch auch kleinere Volumen gehandelt werden können, sowie die Einführung zahlreicher neuer Produkte.⁵⁸

So werden an der CME mittlerweile nicht nur Optionen und Futures für 18 US-amerikanische Städte angeboten, sondern auch für neun europäische Städte (Amsterdam, Barcelona, Berlin, Essen, London, Madrid, Paris, Rom und Stockholm), und seit 26. Juli 2006 ebenfalls für zwei asiatische Städte (Tokio und Osaka).⁵⁹

Neben dem Börsenhandel an der CME sind die Vereinigten Staaten auch der Handelsplatz mit dem höchsten Anteil am OTC-Handel. Rund die Hälfte der Kontrakte entfielen in der Periode 2005/2006 auf die Vereinigten Staaten, fast ein Drittel auf Asien und der Rest auf Europa, wobei der asiatische Markt im Gegensatz zum europäischen und amerikanischen OTC-Markt deutlich wuchs.⁶⁰

Der Energiesektor nahm bei der Entwicklung des Wetterderivatemarktes traditionell eine dominante Rolle ein. Das erste Wetterderivat wurde 1997 im Energiesektor abgeschlossen, und die meisten End-User sind nach wie vor Energieunternehmen, wie folgende Abbildung illustriert:

⁵⁷ vgl. PricewaterhouseCoopers 2006

⁵⁸ vgl. Holtaway 2005

⁵⁹ vgl. <http://www.cme.com/trading/prd/weather/index14270.html> (Stand: 4.7.2006)

⁶⁰ vgl. PricewaterhouseCoopers 2006

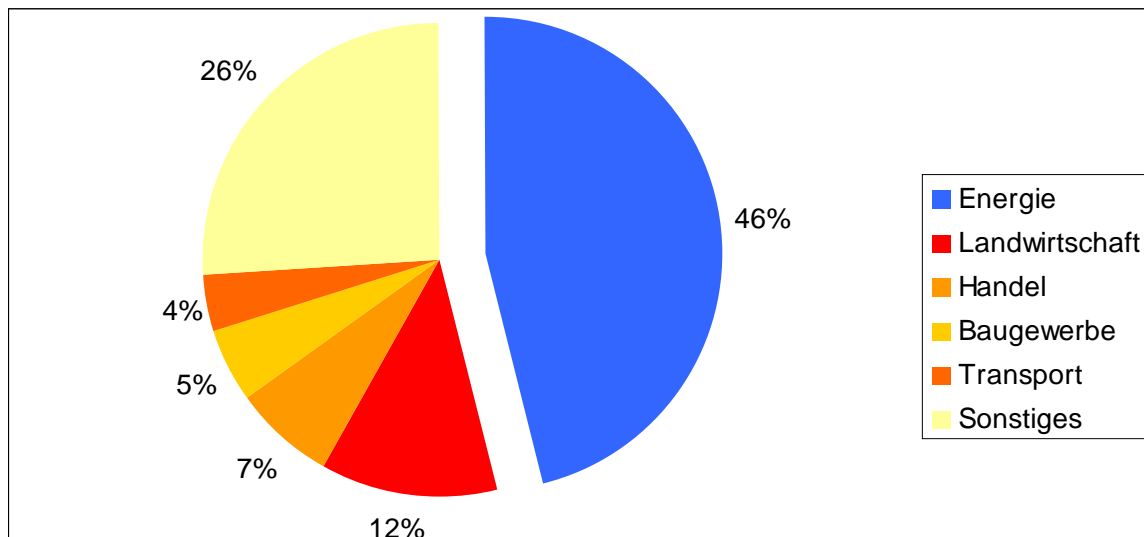


Abbildung 9: Verteilung der Nachfrage nach Wetterrisiko-Instrumenten nach potentiellen End-Usern (Quelle: PricewaterhouseCoopers 2006)

Derzeit wird der Markt von Temperaturderivaten dominiert. Bei 72 Prozent der ‚Over the Counter‘ abgeschlossenen Verträge wurden Temperaturindices als Basisvariable verwendet, diese hatten jedoch einen Anteil von 90 Prozent am gesamten Nominalwert (davon 29 Prozent HDD, 14 Prozent CDD, 47 Prozent andere Temperaturindices). Unter Einbeziehung der an der CME gehandelten Kontrakte ergibt sich sogar ein Anteil am Nominalwert von 99 Prozent (davon HDD 79 Prozent, CDD 18 Prozent).⁶¹

Allerdings wird mit einer Zunahme der Bedeutung von nicht-temperatur-basierenden Indices gerechnet. Niederschlagsderivaten wird ein hohes Potential vor allem in den Sektoren Landwirtschaft und Wasserkraft vorhergesagt, weil in diesen Sektoren durch die Kürzung von staatlichen Subventionen beziehungsweise die Liberalisierung der Strommärkte ein stärker werdendes Bewusstsein für Wetterrisikomanagement erwartet wird.⁶² Des Weiteren werden Frostkontrakte, und seit 26.2.2006 auch Schneederivate, bereits börsennotiert an der CME gehandelt, dementsprechend wird auch hier mit einem Anstieg des Volumens gerechnet.⁶³

2.1.3 Marktteilnehmer

Beim Handel mit Wetterderivaten kann zwischen Transaktionen, die überwiegend der Absicherung (Hedging) von Wetterrisiken dienen, und spekulativen Transaktionen

⁶¹ vgl. PricewaterhouseCoopers 2006

⁶² vgl. Holtaway 2005

⁶³ vgl. Gajo 2006, S. 120

unterschieden werden. Während zu Absicherungszwecken grundsätzlich längerfristige Strukturen wie saisonale, halb-, ein- und mehrjährige Kontrakte eingesetzt werden, liegt die Laufzeit von spekulativen Transaktionen größtenteils unter 45 Tagen.⁶⁴

Weiters ist eine Differenzierung zwischen dem Primärmarkt und dem Sekundärmarkt notwendig. Auf dem Primärmarkt werden von End-Usern Wetterrisiken, die in ihrem ursprünglichen Geschäft entstehen, an Anbieter von Wetterderivaten weitergegeben. Auf dem Sekundärmarkt versuchen Händler, Handelshäuser und Investoren möglichst Gegenpositionen für ihre Risiken zu finden sowie durch den Handel mit Wetterderivaten Handels- und Arbitragegewinne zu erzielen.⁶⁵

Der einzige Bereich, in dem sich bisher ein relativ liquider Sekundärmarkt entwickelt hat, ist der Markt für Temperaturderivate in den USA. Neben den End-Usern beteiligen sich Broker, Handelshäuser, Banken, Versicherungen, Rückversicherungen, Energiehändler, Hedge Funds, Investment Funds und weitere Investoren am Marktgeschehen.⁶⁶

In Europa hingegen, und hier vor allem bei Nicht-Temperatur-Indices, gleicht der Wetterderivatemarkt eher einem Versicherungsmarkt. Weil ein Tausch der Risiken auf dem Sekundärmarkt aufgrund der individuellen Vertragsausgestaltungen nicht möglich ist, beschränkt sich der Markt in der Regel auf die Weitergabe von Wetterrisiken der End-User an Unternehmen, welche eine Risikodiversifikation anstreben. Die meisten in Europa aktiven Unternehmen sind dementsprechend Rückversicherungen, Banken und Investmentbanken.⁶⁷

2.2 Der Wetterderivatemarkt im Bereich Erneuerbarer Energien

In der Folge wird für den Bereich Erneuerbarer Energien anhand einer Analyse bereits erfolgter Transaktionen festgestellt, wer die relevanten Stakeholder sind, welche Strukturen gewählt wurden, welche Wetterindices verwendet wurden, und wie hoch die Transaktionsvolumen waren. Dazu erfolgt vorerst eine Abgrenzung, welche Technologien, die unter dem Begriff Erneuerbare Energien fallen, im Rahmen dieser Arbeit näher betrachtet werden. Außerdem wird ein Überblick darüber gegeben werden, in welchem Ausmaß diese Technologien bereits eingesetzt werden.

⁶⁴ vgl. Holtaway 2005

⁶⁵ vgl. Müller et al. 1999, S. 23

⁶⁶ vgl. Holtaway 2005

⁶⁷ vgl. Heidorn et al. 2005, S. 17

2.2.1 Abgrenzung des Begriffs ‚Erneuerbare Energien‘

Unter dem Begriff ‚Erneuerbare Energien‘ bzw. ‚Regenerative Energien‘ versteht man allgemein die Energieerzeugung bzw. -bereitstellung aus Wasserkraft, Solarthermischer Energie und Photovoltaik, Windkraft, Gezeiten-, Wellen- und Meeresströmungsenergie, Geothermie, Biomasse, Biogas, Biokraftstoffen und Abfallenergie.⁶⁸

Die Anwendung von Wetterderivaten zur Absicherung von Produktionsrisiken scheint bei Wind-, Wasserkraft und Photovoltaik am sinnvollsten zu sein, da bei diesen Formen der Energieerzeugung ein direkter Zusammenhang zwischen Wetterindices und Produktionsmenge hergestellt werden kann. Zwar besteht auch bei der Nutzung von Biomasse zur Energieerzeugung für den Produzenten ein Wetterrisiko, allerdings gibt es in diesem Bereich wesentlich mehr nicht-meteorologische Einflussfaktoren auf die Produktionsmenge, teilweise sind auch mehrjährige Wettervariabilitäten von Bedeutung, die sich nicht unmittelbar auf das Betriebsergebnis auswirken. Bei der Nutzung der Geothermie ist scheinbar keine kurzfristige Wettersensibilität gegeben.

Dementsprechend liegt in dieser Arbeit der Fokus auf die Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik und es wird nicht näher auf potentielle weitere Einsatzmöglichkeiten im Bereich Erneuerbarer Energien, beispielsweise durch den Einsatz von Landwirtschaftsderivaten bei Biomasse, eingegangen. Weiters wird in einigen Kapiteln zwischen Groß- und Kleinwasserkraft unterschieden, wobei diese Unterscheidung anhand des im Ökostromgesetz verankerten Grenzwertes von zehn Megawatt Engpasseleistung erfolgt⁶⁹.

2.2.2 Marktpotentiale im Bereich Erneuerbarer Energien

Sieht man von den vielfältigen möglichen Hinderungsgründen für den Einsatz von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien ab, wie beispielsweise politische Rahmenbedingungen, fehlendes Bewusstsein für Risikomanagement, Unternehmensgrößen, Zugang zum Markt etc., so hängt die potentielle Marktgröße in erster Linie von der installierten Kapazität ab. Von der 2004 weltweit insgesamt installierten Stromerzeugungskapazität von 3800 Gigawatt fielen 833 Gigawatt auf Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik, dies entspricht 22 Prozent. Wie in Tabelle 3 ersichtlich, besteht im Bereich Wasserkraft das absolut größte Potential, allerdings weisen die hohen jährlichen

⁶⁸ vgl. Graf 2003, S. II-3

⁶⁹ vgl. dazu Ökostrom-Gesetz Novelle 2006, § 5 (1) 16

Zuwachsraten bei Windkraft und Photovoltaik auf die zukünftige Bedeutung dieser Branchen hin.⁷⁰

Tabelle 3: Installierte Stromerzeugungskapazität im Bereich Erneuerbarer Energien 2004 (Quellen: REN21 2006, S. 3, beziehungsweise Eurostat 2006)

	weltweit installierte Kapazität (GW)	Ø jährliche Zuwachsrate 2000-2004	EU-25 (GW)	Österreich (GW)
Großwasserkraft	720	2 %	128	12
Kleinwasserkraft	61	7 %	34	0,6
Windkraft	48	28 %	< 1,3	k. A.
Photovoltaik netzgekoppelt	1,8	60 %		
Photovoltaik netzunabhängig	2,2	17 %		

Die Größenordnung der Kapazitäten stimmt grundsätzlich mit der Entwicklung des Wetterderivatemarktes im Bereich Erneuerbarer Energien überein. Einerseits wurde im Bereich Wasserkraft als erstes ein Wetterderivat angewendet und die Nachfrage ist hier am höchsten, während bei Photovoltaik noch kein Fall einer Absicherung bekannt ist. Andererseits spiegelt sich auch die relative Bedeutung der Erzeugungskapazitäten in der Europäischen Union wieder. So fand die Anwendung von Wasserkraftderivaten bisher überwiegend außerhalb der Europäischen Union statt (16 Prozent der weltweiten Kapazität), während der Schwerpunkt bei Windderivaten bisher in der Europäischen Union lag (71 Prozent der weltweiten Kapazität).

Nachfolgend wird nun näher auf die bisherigen Erfahrungen mit Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien eingegangen. Dabei besteht grundsätzlich das Problem, dass der Abschluss von Wetterderivaten in diesem Bereich ausschließlich ‚Over the Counter‘ stattfindet und die Vereinbarungen von den Vertragsparteien vielfach nicht veröffentlicht werden, wodurch der tatsächliche Umfang des Wetterderivatemarktes im Bereich Erneuerbarer Energien unbekannt ist. Aus diesem Grund wurde für folgenden Überblick über die Marktentwicklung neben den wenigen in der Literatur beschriebenen Erfahrungen vielfach auf die Einschätzungen der Marktteilnehmer zurückgegriffen.

⁷⁰ vgl. REN21 2006, S. 7f

2.2.3 Erfahrungen im Bereich Wasserkraft

Der erste bekannte Fall eines Niederschlagderivats stellte eine im Jahr 2000 vom Sacramento Municipal Utility District (SMUD) mit mehreren Anbietern abgeschlossene Absicherung dar. Es handelte sich dabei um einen kostenlosen Collar mit einem geschätzten Nominalwert von 100 Millionen US-Dollar zur Absicherung der Elektrizitätsproduktion der Laufkraftwerke am American River. Als Index wurde die Niederschlagsmessung an einer einzigen Messstation herangezogen, um jedoch eine Manipulation dieser zu vermeiden, wurden von den Anbietern des Hedges Videokameras installiert sowie in der Nähe der Station mehrere automatische Kontrollstationen aufgestellt.⁷¹

Bewerkenswert an dem Deal ist insbesondere, dass es sich bei SMUD um einen öffentlichen Versorger handelt, und zwar deshalb, weil öffentlichen Versorgern in vielen Fällen weniger bezüglich Risikomanagementkompetenz zugetraut wird als privaten Unternehmen. Auch ist zu erwähnen, dass die abgesicherten Kraftwerke mit 1800 Gigawattstunden in einem hydrologischem Normaljahr nur 20 Prozent der verkauften Strommenge der SMUD produzieren, es wurde mit dem Derivat also nur ein Teil des Wetterrisikos abgesichert.⁷²

Nach dem Bekanntwerden dieser Transaktion schien in den Vereinigten Staaten ein regelrechter Wettlauf um die Absicherung weiterer Wasserkraftbetreiber einzusetzen. Mehrere Anbieter von Wetterderivaten versuchten geeignete Bündel von Niederschlagsstationen zu finden, mit denen das Trockenheitsrisiko der Betreiber am besten dargestellt werden konnte. Es wurde auch versucht, die Einflüsse von Schneeschmelze und Speicherverhalten auf die Durchflussrate der betreffenden Flüsse zu modellieren, um Durchflussderivate anbieten zu können. Wie viele Abschlüsse allerdings aus diesen Bemühungen tatsächlich resultierten, ist unbekannt.⁷³

Fest steht, dass einigen Elektrizitätsunternehmen viel daran liegt, Informationen über abgeschlossene Wetterderivate nicht der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Ein Beispiel für derartige Verschwiegenheit stellt ein zwischen den nordwest-amerikanischen Firmen PacifiCorp und Aquila Risk Management Corporation abgeschlossener Collar dar, bei dem als Basisvariable die Durchflussmengen von fünf Flüssen verwendet wurden. Die Existenz dieses

⁷¹ vgl. Ruck 2002, S. 50

⁷² vgl. <http://www.smud.org/about/power/index.html> (Stand 8.6.2006)

⁷³ vgl. Ruck 2002, S. 51

mehrjährigen, bis September 2006 abgeschlossenen Deals geht nur aus einem Anhörungsprotokoll der „Washington State Utility and Transport Commission“ hervor.⁷⁴

Marcel Stäheli von der Swiss Re führt diese Verschwiegenheit hauptsächlich darauf zurück, dass *„die Unternehmen den durch die Verringerung der Volatilität gegenüber der Konkurrenz gewonnenen Wettbewerbsvorteil möglichst für sich behalten wollen. Vor allem bei kleineren Marktteilnehmern ist dies zu beobachten. Besonders für den deutschsprachigen Raum gilt auch, dass man sich möglichst nicht brüsten möchte, außerdem löst das Wort ‚Derivate‘ bei den Menschen überwiegend negative Assoziationen aus.“*⁷⁵

Gut dokumentiert sind hingegen die Transaktionen der australischen ‚Southern Hydro Partnership‘⁷⁶, einem reinen Wasser- und Windkraftbetreiber, der zur Absicherung seiner elf Wasserkraftwerke mit einer Kapazität von 600 Megawatt in den letzten Jahren drei Niederschlagsderivate abschloss. Im Rahmen eines integrierten Risikomanagementsystems wurden seit 2003 ein fünfjähriger Collar mit verringerter Prämie, ein dreijähriger kostenloser Collar, und eine einjährige Put-Option abgeschlossen. Bei der Wahl der Referenzstationen zeigte sich dabei, dass das Unternehmen jeweils zwischen einer Minimierung des Basisrisikos oder einer Optimierung der Prämie entscheiden musste.⁷⁷

Beim ersten Derivat entschied sich die ‚Southern Hydro Partnership‘ eine entlegene Station in der Nähe ihrer Kraftwerke heranzuziehen. Wegen der Qualität der meteorologischen Daten muss für derartige Transaktion jedoch in der Regel eine höhere Prämie gezahlt werden beziehungsweise sind einige Anbieter in diesem Fall überhaupt nicht bereit das Risiko zu übernehmen. Alternativ dazu kann die Prämie durch Verwendung einer Messstation mit hoher Datenqualität reduziert werden, wobei durch die entstehende Distanz das Basisrisiko selbst getragen werden muss. Für diese Variante entschied sich das Unternehmen bei den beiden anderen abgeschlossenen Kontrakten durch Heranziehung der Niederschlagsstation in Melbourne.⁷⁸

⁷⁴ vgl. [www.wutc.wa.gov/rms2.nsf/0/3AC3A6DD99AA0FEF88256EDF005A3D65/\\$file/Errata+Buckley+Tstmny++032065.doc](http://www.wutc.wa.gov/rms2.nsf/0/3AC3A6DD99AA0FEF88256EDF005A3D65/$file/Errata+Buckley+Tstmny++032065.doc) (Stand: 10.7.2006)

⁷⁵ Telefonische Auskunft von Marcel Stäheli vom 30.6.2006

⁷⁶ Die ‚Southern Hydro Partnership‘ wurde Ende 2005 von ‚AGL Energy Limited‘ übernommen, daher ist fraglich ob auch in Zukunft Wetterderivate zum Einsatz kommen werden.

⁷⁷ vgl. Lyon 2004

⁷⁸ vgl. ebenda

Auch in Österreich wurden bereits Wetterderivate im Bereich Wasserkraft abgeschlossen. Die Salzburg AG bot Kleinwasserkraftwerkbetreibern in den Jahren 2004 bis 2006 eine Absicherung gegen Trockenjahre an. Das angebotene Kooperationsmodell sah eine Put-Option mit Auszahlungsobergrenze vor, als Basisvariable wurde die Jahresniederschlagsmenge einer in der jeweiligen Niederschlagsregion gelegenen Messstation vereinbart.⁷⁹

Im Jahr 2005 wurde das Angebot der Salzburg AG von elf Kleinwasserkraftbetreibern genutzt, 2006 war die Nachfrage hingegen rückläufig, weswegen von Seite des Managements überlegt wird, das Kooperationsmodell nicht mehr weiter anzubieten. Als Gründe für die bescheidene Nachfrage ist einerseits die Tatsache zu nennen, dass in den Jahren 2004, 2005 und 2006 jeweils genügend Niederschlag fiel, also keine Auszahlung getätigt wurde. Andererseits wurde vom Anbieter die Erfahrung gemacht, dass ein Großteil der Kleinwasserkraftbetreiber durchaus Jahre mit weniger Erträgen finanziell ohne Probleme bewältigen kann, weil die Kraftwerke entweder ohnehin bereits abgeschrieben sind, oder nur eine Nebeneinkommensquelle zu einem Gewerbebetrieb, beispielsweise einem Sägewerk, darstellen.⁸⁰

Große Anstrengungen wurden auch unternommen, um die Wasserkraftbetreiber in den nordischen Ländern vom Nutzen von Wetterderivaten zu überzeugen. Entergy-Koch-Trading⁸¹ und das Swedish Meteorological and Hydrological Institute entwickelten zu diesem Zweck den ‚Nordic Precipitation and Temperature Index‘, der die Niederschlagsmengen und Temperaturen jener schwedischen und norwegischen Gebiete mit hoher Wasserkraftnutzung abdeckt. Aufgrund der nach Angaben des Betreibers guten Korrelation mit der Produktionsmenge sowie der Größe der installierten Kapazitäten in den nordischen Ländern ging man von einer regen Nachfrage nach dem Produkt aus. Tatsächlich zeigte sich jedoch, dass der Index kaum auf Akzeptanz stieß.⁸²

Die Skepsis der skandinavischen Betreiber könnte folgende Ursachen haben: Erstens bewirkt der hohe Wasserkraftanteil am nordischen Markt, dass geringe Niederschlagsmengen alle Unternehmen betreffen und daher den Marktpreis steigen lassen (siehe dazu Kapitel 4.1.2). Zweitens haben diese die Möglichkeit mit Pumpspeicherkraftwerken auf Trockenperioden

⁷⁹ Telefonische Auskunft von Hartmut Liedl vom 19.9.2006

⁸⁰ Telefonische Auskunft von Hartmut Liedl vom 19.9.2006

⁸¹ Entergy-Koch Trading wurde mittlerweile von Merrill Lynch übernommen und führt seine Geschäfte mittlerweile unter dem Namen Merrill Lynch Global Commodity Services.

⁸² vgl. Heidorn et al. 2005, S. 15

reagieren zu können. Außerdem verfügen die meisten nordischen Betreiber über sehr hohe Reservoirs und über ausgereifte Optimierungsprogramme, um diese in Perioden mit hohen Preisen bestmöglich einzusetzen.⁸³

2.2.4 Erfahrungen im Bereich Windkraft

Das Emissionshaus König & Cie beansprucht für sich den Abschluss des ersten europäischen Wetterderivates im Bereich Windenergie. Dieses wurde im Jahr 2004 für den Windpark ‚Herzogtum Lauenburg‘ bei der HVB abgeschlossen, mit dem Ziel in windschwachen Jahren, bei denen die Erträge unter 94 Prozent der prognostizierten Erträge liegen, Ausgleichszahlungen für die Anleger auszuschütten. Damit soll erreicht werden, Ratings für eine Investition in diesen Windpark zu verbessern, um folglich die Risikoprämie an die Kommanditisten möglichst gering zu halten.⁸⁴

Ein Vergleich der Größenordnung dieser Transaktion mit den Abschlüssen im Bereich Wasserkraft zeigt deutliche Skalenunterschiede. Die im abgesicherten Windpark installierte Kapazität beträgt 18,2 Megawatt, der erwartete Nettoertrag nach Abzug eines 12,3 prozentigen Sicherheitsabschlages 27 Gigawattstunden.⁸⁵ Im Vergleich dazu ist die beim SMUD-Deal abgesicherte Erzeugungsmenge um den Faktor 66 höher. Ähnlich dürfte es bei den Abschlüssen der Southern Hydro sein, wo die Kapazität um den Faktor 33 höher ist, und durch die deutlich höheren Regelarbeitsstunden bei Wasserkraft der erwartete Nettoertrag im Vergleich wieder entsprechend höher als Faktor 33 ist. Eine nähere Diskussion dieser Unterschiede erfolgt bei einem Vergleich der Größenordnungen in Kapitel 5.4.3.

Weitere Kontrakte wurden in Deutschland zwischen der HVB und ‚Reinecke & Pohl Neue Energien‘ (RPNE) abgeschlossen, allerdings ist nicht bekannt, für wie viele Windparks und in welchem Umfang. Es handelt sich jedoch nach Angaben des Betreibers um dreijährige Collars, welche sowohl das Risiko zu geringer beziehungsweise zu hoher Windgeschwindigkeiten berücksichtigen, und als Basisvariable jeweils eigens für die Standorte der Windparks zugeschnittene Windkraftindices verwenden. Dabei wurde eine Transaktionsobergrenze von 25 Prozent des erwarteten Windparkumsatzes vereinbart.⁸⁶

⁸³ vgl. Holtaway 2005

⁸⁴ vgl. König & Cie GmbH & Co. KG 2004, S. 2

⁸⁵ vgl. <http://www.emissionshaus.com/kc/deutsch/energien/projekte/lauenburg/index.xml> (Stand: 7.7.2006)

⁸⁶ vgl. Saunderson 2004

Insgesamt verwenden derzeit in Europa nach Schätzung von Jens Boening, zuständig für Windderivate bei Merrill Lynch, weniger als 20 Windkraftunternehmen Derivate, die meisten davon sind deutsche Unternehmen. Seiner Erfahrung nach werden hauptsächlich dann Windderivate abgeschlossen, wenn diese an die Projektfinanzierung gekoppelt sind, sowohl bei Neu- als auch Refinanzierung. Hingegen sind noch keine Fälle bekannt, wo versucht wurde, die Variabilität der Windkraftrträge einer bestehenden Anlage abzusichern.⁸⁷

Diese Ansicht deckt sich mit der oft angeführten Argumentation, dass der Hauptnutzen von Windderivaten in der Absicherung der Cash Flows der ersten Jahre liegt. Werden jedoch von Banken an Windparkbetreiber ohnehin Kredite zu günstigen Konditionen vergeben ohne dabei eine Absicherung zu fordern, wie das nach Einschätzung von Boening besonders bei Projekten auf der Iberischen Halbinsel der Fall ist, so scheinen aus Sicht der Betreiber die Transaktionskosten zu überwiegen.⁸⁸

2.3 Markthemmnisse im Bereich Erneuerbarer Energien

In diesem Unterkapitel wird ein Überblick über jene Faktoren gegeben, die einer dynamischeren Entwicklung des Einsatzes von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien entgegenstehen. Eine nähere Diskussion der einzelnen Barrieren sowie möglicher Gegenstrategien erfolgt im Laufe dieser Arbeit.

Grundsätzlich gibt es drei Hauptursachen, warum Wetterderivate von Unternehmen nicht zur Absicherung ihres Wetterrisikos eingesetzt werden:⁸⁹

- 1) Wetterrisiken werden im Vergleich zu anderen Risiken, denen das Unternehmen ausgesetzt ist, als relativ gering eingeschätzt. Aus diesem Grund erfolgt eine Konzentration der limitierten Ressourcen auf andere Problemfelder.
- 2) Es bestehen zwar erhebliche Wetterrisiken, nach einer ausgewogenen, detaillierten Analyse wird jedoch der Einsatz von Wetterderivaten als ökonomisch ineffizient gesehen. Die Kosten der Absicherung überwiegen den möglichen Nutzen, der in Form einer Reduzierung der potentiellen Kosten der Wettervariabilität entstehen würde.

⁸⁷ telefonische Auskunft von Jens Boening vom 6.9.2006

⁸⁸ telefonische Auskunft von Jens Boening vom 6.9.2006

⁸⁹ vgl. Dischel 2002, S. 21

- 3) Das Unternehmen würde gerne Wetterderivate einsetzen, eine geeignete Struktur zur Abdeckung des unternehmensspezifischen Wetterrisikos wird jedoch nicht angeboten, da entweder für die relevante Region keine Absicherung angeboten wird, oder für das spezifische Risiko kein geeigneter Wetterindex zur Verfügung steht.

Erstangeführtes Argument scheint bei Energieversorgungsunternehmen mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien wenig Relevanz zu haben, weil offensichtlich eine hohe Wetterabhängigkeit besteht. Dass in vielen Unternehmen eine Auseinandersetzung mit Wetterrisikoinstrumenten trotzdem unterbleibt, dürfte somit an anderen Faktoren, wie dem geringen Bekanntheitsgrad von Wetterderivaten beziehungsweise unternehmensinternen Organisations- und Finanzierungsstrukturen liegen.

Des Weiteren erschweren folgende Faktoren den Einsatz von Wetterderivaten in den Unternehmen, weil durch sie das erwähnte zweite oder dritte Ausschlusskriterium (ökonomische Ineffizienz beziehungsweise mangelndes Angebot) mit höherer Wahrscheinlichkeit Verwendung findet:

- **OTC-Handel** (*siehe dazu Kapitel 2.1.2*)

Bisher können die für die Absicherung von Erneuerbaren Energien geeigneten Indices nur ‚Over the Counter‘ gehandelt werden. Der Abschluss eines Derivats ist dementsprechend mit einem höheren Zeit- und Kostenaufwand verbunden als beispielsweise bei börsengehandelten Temperaturderivaten, weil für jeden Kontrakt eine entsprechende Gegenpartei gefunden werden muss, mit der die entsprechenden Kontraktparameter individuell vereinbart werden müssen.

- **Indices** (*siehe dazu Kapitel 5.1 und 5.2*)

Die Auswahl von geeigneten Indices erweist sich allgemein schwieriger als bei Degree-Day-Kontrakten. In den seltensten Fällen kann der Wetterexposure durch Verwendung einer Niederschlags- oder Windmessung ausreichend gut abgebildet werden. Weiters erschwert die räumliche und zeitliche Heterogenität dieser Parameter die Stationsauswahl und verhindert die Entwicklung von standardisierten Indices.

- **Pricing** (*siehe dazu Kapitel 1.3*)

Die Entwicklung geeigneter Pricing-Methoden für die Bewertung von Wetterderivaten konzentrierte sich bisher überwiegend auf den Temperaturbereich, während für andere Basisvariablen nur wenige Vorschläge existieren. Außerdem scheint die Modellierung des

Temperaturverlaufs im Vergleich zu komplexeren meteorologischen Variablen wie Niederschlag oder Windgeschwindigkeit relativ einfach zu sein.⁹⁰

- **Fehlende Liquidität** (*siehe dazu Kapitel 2.1.3*)

Für Wind- und Niederschlagsindices besteht derzeit noch kein hinreichend liquider Sekundärmarkt. Dies ermöglicht den wenigen aktiven Anbietern die Risikoprämien im Vergleich zu Temperaturindices relativ hoch anzusetzen, was sich wiederum negativ auf die End-User-Nachfrage auswirkt. Andererseits ist es für die Anbieter schwierig Gegenpositionen am Sekundärmarkt zu finden.⁹¹

- **Größenordnung** (*siehe dazu Kapitel 5.4*)

Derivative Strukturen werden tendenziell eher in größeren Unternehmen eingesetzt, weil in diesen in der Regel mehr Erfahrungen bezüglich Risikomanagementstrategien vorhanden sind beziehungsweise die relativen Transaktionskosten mit Größe der Transaktion abnehmen. Außerdem sind nicht alle Anbieter von Wetterderivaten bereit, kleinere Transaktionsvolumen, wie sie in vielen Fällen bei Kleinwasserkraft oder Windkraft gegeben sind, abzusichern.

- **Wetterdaten**

Vor allem in Europa ist es für End-User aufwändig, geeignete Wetterdaten zur Bestimmung ihres Wetterrisikos zu finden. Einerseits sind im Gegensatz zu den USA und Japan Wetterdaten in den meisten europäischen Ländern (wie auch in Österreich) kostenpflichtig, andererseits gibt es Unterschiede zwischen den Daten, die von den einzelnen nationalen Anbietern zur Verfügung gestellt werden. Weitere Probleme können Datenlücken, Änderungen der Aufzeichnungsmethoden, die Länge der Datenreihen, sowie fehlende Meta-Daten bereiten. Die hohe räumliche Heterogenität der Variablen Niederschlag und Windgeschwindigkeit bedingt wiederum, dass für viele abzusichernde Kraftwerke keine Messstationen in unmittelbarer Nähe zur Verfügung stehen, was dementsprechend ein Ansteigen des Basisrisikos zur Folge hat.⁹²

⁹⁰ vgl. Leroy 2004, S. 3

⁹¹ vgl. Heidorn et al. 2005, S. 18

⁹² vgl. Norton 2006

3 Risikomanagement im Bereich Erneuerbarer Energien

In den letzten Jahren zeigt sich die Entwicklung, dass sich die Unternehmen beim Risikomanagement immer weniger mit einer isolierten Betrachtung von Einzelrisiken begnügen und sich vielmehr auf den Aufbau von unternehmensweiten, integrierten Risikomanagementsystemen konzentrieren. Der Einsatz eines solchen integrierten Risikomanagementsystems ist dahingehend von Vorteil, dass damit eine Darstellung, und falls erforderlich, eine gezielte Verbesserung der Gesamtrisikoposition des Unternehmens ermöglicht wird. Im Gegensatz dazu werden bei einer isolierten Betrachtung von Einzelrisiken jegliche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Risikopositionen vernachlässigt. Dementsprechend kann eine nicht koordinierte Absicherung eines der Einzelrisiken die Gesamtrisikoposition sogar noch weiter verschärfen anstatt sie wie beabsichtigt zu entschärfen.⁹³

Aus diesem Grund scheint es äußerst notwendig zu sein, bei einer Beurteilung des Einsatzpotentials von Wetterderivaten nicht nur eine isolierte Betrachtung von Wetterrisiken, denen ein Unternehmen ausgesetzt ist, durchzuführen. Vielmehr müssen Wetterrisiken im Kontext aller Risikopositionen gesehen werden und die Wechselwirkungen mit anderen Risiken berücksichtigt werden. Gerade im Bereich Erneuerbarer Energien liegt die Vermutung nahe, dass erhebliche Interpendenzen zwischen Wetterrisiken und anderen Risiken, wie zum Beispiel Preisrisiken oder technischen Risiken, bestehen.

In diesem Kapitel wird vorerst auf die Kosten und Nutzen des Risikomanagements eingegangen (Unterkapitel 3.1) und die Vorgehensweise bei der Bestimmung der Gesamtrisikoposition erläutert (Unterkapitel 3.2). Im Anschluss erfolgt eine Betrachtung der Risiken, denen einerseits Energieversorgungsunternehmen (Unterkapitel 3.3), sowie Ökostromproduzenten⁹⁴ (Unterkapitel 3.4) ausgesetzt sind.

⁹³ vgl. Denk et al 2006, S. 10ff

⁹⁴ Zur Abgrenzung zwischen Energieversorgungsunternehmen und Ökostromproduzenten vergleiche Kapitel 3.4.

3.1 Kosten und Nutzen des Risikomanagements

Ob Risikomanagementinstrumente eingesetzt werden, hängt primär davon ab, ob aus Sicht der Unternehmen die erzielten Nutzen gegenüber den entstehenden Kosten überwiegen. In der betriebswirtschaftlichen Literatur werden mehrere Gründe genannt, warum sich eine Absicherung von Risiken vorteilhaft auf den Betriebserfolg auswirkt. Diese müssen jedoch den Transaktionskosten sowie den Kosten für die Übernahme des Risikos gegenübergestellt werden.

3.1.1 Nutzen einer Risikoreduktion

Am augenscheinlichsten ist der Nutzen einer Risikoverminderung beim Vorliegen von Risikoaversion. Besonders ausgeprägt ist diese bei Firmen mit konzentrierter Besitzstruktur, zum Beispiel bei Personengesellschaften mit wenigen Teilhabern, die ein dementsprechend gering diversifiziertes Portfolio halten. Aber auch Manager, Angestellte, Kreditgeber oder Lieferanten gelten als risikoavers und müssen demnach für die Übernahme von Risiken, die nicht der Besitzer trägt oder durch andere hedgen lässt, zusätzlich entlohnt werden.⁹⁵

Hingegen haben risikoneutrale Investoren und Teilhaber die Möglichkeit, unsystematische Risiken durch ein gut diversifiziertes Portfolio zu managen. Für sie scheinen beispielsweise Verluste aufgrund von schlechtem Wetter keine Rolle zu spielen, weil diese innerhalb des Portfolios ausgeglichen werden können. Dennoch gibt es bei angenommener Risikoneutralität mehrere Gründe, warum sich Hedging zusätzlich auf den Betriebserfolg auswirken kann.⁹⁶

- **Reduktion der Steuerlast**

Eine durch Hedging erzielte Risikoreduktion kann sich günstig auf die Steuerlast eines Unternehmens auswirken. Dies ist dann der Fall, wenn durch das Hedging die Volatilität der Steuerbemessungsgrundlage verringert wird, und gleichzeitig eine progressive Steuerfunktion vorliegt. Die Ursache dafür können progressive Steuersätze, aber auch Mindestabgaben oder Begrenzungen beim Verlustvortrag sein.⁹⁷

Dieser Effekt soll in einem fiktiven Beispiel anhand des progressiven österreichischen Einkommensteuersystems gezeigt werden. Betroffen könnte beispielsweise der Gesellschafter

⁹⁵ vgl. Smith 1995, S. 25

⁹⁶ vgl. ebenda, S. 24

⁹⁷ vgl. Smith 1995, S. 26, sowie Smith et al. 1985, S. 392 ff

eines als Kommanditgesellschaft betriebenen Kleinwasserkraftwerks sein, der aufgrund der Produktionsschwankungen unterschiedliche Jahreseinkommen hat. Die Einkommenssteuer beträgt seit 2005 für Einkommensteile unter 10.000 Euro 0 Prozent, zwischen 10.000 und 25.000 Euro 38,3 Prozent, von 25.000 bis 51.000 Euro 43,6 Prozent und über 51.000 Euro 50 Prozent⁹⁸. Es wird unterstellt, dass der Gesellschafter innerhalb der Periode von fünf Jahren mit und ohne Hedging eine gleich hohe Steuerbemessungsgrundlage von 150 000 Euro aufweist, diese jedoch ohne Absicherung des Einkommens aus der Beteiligung in den einzelnen Jahren stärker variiert.

Tabelle 4: Auswirkungen von Hedging auf die Einkommenssteuerlast

Jahr	ohne Hedging		mit Hedging	
	Steuerbemessungs- grundlage	Einkommens- steuerlast	Steuerbemessungs- grundlage	Einkommens- steuerlast
2006	20.000 €	3.833 €	25.000 €	5.750 €
2007	40.000 €	12.289 €	30.000 €	7.930 €
2008	5.000 €	0 €	30.000 €	7.930 €
2009	50.000 €	16.649 €	40.000 €	12.289 €
2010	35.000 €	10.109 €	25.000 €	5.750 €
	150.000 €	42.881 €	150.000 €	39.649 €
<i>Volatilität</i>	<i>17.678 €</i>		<i>6.124 €</i>	

Die in diesem Beispiel angeführte 65prozentige Reduktion der Volatilität der Steuerbemessungsgrundlage würde zu einer 7,5prozentigen Verringerung der durchschnittlichen Einkommenssteuerlast führen. Aufgrund des Hedgings würde der Wasserkraftbetreiber in den fünf Jahren insgesamt 3.232 € weniger an Einkommenssteuer bezahlen. Eine Absicherung würde auf jeden Fall vorteilhaft sein, sofern Transaktionskosten und Risikoprämie diesen Betrag nicht überschreiten.

⁹⁸ vgl. <http://www.help.gv.at/Content.Node/80/Seite.800210.html> (Stand: 10.7.2006)

- **Reduktion der Koordinationsprobleme zwischen Finanzierung und Investition**

Eine hohe Volatilität der Cash Flows erhöht auch das Risiko, dass im Unternehmen finanzielle Mittel zur Durchführung vorteilhafter Investitionen nicht vorhanden sind. Demnach muss für Investitionen auf externes Kapital zurückgegriffen werden, welches aber in der Regel aufgrund von Marktunvollkommenheiten teurer ist als interne Finanzierungsmittel oder im Extremfall gar nicht zur Verfügung steht. Dementsprechend kann fehlendes Hedging dazu führen, dass vorteilhafte Investitionsprojekte nicht unternommen werden können.⁹⁹

- **Reduktion von Agency Kosten**

Risikomanagement kann zu einer Verringerung von Moral Hazard führen. Moral Hazard entsteht in diesem Kontext aufgrund von unterschiedlichen Risikoeinstellungen von Anteilseignern und Management (Risikopräferenzproblem), von Gläubigern und Management (Unterinvestitionsproblem), oder von Gläubigern und Anteilseignern („Asset Substitution“-Problem). Risikomanagement trägt dazu bei, dass die Partei mit höherer Risikoaversion weniger gegen die Interessen der risikofreudigeren Partei agiert.¹⁰⁰

Außerdem können Informationsasymmetrien zwischen Management und Anteilseigner abgebaut werden, indem Hedging dazu beiträgt, Risiken zu eliminieren, die nicht unmittelbar vom Management beeinflusst werden können. Damit ist es für den Anteilseigner leichter möglich, Managementleistungen zu beurteilen.¹⁰¹ Analog dazu ist die Aussage eines Mitarbeiters der Salzburg AG zu sehen, dass ein Ermitteln und Hedgen des Wetterrisikos die Möglichkeit reduziert, das Wetter für schlechte Betriebsergebnisse verantwortlich zu machen, anstatt intern nach den Ursachen für diese zu suchen.¹⁰²

- **Reduktion der Kosten des ‚Financial Distress‘**

Zu den Kosten des Financial Distress zählen neben den unmittelbar im Zusammenhang mit Konkurs, Vergleich und Liquidierung anfallenden Kosten auch jene Transaktionskosten, die bei zunehmender Konkurswahrscheinlichkeit bei der Gestaltung von Vertragsbeziehungen mit Kunden, Lieferanten, Arbeitnehmern und Kreditgebern entstehen. Ein Einsatz von

⁹⁹ vgl. Pritsch et al. 1997, S. 681

¹⁰⁰ vgl. ebenda, S. 675 ff

¹⁰¹ vgl. ebenda, S. 680

¹⁰² Persönliche Auskunft von Hartmut Liedl, 18.10.2005

Risikomanagementinstrumenten trägt zu einer Reduktion der Volatilität der Cash Flows bei und hilft somit, die Eintrittswahrscheinlichkeit finanzieller Schwierigkeiten und folglich die Kosten des ‚Financial Distress‘ zu verringern.¹⁰³

3.1.2 Kosten des Risikomanagements

Die Kosten des Hedging ergeben sich für Unternehmen aus der Summe der ‚bid-ask spread‘ (Geld-Brief-Spanne), der Opportunitätskosten der Zeit des Managements und sonstigen Spesen. Die Höhe der Kosten hängt sehr stark von der Liquidität der einzelnen Märkte, sowie von der Standardisierung der einzelnen Produkte ab. Des Weiteren sind die relativen Kosten tendenziell umso geringer, je höher die Transaktionsvolumen sind, je geringer die Volatilität der zugrunde liegenden Basisvariable ist und je weniger Informationen für das Pricing benötigt werden.¹⁰⁴

Wichtig ist es, die Kosten des Hedging nicht mit der Optionsprämie gleichzusetzen. In der Regel betragen die Kosten des Hedging nur einen Bruchteil der Optionsprämie (in einem perfekten Markt ohne Transaktionskosten und Steuern wären sie sogar gleich Null), da mit der Zahlung der Optionsprämie ja auch eine Auszahlung bei entsprechender Entwicklung des Underlying erwartet werden kann.¹⁰⁵

3.2 Vorgehensweise beim Risikomanagement

Risikomanagement setzt voraus, dass auf Ebene der Geschäftsleitung zunächst eine strategische Festlegung der Risikobereitschaft erfolgt, das heißt, in welchem Ausmaß Risiken eingegangen werden, um eine bestimmte angestrebte Rendite zu erreichen. Danach können auf operativer Ebene Vorgaben bezüglich des maximal akzeptablen Risikos definiert und mit den tatsächlich gemessenen Risiken verglichen werden. Bei Überschreitung dieser Risikovorgaben sind Steuerungsmaßnahmen zur Risikoreduktion erforderlich.¹⁰⁶

¹⁰³ vgl. Pritsch et al. 1997, S. 683

¹⁰⁴ vgl. Smith 1995, S. 27

¹⁰⁵ vgl. ebenda, S. 30

¹⁰⁶ vgl. Erfkemper 2000, S. 571

Die Analyse des Gesamtrisikos, dem ein Unternehmen ausgesetzt ist, erfolgt nach folgender Vorgehensweise, wobei sich die einzelnen Schritte durchaus überschneiden können:¹⁰⁷

1. Bestimmung von Risikomaßen zur Quantifizierung der Risiken
2. Erstellung eines Top-down Frameworks zur Klassifizierung der Risiken
3. Identifikation der firmenspezifischen Risiken
4. Bewertung der Signifikanz der einzelnen Risiken
5. Modellierung der Gesamtauswirkungen aller Risiken auf das Unternehmen

3.2.1 Risikomaße

Die Auswahl geeigneter Risikomaße stellt im Zuge eines integrierten Risikomanagements eine große Herausforderung dar, weil versucht wird, völlig unterschiedliche Risiken miteinander vergleichbar zu machen. Während für die Bestimmung einzelner Risiken eine Vielzahl an Möglichkeiten vorliegt, ist eine Gesamtbewertung aufgrund des eingeschränkten Einsatzbereiches einzelner Maße schwierig. Eine Möglichkeit besteht darin, Verteilungen über die Häufigkeit und die Höhe des Schadens der einzelnen Risiken zu schätzen.¹⁰⁸ Dies ist jedoch in der Praxis bei einzelnen Risiken, wie beispielsweise Marktrisiken oder politischen Risiken nur schwer möglich.

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen symmetrischen und asymmetrischen Risikomaßen. Erstere erfassen auch positive Abweichungen vom Zielwert (wobei meist vom arithmetischen Mittelwert der Zufallsvariablen ausgegangen wird), während zweitere nur das Downside-Risiko, also mögliche negative Abweichungen vom Zielwert berücksichtigen. Als symmetrische Risikomaße werden in der Regel statistische Streuungsmaße wie Standardabweichung beziehungsweise Varianz und Variationskoeffizient verwendet.¹⁰⁹

Bei den asymmetrischen Risikomaßen hat sich in letzter Zeit in der Praxis das Value-at-Risk bzw. Cash-flow-at-Risk-Konzept durchgesetzt. Der Value at Risk (VaR) drückt das Verlustpotential einer Position aus, das während eines Zeitraums bei gegebenem Konfidenzintervall nicht überschritten wird. Dabei kann der Value-at-Risk durch eine

¹⁰⁷ vgl. Shimpi 2001, S. 57

¹⁰⁸ vgl. ebenda, S. 58

¹⁰⁹ vgl. Prisching 2003, S. 32

Simulation historischer Daten oder analytisch mithilfe des Varianz-Kovarianz-Modells beziehungsweise einer Monte-Carlo-Simulation ermittelt werden.¹¹⁰

3.2.2 Identifikation und Klassifizierung von Risiken

Alle Risiken, die in Zusammenhang mit der Unternehmenstätigkeit stehen, müssen erhoben und klassifiziert werden. Dabei kommt der Informationsbeschaffung eine Schlüsselrolle im Risikomanagementprozess zu, denn nur Risiken die erkannt werden, können bewertet und gesteuert werden. Für eine erfolgreiche Risikoidentifikation muss Klarheit darüber herrschen, welche Informationsfülle und -tiefe erwünscht ist, welche Mitarbeiter in den Prozess einzubinden sind und welche Methoden und Werkzeuge herangezogen werden.¹¹¹

Je nach Unternehmensgröße, -tätigkeit und -struktur werden in der Literatur verschiedenste Möglichkeiten gezeigt, die Einzelrisiken zu klassifizieren. Abbildung 10 zeigt einen Vorschlag zur Einteilung der Risiken, denen ein Energieversorgungsunternehmen ausgesetzt ist, wobei Wetterrisiken in der dargestellten Systematik nicht als eigener Punkt aufgeführt sind, sondern hauptsächlich in der Kategorie ‚Mengenrisiken‘ enthalten sind.

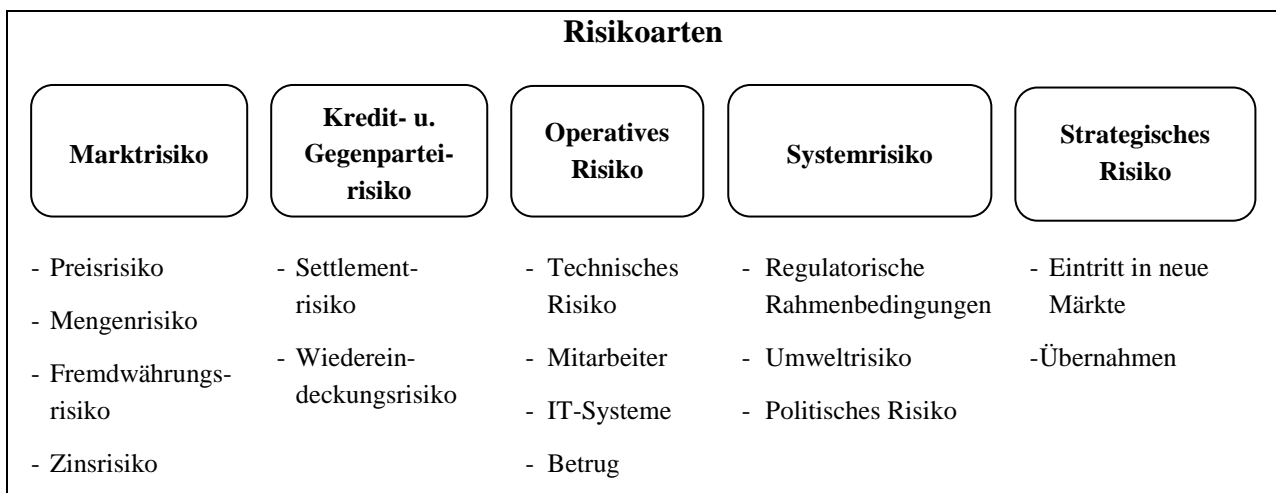


Abbildung 10: Klassifizierung von Risiken in EVUs (Quelle: Titzrath et al. 2003, S. 572)

3.2.3 Risikobewertung und -aggregation

Aufbauend auf die Risikoidentifikation erfolgt eine möglichst vollständige quantitative Bewertung aller identifizierten Risiken. Erst durch die Quantifizierung besteht die Möglichkeit, wesentliche Abweichungen von Zielgrößen zu erkennen, und eine Rangordnung

¹¹⁰ vgl. Keitsch 2000, S. 59

¹¹¹ vgl. Wechselberger 2006, S. 121

der Risiken zu erstellen. Auch kann durch diesen Schritt bereits eine eventuelle Bestandsgefährdung durch einzelne Risiken erkannt werden.¹¹²

Des Weiteren ist eine vollständige Quantifizierung zur Bestimmung der Gesamtrisikoposition notwendig. Dazu müssen die Abhängigkeiten der Einzelrisiken voneinander beziehungsweise von gemeinsamen Ursachen bestimmt werden, um Kompensations- oder Verstärkungseffekte erkennen zu können. Ohne diese Aggregation kann es zu einer Unter- oder Überschätzung der Risiken kommen.¹¹³

Allerdings zeigt sich, dass zumindest in der externen Risikoberichterstattung der börsennotierten österreichischen Unternehmen der Großteil der operativen sowie alle strategischen Risiken nur qualitativ bewertet werden. Folglich werden von den wenigsten Unternehmen Angaben über die Höhe einzelner Risiken gemacht, und nur drei von 48 börsennotierte Unternehmen geben eine Quantifizierung der Gesamtrisikoposition an.¹¹⁴

3.3 Risiken für Energieversorgungsunternehmen

Eines der österreichischen Unternehmen mit dem am weitesten entwickelten Risikomanagementsystem, welches auch eine quantitative Analyse der Gesamtrisikoposition durchführt, ist der Verbund (Österreichische Elektrizitätswerke AG). Daher soll in der Folge näher auf das Risikomanagementsystem des Verbunds eingegangen werden, sowie am Beispiel dieses Unternehmens kurz die Hauptrisiken dargestellt werden, denen Energieversorgungsunternehmen ausgesetzt sind.

Beim Verbund wurde seit Liberalisierung der Strommärkte am Aufbau eines Risikomanagementsystems gearbeitet. Dazu wurde aus organisatorischer Sicht eine eigene unabhängige Stabsstelle des Vorstands eingerichtet. Nachdem zunächst eine Konzentration auf die Risiken im Treasurybereich und im Stromhandel erfolgte, wurden nach und nach Risiken in der Stromproduktion und –übertragung, im Stromhandel und –vertrieb und weiteren Unternehmensbereichen erfasst.¹¹⁵

¹¹² vgl. Denk et al. 2006, S. 22

¹¹³ vgl. ebenda, S. 23

¹¹⁴ vgl. ebenda, S. 35

¹¹⁵ vgl. Wechselberger 2006, S. 118f

Grundsätzlich werden im Risikomanagement des Verbunds nur die wesentlichsten und bestandsgefährdeten Risiken näher analysiert. Risiken mit geringer Auswirkung oder Eintrittswahrscheinlichkeit werden ebenso wie sogenannte Desasterfälle (z.B. Staudammbruch, Black Out etc.) nicht in die Bewertung einbezogen, für letztere liegt das Hauptaugenmerk in der Entwicklung von Notfallplänen. Zur Risikoidentifikation wird das Instrument des Risk Assessment Sheet verwendet, mit welchem von den einzelnen Organisationseinheiten eine Erstbewertung der einzelnen Risiken erfolgt. Darauf aufbauend wird von der Risikoabteilung eine Identifikation der Hauptrisiken sowie die Ausarbeitung geeigneter Risikosteuerungsmaßnahmen durchgeführt.¹¹⁶

Tabelle 5: Risiken und Risikosteuerungsmaßnahmen der Verbund AG (Quelle: Verbund 2005, S. 72)

<p>Fremdwährungsrisiko Resultiert ausschließlich aus Finanzierungen in CHF und Yen. Risikominimierung durch Absicherungsstrategien, Limite und Monitoring.</p>	<p>Kursrisiko Wertpapiere Schwankungsrisiko der gehaltenen Investmentfonds zur Deckung der Sozialkapitalrückstellung. Risikominimierung durch Monitoring und Quantifizierung.</p>	<p>Ratingänderungsrisiko Risikobegrenzung durch Ausrichtung auf eine angemessene Kapitalzielstruktur sowie laufenden Kontakt zu Ratingagenturen.</p>	<p>Zinsänderungsrisiko Hervorgerufen durch Zinssatzänderungen. Risikoabsicherung durch Quantifizierung und Monitoring.</p>
ERZEUGUNG	HANDEL/VERTRIEB	ÜBERTRAGUNG	BETEILIGUNGEN
<p>Eigenstrom Mengenrisiken ergeben sich vor allem aufgrund von Wittereinflüssen und Preisfaktoren. Wittereinflüsse werden durch Identifikation, Analyse, Wasserprognosen und Quantifizierung abgesichert.</p> <p>Anlagenrisiko Resultiert aus Schäden an den Anlagen. Risikominimierung durch Instandhaltungsstrategie und Versicherung.</p> <p>Brennstoffrisiko Verlustrisiko aufgrund von Veränderungen des Rohstoffpreises. Optimierung durch Preisprognosen und mengenmäßiger Vorausplanung.</p>	<p>Kontrahentenrisiko Die Gefahr, dass die Geschäftspartner ihren Verpflichtungen nicht nachkommen. Risikobegrenzung durch Funktionstrennung, internes Scoring und Limitwesen.</p> <p>Fremdstrom Verlustrisiko aufgrund hoher Volatilität im Strommarkt. Zur Überwachung des Risikos wurde organisatorisch ein eigenes Rulebook für den Stromhandel ausgearbeitet, mit Funktionstrennung, Verantwortungszuweisung, Limiten (u.a. VaR). Weiters wird das Risiko mit Hilfe von Stromtermingeschäften minimiert.</p>	<p>Anlagenrisiko Resultiert aus Schäden an den Anlagen. Risikominimierung durch Instandhaltungsstrategie und Versicherung.</p> <p>Gesetzl. Rahmenbedingungen Verlustrisiko aufgrund von Gesetzesänderungen. Minimierung durch Monitoring und verstärktes Lobbying.</p>	<p>Beteiligungsrisiko Resultiert aus Schwankungen des Beteiligungsansatzes, Dividenden bzw. Gewinnausschüttungen und Risiken der Eventualverbindlichkeiten bzw. Forderungen. Risikooptimierung durch Identifikation, Analyse, Quantifizierung und Monitoring.</p>

¹¹⁶ vgl. Wechselberger 2006, S. 122f

Die Gesamtrisikoposition wird beim Verbund mit dem Value at Risk ausgedrückt. Dieser wird mithilfe einer Monte-Carlo Simulation ermittelt. Die im Jahr 2005 damit errechnete Schwankungsbreite des Plan-Konzerngewinns für 2006 liegt beispielsweise bei 95prozentigem Konfidenzniveau im Bereich zwischen plus 14 Prozent (best case) und minus 22 Prozent (worst case). Im Zuge dieser Analyse sind laut Angaben des Verbunds keine Risiken zu erkennen, welche einzeln oder in Wechselwirkung mit anderen Risiken bestandsgefährdende Auswirkungen haben könnten.¹¹⁷

3.4 Risiken für Ökostromproduzenten¹¹⁸

Im Vergleich zu Energieversorgungsunternehmen wie dem Verbund sind Wind- und Kleinwasserkraftproduzenten anderen Risiken, beziehungsweise Risiken in unterschiedlicher Intensität ausgesetzt. Einerseits konzentrieren sich die Risiken durch geregelte Abnahmepflichten auf den Bereich Erzeugung, andererseits besteht eine hohe Abhängigkeit von den gesetzlichen Rahmenbedingungen. In Österreich erfolgte mit dem Beschluss der Ökostromgesetz Novelle 2006 eine wesentliche Änderung der Rahmenbedingungen, welche in diesem Bereich tätige Unternehmen vor neue Herausforderungen im Risikomanagement stellt.

Nachfolgend soll untersucht werden, wie bedeutend die einzelnen Risiken für Ökostromproduzenten sind, insbesondere welche Änderungen sich hier durch die neue Gesetzeslage ergeben, und wie mit diesen Risiken in den Unternehmen umgegangen wird. Auf die Bedeutung von Wetterrisiken, die gewissermaßen das Kernthema dieser Arbeit darstellen, wird gesondert in den Kapiteln 4 und 5 eingegangen.

3.4.1 Preis- und Abnahmerisiko

Im Vergleich zu herkömmlichen Energieversorgungsunternehmen tragen Ökostrombetreiber in Österreich aufgrund der zumindest für einen gewissen Zeitraum garantierten Einspeistarife ein sehr geringes Preisrisiko. Auch tragen die im Ökostromgesetz festgehaltenen Abnahmegarantien wesentlich zu erhöhter Planungssicherheit bei. Allerdings wurden durch

¹¹⁷ vgl. Verbund 2005, S. 72f

¹¹⁸ Als Ökostromproduzenten werden im Rahmen dieser Arbeit Unternehmen betrachtet, deren Hauptgeschäftstätigkeit die Stromproduktion aus Wind- und Wasserkraft ist, dessen Vergütung durch das Ökostromgesetz geregelt ist.

die Novelle des Ökostromgesetzes im Jahr 2006 die Rahmenbedingungen diesbezüglich verändert.

Während bei Kleinwasserkraft das Fördersystem im Wesentlichen unverändert blieb, wurde das Fördervolumen für „sonstige Ökostromanlagen“ (Wind, Sonne, Erdwärme, Biomasse, Abfall mit hohem biogenen Anteil, Deponie- Klär und Biogas) limitiert. Für die Jahre 2007 bis 2011 werden jeweils 17 Millionen Euro an Fördervolumen vergeben. Davon fallen gemäß § 21b Ökostromgesetz jeweils 30 Prozent auf Ökostrom aus fester Biomasse, Biogas und Windkraft, und 10 Prozent auf Photovoltaik und restliche Anlagen. Die Zuteilung erfolgt nach dem „first come, first served“ Mechanismus, das heißt für jede Anlagenkategorie werden Abnahmeverträge nur bis zur Ausschöpfung des zusätzlichen Einspeisetarifvolumens vergeben.¹¹⁹

Für geplante Projekte besteht daher in diesem Zusammenhang eine Unsicherheit, ob ein Abnahmevertrag abgeschlossen werden kann. Zwar besteht bei Erschöpfung gemäß § 10a (7) die Möglichkeit eines Vertragsabschlusses im Folgejahr, allerdings entstehen dadurch dem Betreiber erhebliche Kosten, zum einen wegen der vorgeschriebenen Degression der Einspeistarife, deren Höhe jährlich neu ermittelt wird (§11 (1)), zum anderen wegen der zeitlichen Verzögerung. Ab dem Zeitpunkt, zu dem das sich bis 2011 ergebende Einspeisetarifvolumen für Neuanlagen erschöpft ist, besteht kein weiterer Anspruch auf einen Vertragsabschluss (§ 10a (7)).

Des Weiteren findet durch die Gesetzesnovelle eine Verkürzung der garantierten Tariflaufzeit und des Abnahmezeitraums statt. Gelten bei vor dem 1. Januar 2008 neu errichteten und revitalisierten Kleinwasserkraftanlagen Tariflaufzeiten zwischen 13 und 15 Jahren, so haben danach errichtete und revitalisierte Anlagen nur noch mindestens zehn Jahre Anspruch auf die festgelegten Einspeistarife. Sonstige Ökostromanlagen, die vor dem 31.12.2004 in erster Instanz genehmigt wurden, erhalten gesicherte Einspeistarife für 13 Jahre ab Inbetriebnahme. Anlagen, die nach dem 31.12.2004 genehmigt wurden, bekommen diese nur mehr für zehn Jahre ab Inbetriebnahme. Im elften und zwölften Jahr erhalten sie entweder 75 Prozent beziehungsweise 50 Prozent des genehmigten Einspeistarifes, oder den gemäß § 20 ermittelten Marktpreis, sofern dieser zu diesem Zeitpunkt höher ist.¹²⁰

¹¹⁹ vgl. http://www.energyagency.at/enz/einspeis_at.htm (Stand: 10.10.2006)

¹²⁰ vgl. ebenda

Zusätzlich wird, wie schon bei der vorherigen Regelung, für weitere 12 Jahre eine Einspeisung zum Marktpreis garantiert. Durch die Verkürzung der Tarifaufzeiten verkürzt sich jedoch dementsprechend auch die Dauer der Abnahmegarantie abhängig vom Anlagentyp um ein bis fünf Jahre. Diese beträgt also beispielsweise bei Windkraft nunmehr 24 Jahre, bei Kleinwasserkraft 22 Jahre.¹²¹

3.4.2 Technisches Risiko

Speziell im Bereich Windkraft sind technische Risiken von hoher Relevanz. Neben gewöhnlichen Materialschäden durch Verschleiß, Abnutzung, Überhitzung oder Risse gelten Blitzschlag, Sturm, Feuer und Vereisung als häufigste Schadensursachen. Im Jahr 2002 wurden in Deutschland von Versicherungen bereits 40 Millionen Euro ausbezahlt, hinzukommen noch Schäden, welche durch Garantien gedeckt oder von den Betreibern selbst übernommen werden.¹²²

Nach Einschätzung der Münchner Rückversicherung besteht bei Windkraftanlagen im Vergleich zu allen anderen Erneuerbaren Energietechnologien die höchste Schadenshäufigkeit. Viele Versicherer setzen daher zur Verringerung ihres eigenen Risikos vermehrt auf Revisionsklauseln, die die Betreiber zum Austausch wichtiger Bestandteile nach einer vereinbarten Betriebszeit oder zu einer zustandsorientierten Instandhaltung verpflichten. Ebenfalls werden Serienschäden, die etwa durch Konstruktionsfehler auftreten können, ausgeschlossen, womit Absicherungen nur noch unvorhergesehen auftretende Schäden beinhalten.¹²³

Neben den Instandhaltungs- und Reparaturkosten sind vor allem die Ertragsausfälle durch Nicht-Verfügbarkeit von wirtschaftlicher Bedeutung. Beispielsweise lag die durchschnittliche technische Verfügbarkeit im Jahr 2005 bei der WEB AG bei 97,8 Prozent, bei den Windparks der Windkraft Simonsfeld GmbH & Co KG bei 99,1, 94,9 und 99,9 Prozent.¹²⁴ Wie sehr sich die Ausfallszeit tatsächlich auf den Ertrag auswirkt, hängt maßgeblich von den Windbedingungen während des Stillstands ab.

¹²¹ vgl. http://www.energyagency.at/enz/einspeis_at.htm (Stand: 10.10.2006)

¹²² vgl. Kellenbenz 2003, S. 934

¹²³ vgl. Münchner Rück 2004, S. 38 ff

¹²⁴ vgl. Windkraft Simonsfeld GmbH & Co KG 2005, S. 6; WEB AG 2005, S. 35

Erfahrungen zeigen, dass während Perioden mit hoher Windverfügbarkeit auch die technische Belastung und folglich das Ausfallsrisiko am höchsten sind. Bei einem Ausfall von fünf Wochen kann deshalb bei entsprechenden Windbedingungen ein Vermögensschaden von mehr als einem Drittel des geplanten Jahresertrags entstehen. Größere Störfälle zu ungünstigen Zeitpunkten stellen also ein hohes finanzielles Risiko dar.¹²⁵

3.4.3 Finanzwirtschaftliche Risiken

Wind- und Wasserkraftwerke stellen sehr kapitalintensive Investitionen dar, mit dafür umso geringeren Betriebskosten. Daher hat die Höhe der Finanzierungskosten einen großen Einfluss auf die Rentabilität derartiger Projekte. Geringe Zinssätze und niedrige Inflationsraten wirken sich positiv auf die Rentabilität aus und waren in den letzten Jahren neben Technologieverbesserungen und den lukrativen Einspeistarifen ein Mitgrund für den Windkraftboom in Deutschland und Dänemark. Es stellt sich jedoch die Frage, welche finanziellen Folgen steigende Zinssätze gehabt hätten.¹²⁶

Die im Jahresbericht 2005 für die WEB AG angegebenen Zahlen verdeutlichen die Bedeutung des Zinsrisikos. Die Umsatzerlöse betragen 6,4 Millionen Euro, das Betriebsergebnis 921.000 Euro. Im Vergleich dazu würde eine kurzfristige Veränderung des Zinssatzes um ein Prozent das Ergebnis um circa 1,1 Millionen Euro belasten, sofern keine Absicherung des Zinsrisikos erfolgt.¹²⁷

Von den Windkraftunternehmen wird auf dieses Risiko dementsprechend reagiert und es werden Absicherungsmaßnahmen getroffen. Beispielsweise setzen sowohl die Ökostrom AG, als auch die Web AG zur Absicherung des Zinsrisikos derivative Finanzinstrumente wie Fixzinsvereinbarungen, Zinsobergrenzen (caps) und Zinsswaps ein. Die WEB AG setzt derartige Instrumente auch zur Abdeckung von Wechselkursrisiken ein, die sich durch Geschäftstätigkeiten außerhalb der Eurozone ergeben.¹²⁸

Damit zeigt sich, dass zumindest in diesen Unternehmen Grundkenntnisse über die Funktionsweise von Wetterderivaten vorhanden wären. Allerdings sind Zins- und

¹²⁵ vgl. Lieckenbröker-Baumbach 2003, S. IX - 8

¹²⁶ vgl. EWEA 2003, S. 215

¹²⁷ vgl. WEB AG 2005, S. 36

¹²⁸ vgl. Ökostrom AG 2005, S. 58; WEB AG 2005, S. 35

Wechselkursderivate im Gegensatz zu Wetterderivaten weit verbreitet und daher leichter zugänglich und mit geringeren Transaktionskosten verbunden.

3.4.4 Regulatorische Rahmenbedingungen

Innerhalb der Europäischen Union bestehen in jedem Land unterschiedliche Unterstützungsmechanismen zur Förderung Erneuerbarer Energien. Zwar werden mittlerweile in den meisten Staaten wie in Österreich Fixpreissysteme eingesetzt, jedoch unterscheiden sich diese von Land zu Land in den Modalitäten, der Höhe der Einspeisetarife und dem Zeitraum, in dem diese zur Auszahlung kommen. Daneben bestehen weitere Systeme, die auf fixen Prämien (Dänemark und teilweise Spanien), „grünen Zertifikaten“ (UK, Schweden, Italien etc.), Versteigerung (Irland und teilweise Frankreich) oder Steuererleichterungen (Finnland und teilweise Tschechien) beruhen. Vielfach bestehen die Fördermechanismen auch aus einem Mix der genannten Systeme.¹²⁹

Ökostromproduzenten sind dementsprechend in der Lage, das Risiko, welches sich durch mögliche Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen ergibt, durch Diversifizierung von Standorten in verschiedenen europäischen Staaten zu verringern. Ein gutes Beispiel dafür stellen die Aktivitäten der WEB AG dar, die in den Jahren 2004 und 2005 verstärkt in Projekte in Deutschland investierte. Dort waren die Rahmenbedingungen in diesen Jahren stabil, weil die im Deutschen Erneuerbare Energie Gesetz verankerten günstigen Rahmenbedingungen zumindest bis zum Jahr 2007 geltend sind, während das Unternehmen in Österreich größeren Unsicherheiten bezüglich der Novelle des Ökostromgesetzes ausgesetzt war, welche erst mit dem Beschluss am 23. Mai 2006 endgültig ausgeräumt wurden.¹³⁰

Auch andere Windkraftbetreiber sind dabei, ihr Kraftwerks-Portfolio zu internationalisieren und investieren vor allem in osteuropäische Projekte, wie folgender Überblick über drei große österreichische Windkraftunternehmen zeigt:

¹²⁹ vgl. Europäische Kommission 2005, S. 4f

¹³⁰ vgl. dazu WEB AG 2005, S. 29f

Tabelle 6: Auslandsaktivitäten österreichischer Windkraftbetreiber

Name (Kapazität in Österreich)	Geplante/ Realisierte Projekte im Ausland	Quelle
Austrian Wind Power (242 MW)	Kroatien: Projektierungsvolumen: circa 100 MW (Tochtergesellschaft) Ungarn: Projektierungsvolumen: bis zu 100 MW (Tochtergesellschaft) Tschechien: Projektierungsvolumen: bis zu 150 MW (Joint Venture) <i>Weitere Projekte in Bearbeitung:</i> Großbritannien, Polen, Frankreich und Slowakei	http://www.windpark.at/de/index_de.htm (Stand: 12.10.2006)
WEB AG (78 MW)	Deutschland: 71 MW in Betrieb Frankreich: 12 MW in Betrieb Tschechien: 4 MW in Betrieb <i>Weitere Beteiligungen</i>	http://www.windkraft.at/ (Stand: 12.10.2006)
Windkraft Simonsfeld (ca. 70 MW)	Deutschland: 2 MW in Betrieb Bosnien Herzegowina: Geplante Errichtung von bis zu 60 MW (Mehrheitsbeteiligung) Tschechien: Geplante Errichtung von 40 Windkraftanlagen (40 % Beteiligung)	http://www.wksimonsfeld.at/wks/front_content.php (Stand: 12.10.2006)

3.4.5 Liquiditätsrisiko

In Kapitel 5.5.2 erfolgt eine nähere Betrachtung, in welchem Ausmaß Liquiditätsrisiken bei Ökostromproduzenten eine Rolle spielen.

4 Wetterrisiken im Bereich Erneuerbarer Energien

Unternehmen im Bereich Erneuerbarer Energien sind in hohem Maße Wetterschwankungen ausgesetzt. Folgender Ausschnitt aus dem Geschäftsbericht 2005 des Verbund-Konzerns verdeutlicht, welche Auswirkungen ungünstige Wetterverhältnisse auf den Betriebserfolg haben können:

„Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor auf das Ergebnis ist die für die Wasserkrafterzeugung maßgebliche durchschnittliche Wasserführung der Flüsse, die mit dem Erzeugungskoeffizienten gemessen wird. Eine einprozentige Abweichung der Wasserführung bewirkt eine EBIT-Veränderung in Höhe von rund sieben Millionen Euro.“¹³¹

Dementsprechend verminderte die niedrige Wasserführung der Flüsse im Trockenjahr 2003 nach Angaben des Verbunds das operative Ergebnis um 47 Millionen Euro. In diesem Zusammenhang muss jedoch erwähnt werden, dass das operative Ergebnis dennoch gegenüber dem Jahr 2002 beinahe stabil gehalten werden konnte (-9,5 Millionen Euro bzw. -3 Prozent), der Umsatz stieg um 20 Prozent, das Konzernergebnis sogar um 29 Prozent. Die Gründe dafür liegen vor allem in den deutlich höheren Großhandelspreisen am europäischen Strommarkt, von denen der Verbund überwiegend profitierte.¹³²

Es zeigt sich also sehr deutlich, dass für Energieversorgungsunternehmen wie dem Verbund, eine alleinige Betrachtung der Mengenrisiken aus der Produktion auf jeden Fall ungenügend ist. Einerseits ist eine Miteinbeziehung der Marktpreisentwicklung jedenfalls notwendig, wobei zu beachten ist, dass Wettereinflüsse wiederum einen großen Einfluss auf die Marktpreisentwicklung haben. Bestes Beispiel dafür sind die Auswirkungen des in der Folge näher diskutierten Hitze- und Trockensommers 2003. Andererseits ist eine Miteinbeziehung von nachfrageseitigen Wettersensitivitäten ebenso erforderlich.

In diesem Kapitel soll daher zunächst eine Charakterisierung der verschiedenen Wetterrisiken, denen Energieversorgungsunternehmen ausgesetzt sind, erfolgen, und eine Übersicht über die fundamentalen Zusammenhänge zwischen Strompreis und -menge gegeben werden (Kapitel

¹³¹ vgl. Verbund 2005, S 37

¹³² vgl. Verbund 2003, S. 30

4.1). Im Anschluss erfolgt eine detaillierte Analyse der interannualen Variabilitäten, denen die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien ausgesetzt ist, sowohl auf aggregierter Ebene für die Länder Deutschland und Österreich (Kapitel 4.2), als auch für einzelne ausgewählte Unternehmen (Kapitel 4.3).

4.1 Charakteristika

Bei der Messung und Analyse von Wetterrisiken im Energiesektor muss eine Vielzahl an besonderen Charakteristika berücksichtigt werden, die in der folgenden Übersicht kurz dargestellt werden, wobei auf einige dieser Charakteristika im Verlauf der Arbeit noch detaillierter eingegangen wird¹³³:

Vielzahl von möglichen Wetterindices: Das Wetterrisiko kann meist nicht eindeutig durch einen Wetterparameter wie Temperatur, Niederschlag oder Windgeschwindigkeit, sondern nur durch eine Kombination mehrerer dieser Parameter dargestellt werden. So hängt die Produktion eines Wasserkraftwerkes neben der Niederschlagsmenge auch von der Temperatur ab, denn höhere Temperaturen bedeuten mehr Verdunstung und folglich weniger Abfluss. Selbst wenn nur die Temperatur zur Darstellung des Wetterrisikos eines Unternehmens verwendet wird, kann es je nachdem ob Minimal-, Maximal- oder Mittelwerte herangezogen werden, zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen.¹³⁴

Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität: Elektrische Energie kann nicht oder nur indirekt gespeichert werden und dementsprechend nicht gelagert werden, um in Perioden mit ungünstigen Wetterverhältnissen eingesetzt zu werden. Es besteht jedoch zumindest die Möglichkeit, durch ausreichende Brennstoff- und Kraftwerkskapazitäten bzw. durch Speicherkraftwerke auf kurzfristige, wetterbedingte Schwankungen zu reagieren.¹³⁵

Lokaler Exposure: Das Wetter beeinflusst die Elektrizitätswirtschaft überwiegend auf begrenzter regionaler Ebene, sodass größere Elektrizitätsversorgungsunternehmen ihr Wetterrisiko durch geographische Diversifikation verringern können. Wie das Trockenjahr 2003 allerdings gezeigt hat, können atypische Wetterbedingungen durchaus auch europaweite Auswirkungen haben. Grundsätzlich ergibt sich bei der Messung von Wetterrisiken durch die

¹³³ Gliederung in Anlehnung an: Shimpi 2001, S. 205 f

¹³⁴ vgl. ebenda, S. 205

¹³⁵ vgl. Meißner et al. 2000, S. 559

räumliche Heterogenität der Wettereinflüsse das Problem, dass einzelne lokale Messungen nicht als Benchmark für das Gesamtrisiko verwendet werden können.

Zeitlicher Exposure: Die Wahl des betrachteten Zeithorizonts spielt eine wesentliche Rolle für die Analyse von Wetterrisiken. Während Stromhändler am Wettergeschehen eher wegen kurzfristiger Preisschwankungen interessiert sind, sind für Anteilseigner meist die Auswirkungen von Wetterschwankungen auf Quartals- oder Jahresergebnisse interessant.¹³⁶

Benutzerspezifischer Exposure: Durch die jeweils unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen, Unternehmensgrößen und Standorte entstehen allen Teilnehmern am Strom- oder Wettermarkt unterschiedliche Wetterrisiken.

Begrenzte Prognosemöglichkeiten: Obwohl sich die Prognosemethoden in den letzten Jahrzehnten rasant verbessert haben, sind exakte mittel- oder langfristige Vorhersagen über das Wettergeschehen nicht möglich. Im Gegensatz zu Konjunktur- oder Zinsrisiken können damit von Unternehmen schwer Einschätzungen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Risikofaktors ‚Wetter‘ getroffen werden.

4.1.1 Wetterrisiken in Energieversorgungsunternehmen

Wetterrisiken betreffen sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite der Elektrizitätswirtschaft. Auf der Produktionsseite tritt eine starke Wetterabhängigkeit bei der Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien auf, aber auch Atom- und kalorische Kraftwerke sind durch ihren Kühlwasserbedarf von Temperatur und Wasserstand abhängig. Auf der Nachfrageseite sind Energieversorgungsunternehmen vor allem Lastspitzen aufgrund nicht erwarteter Heiz-, Kühl- oder Beleuchtungsphasen ausgesetzt. In beiden Fällen leitet sich das Wetterrisiko nicht so sehr aus gut abschätzbaren jahres- und tageszeitlichen Schwankungen, sondern vielmehr aus schwer vorhersagbaren atypischen Wetterverhältnissen ab.¹³⁷

Das Wetter beeinflusst Energieversorgungsunternehmen nicht nur bei der eigenen Produktion bzw. der Stromnachfrage seitens der End User, sondern spielt auch bei der Marktpreisbildung eine entscheidende Rolle, wie folgende Abbildung exemplarisch illustriert:

¹³⁶ vgl. dazu auch Jorion 2001, S. 102 ff

¹³⁷ vgl. Meißner et al. 2000, S. 559

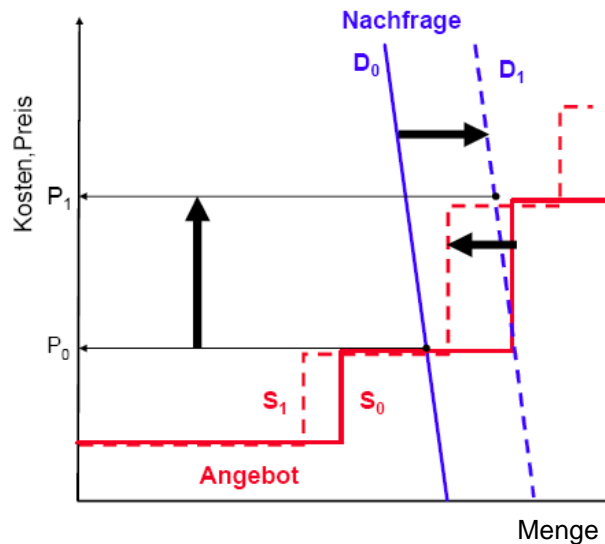


Abbildung 11: Preisanstieg durch Rückgang bei der Wasserkraftproduktion und gleichzeitigem Verbrauchsanstieg z. B. durch niedrige Temperaturen im Winter (Quelle: Haas 2003, S. 2)

Abbildung 11 zeigt, wie ein Rückgang der Wasserkraftproduktion eine Verschiebung der Angebotskurve von S_0 nach S_1 bewirkt, weil Laufkraftwerke in der Regel mit den niedrigsten Grenzkosten produzieren. Gleichzeitig verschiebt sich in diesem Beispiel aufgrund niedriger Temperaturen die unelastische Nachfragekurve von D_0 nach D_1 , wodurch Kraftwerke mit höheren Grenzkosten eingesetzt werden müssen. Der Preis verschiebt sich in der Folge von P_0 nach P_1 .¹³⁸

Bei der Bestimmung der Wetterabhängigkeit eines Energieversorgungsunternehmens gilt es dementsprechend zu beachten, dass sich die Wetterbedingungen in unterschiedlichster Weise auf die eigene Produktion, die Preisentwicklung am Strommarkt, und die Nachfrage der Kunden auswirken. Abbildung 12 fasst die zu berücksichtigenden Wettereinflüsse sowie deren Auswirkungen auf Produktionskosten beziehungsweise Strompreise zusammen.

¹³⁸ vgl. Haas 2003, S. 2

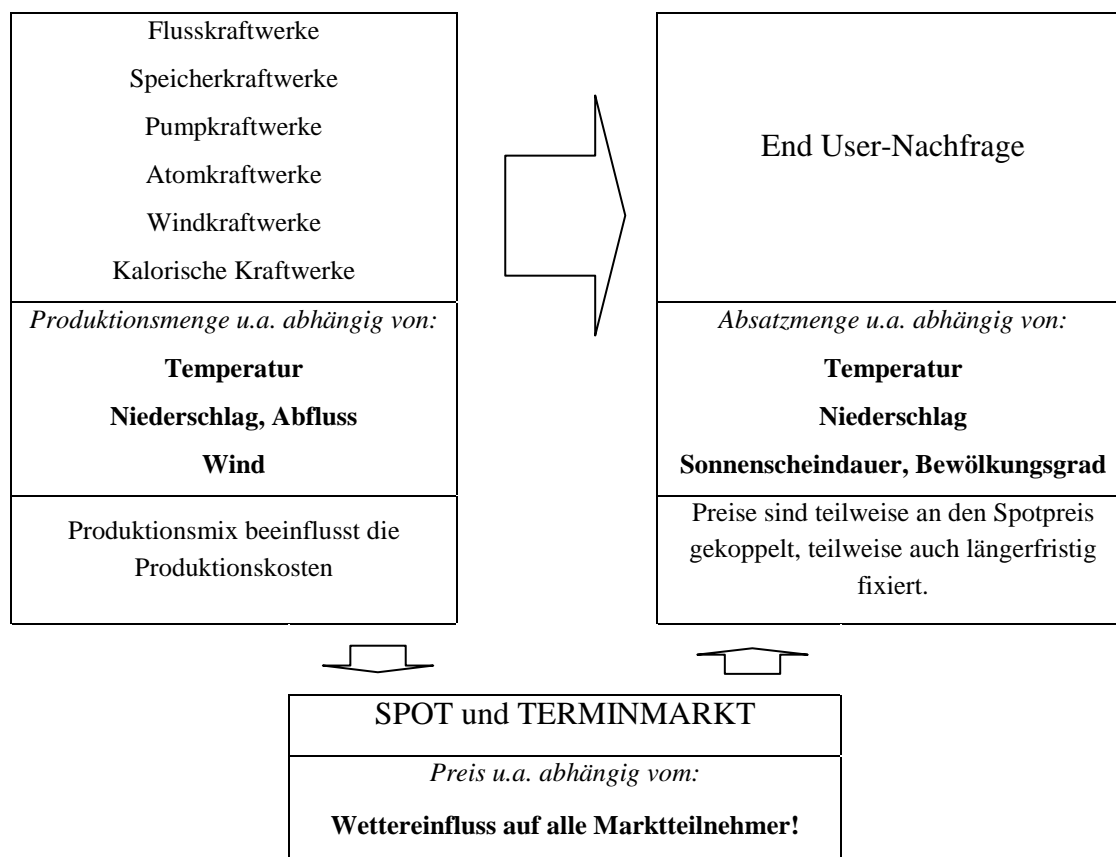


Abbildung 12: Wetterabhängigkeiten eines Energieversorgungsunternehmens (Eigene Darstellung; in Anlehnung an: Gort 2003, S. 88)

4.1.2 Preis-Mengen-Beziehungen

Ob auf der Angebotsseite Wetterschwankungen nennenswerte Auswirkungen auf die Erträge von Energieversorgungsunternehmen haben, hängt davon ab, wie sehr der Marktpreis auf diese Schwankungen reagiert. Während sich Trockenperioden in Märkten mit hohem Wasserkraftanteil sehr stark im Marktpreis widerspiegeln, sind diese in Märkten mit geringerem Wasserkraftanteil nur einer von mehreren Einflussfaktoren.

Besonders gut ist die Interaktion zwischen Wasseraufkommen und Elektrizitätspreisen am nordischen Markt (NordPool) zu erkennen, wo die Spotmarktpreise in hohem Maße vom Wasseraufkommen in Schweden und Norwegen abhängig sind. Diese Abhängigkeit stellt für die Wasserkraftbetreiber eine natürliche Verringerung ihres Wetterrisikos dar, wie auch aus folgender Aussage über das Risikomanagement beim norwegischen Energieversorger Statkraft hervorgeht:

“In a market in which hydro power plays an important role and where the supply of water varies a great deal from year to year, price and generating capacity will also vary considerably. This may have a marked impact on Statkraft’s results. However, since power generation and price are often negatively correlated, [...] the range of possible financial outcomes is naturally restricted.”¹³⁹

Abbildung 13 illustriert diesen Zusammenhang anhand der Entwicklung der NordPool-Spotmarktpreise (gewichtete Mittelwerte für Grund- und Spitzenlast). Neben Veränderungen des Wasseraufkommens hängen die Marktpreise unter anderem auch von der Höhe der Überkapazität, beziehungsweise der Verfügbarkeit von ausreichenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, ab.¹⁴⁰

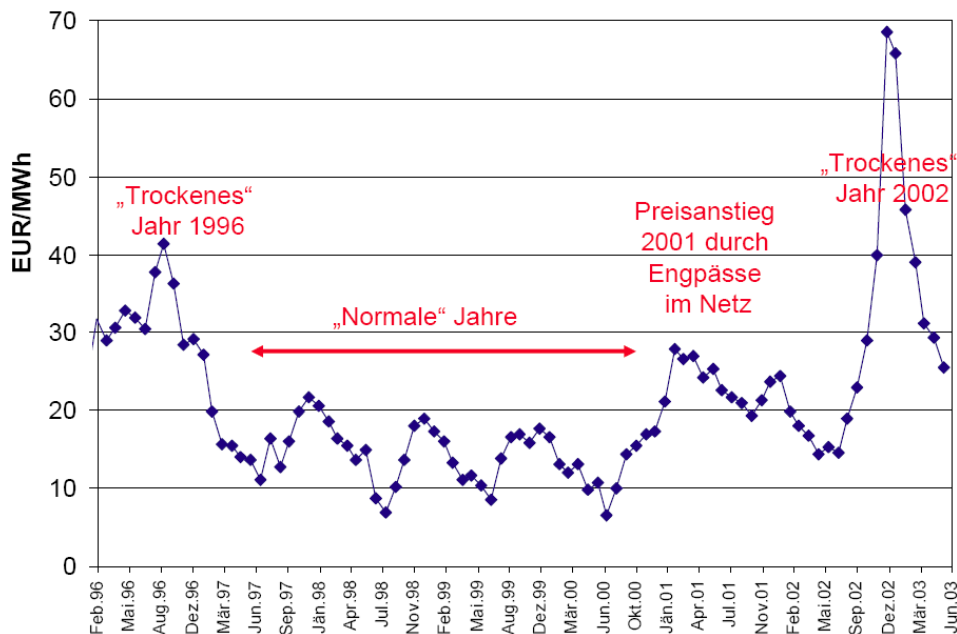


Abbildung 13: Entwicklung des NordPool-Spotmarktpreis auf monatlicher Basis (Quelle: Haas 2003, S. 3)

Eine genauere Analyse des Jahres 2002 für Statkraft zeigt, wie sehr sich die Preise durch Veränderungen des Wasseraufkommens und der Temperatur ändern können. Bei der Interpretation folgender Tabelle ist es wichtig, zu berücksichtigen, dass für Statkraft eine 50-prozentige Minderabweichung des Wasseraufkommens nur bedeutet, dass der Zufluss zu den Reservoirs halb so groß ist wie in einem Normaljahr. Es handelt sich also nicht automatisch um eine 50-prozentige Reduktion der Elektrizitätsproduktion, weil das Unternehmen je nach

¹³⁹ vgl. Statkraft 2004, S. 87

¹⁴⁰ vgl. Haas et al. 2006, S. 29

Preisentwicklung die Speicher befüllen oder entleeren kann. Folglich kann dieses durch Optimierung der Speicherbewirtschaftung aktives Risikomanagement betreiben.

Tabelle 7: Wettereinflüsse auf den Nordpool-Spotmarktpreis 2002 (Eigene Darstellung; Datenquelle: Statkraft 2002, S. 32)

Periode	Wettereinflüsse auf der Angebotsseite	Wettereinflüsse auf der Nachfrageseite	Durchschnittlicher Spotmarktpreis (NordPool)
1. Halbjahr 2002	Wasseraufkommen + 15% von einem Normaljahr	Mildes Wetter im Frühjahr	0,144 NOK (1,9 Cent ¹⁴¹)/kWh
2. Halbjahr 2002	Wasseraufkommen – 50 % von einem Normaljahr	Früher, kalter Winterbeginn	0,257 NOK (3,5 Cent)/kWh

Es zeigt sich sehr deutlich, dass für Unternehmen am nordischen Markt, wie beispielsweise Statkraft, eine reine Betrachtung der durch Wettereinflüsse entstehenden Schwankungen der Produktions- und Absatzmenge nicht sinnvoll ist. Vielmehr müssen zur Risikobestimmung die Einflüsse auf den Marktpreis mitberücksichtigt werden. Folglich wäre ein Wetterindex, wie der in Kapitel 2.2.3 diskutierte ‚Nordic Precipitation and Temperature Index‘ von Merrill Lynch, nur in Kombination mit klassischen Commodity-Derivaten zur Risikoabsicherung geeignet.

Hingegen spielen im zentraleuropäischen Raum, wo mit Ausnahme von Österreich und der Schweiz die Produktion in kalorischen und nuklearen Kraftwerken dominiert, viele andere Einflüsse eine Rolle, ein niedriges Wasseraufkommen führt also nicht notwendigerweise zu entsprechend höheren Marktpreisen. Signifikante Auswirkungen auf den Marktpreis sind jedoch dann zu erwarten, wenn wie im Sommer 2003, mehrere Einflussfaktoren die Strompreise steigen lassen, wie im folgenden Kapitel gezeigt wird.

Im Gegensatz zur bisher betrachteten Großwasserkraft spielen Preis-Mengen-Interaktionen bei Ökostromproduzenten in Ländern mit fixen Einspeisetarifen keine Rolle. Dies bedeutet, dass einerseits die Auswirkungen ungünstiger Wetterbedingungen nicht durch höhere Preise abgedeckt werden können, andererseits eine Absicherung durch Wetterderivate erfolgen kann, ohne dass Commodity-Derivate eingesetzt werden müssen.

In Ländern, in denen die Förderung aus im Vorhinein fixierten Ökostromprämien besteht, welche zusätzlich zum Marktpreis gezahlt werden, sind Preis-Mengen-Interaktionen nur dann

¹⁴¹ Fremdwährungsreferenzkurs der Österreichischen Nationalbank vom 1.7.2002, <http://www.oenb.at/ebusinesszinssaetze/zinssaetzewechselkurse> (Stand: 20.9.2006)

von Relevanz, wenn die Ökostromproduktionsmenge hoch genug ist, um einen Einfluss auf den Marktpreis zu haben. Dies dürfte beispielsweise auf die Windenergieerzeugung in Dänemark und Spanien (mit Wahlmöglichkeit zwischen fixierten Preisen und fixierten Prämien) zutreffen. Es stellt sich also für Windkraftbetreiber in diesen Ländern die Frage, inwieweit sich durch dieses System im Vergleich zu Fixpreissystemen die Ertragsvariabilität verringert (abgesehen davon, dass durch die unbekannte Entwicklung des Marktpreises von den Betreibern generell ein höheres Risiko eingegangen wird).

4.2 Variabilität der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien

Der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Elektrizitätsgewinnung steht unmittelbar im Zusammenhang mit dem Eingehen eines Wetterrisikos. Dies gilt nicht nur für Energieversorger im Speziellen, sondern auch für gesamte Volkswirtschaften wie Österreich, die in hohem Maße auf Erneuerbare Energien setzen.

Zunächst sollen jährliche Schwankungen der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien auf aggregierter Ebene und anschließend im Kapitel 4.3 die Variabilitäten einzelner Unternehmen untersucht werden. Dabei wird jedoch nicht auf Risiken aus kurzfristigeren Wetterereignissen wie Starkniederschlägen, Stürmen, saisonalen Schwankungen etc. eingegangen, sondern auf die für den Einsatz von Wetterderivaten in diesem Bereich relevanteren interannualen Variabilitäten.

Um aus den jährlichen Produktionsdaten die wetterbedingten Schwankungen erkennen zu können, muss die Bruttoerzeugung relativ zur im jeweiligen Jahr installierten Engpassleistung betrachtet werden. Zwar können auch danach in den Zahlen nicht-wetterbedingte Effekte wie technische Effizienzsteigerungen oder Leistungsausfälle beispielsweise durch kurzzeitige Kraftwerksrevisionen enthalten sein, jedoch sollten die Auswirkungen dieser Einflüsse bei einer aggregierten Betrachtung relativ gering sein.

Für Österreich wird in der Folge die Variabilität der Elektrizitätserzeugung aus Wasserkraft gezeigt, während die Variabilität der Energieerzeugung aus Photovoltaik sowie Windkraft anhand von Zahlen für Deutschland bestimmt werden soll. Zum einen weil diese Technologien in Deutschland eine bedeutendere Rolle spielen, und andererseits weil für einen längeren Zeitraum einheitliches Datenmaterial zur Verfügung steht. Für beide Länder soll eine Analyse der Auswirkungen des Trocken- und Hitzejahres 2003 erfolgen.

4.2.1 Österreich

Tabelle 8 zeigt die Entwicklung der Bruttoerzeugung sowie der Engpassleistung, welche im dargestellten Zeitraum um 45 Prozent zunahm. Der errechnete Erzeugungskoeffizient wird in der Folge relativ zum Mittelwert der Periode 1979-2004 gesehen, welcher 3303 Megawattstunden pro Megawatt Engpassleistung betrug.

Tabelle 8: Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft in Österreich 1979-2004 (Quelle: E-Control 2005)

Jahr	Bruttoerzeugung (GWh)	Engpassleistung (MW)	Erzeugungskoeffizient (MWh/MW)	Jahr	Bruttoerzeugung (GWh)	Engpassleistung (MW)	Erzeugungskoeffizient (MWh/MW)
1979	28047	8101	3462	1992	36.082	11.095	3.252
1980	29090	8206	3545	1993	38.020	11.181	3.401
1981	30830	9158	3367	1994	36.894	11.239	3.283
1982	30879	9511	3247	1995	38.477	11.306	3.403
1983	30589	9582	3192	1996	35.580	11.378	3.127
1984	29469	10034	2937	1997	37.293	11.532	3.234
1985	31603	10171	3107	1998	38.677	11.643	3.322
1986	31.680	10.423	3.039	1999	41.700	11.648	3.580
1987	36.725	10.691	3.435	2000	43.461	11.664	3.726
1988	36.540	10.762	3.395	2001	41.731	11.668	3.577
1989	36.146	10.857	3.329	2002	42.057	11.695	3.596
1990	32.492	10.947	2.968	2003	35.292	11.705	3.015
1991	32.728	11.026	2.968	2004	39.462	11.744	3.360

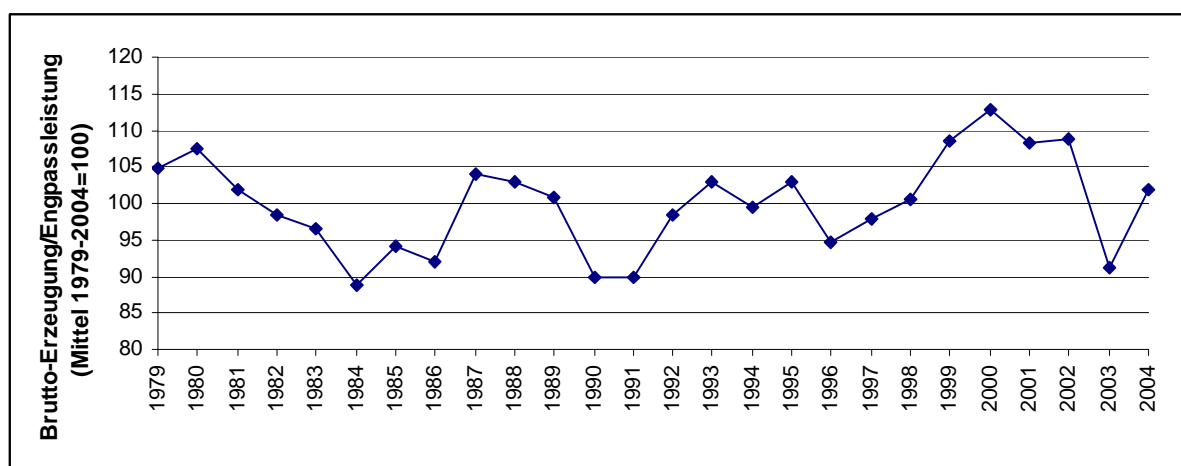


Abbildung 14: Schwankungen der Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft in Österreich (Eigene Darstellung; Datenquelle: E-Control 2005)

Es zeigt sich, dass die Elektrizitätsproduktion aus Wasserkraft in Österreich relativ zur installierten Engpassleistung seit 1979 im Bereich zwischen 89 und 113 Prozent vom Mittelwert schwankt, wobei der Variationskoeffizient 0,065 beträgt. Umgelegt auf die Kapazität des Jahres 2004 beträgt die Differenz zwischen den Jahren mit der jeweils höchsten und niedrigsten Produktion 9270 Gigawattstunden.

Eine genauere Analyse des Trockenjahres 2003 lässt erkennen, welche Auswirkungen die gezeigte Variabilität der Wasserkraftproduktion haben kann. Im Jahr 2003 wurde um 9 Prozent weniger Elektrizität aus Wasserkraft gewonnen als im Mittel 1979-2004 mit der entsprechenden Kapazität gewonnen worden wäre, das heißt es wurden insgesamt 3400 Gigawattstunden weniger Strom als in einem Normaljahr produziert.

Abbildung 15 zeigt die Entwicklung des Erzeugungskoeffizienten der österreichischen Laufkraftwerke im Jahr 2003. Während im Januar noch 38 Prozent mehr Elektrizität als üblicherweise in diesem Monat produziert wurde, war der Erzeugungskoeffizient in der Periode April bis Dezember größtenteils deutlich unter dem langjährigen Mittel, einzige Ausnahme bildete der Oktober mit einer Mehrproduktion von 5 Prozent. Die größten Defizite wurden in den Sommermonaten erzielt, in den Monaten Juni (-18 Prozent), Juli (-32 Prozent) und August (-39 Prozent) unterschritt der Erzeugungskoeffizient sogar die seit Beginn der Aufzeichnungen im Jahr 1955 erzielten Minima, auch im September lag eine deutliche Minderabweichung (-26 Prozent) vor.

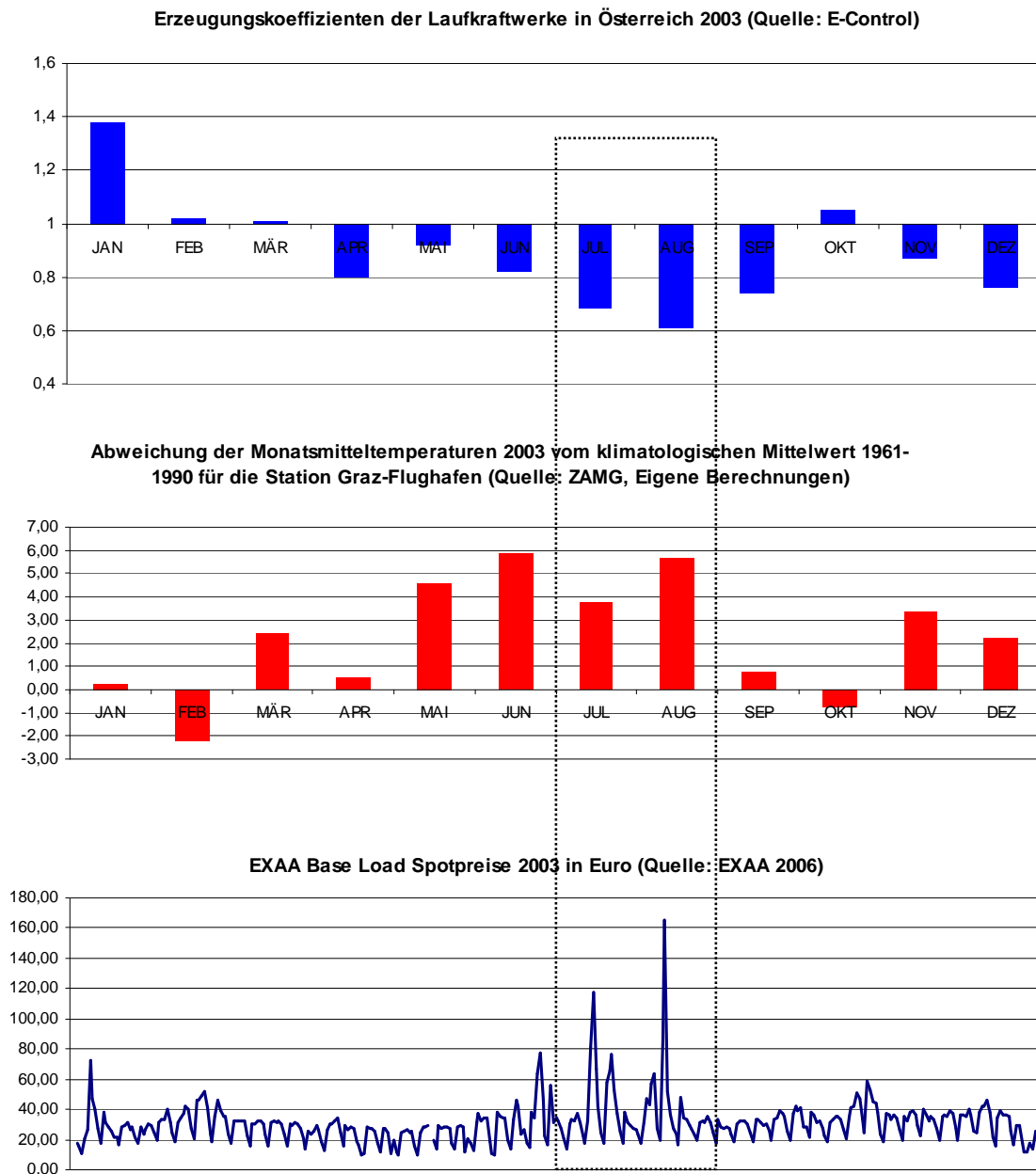


Abbildung 15: Erzeugungskoeffizienten, Abweichungen der Monatsmitteltemperaturen und Entwicklung der EXAA-Spotmarktpreise für das Jahr 2003

Gerade aber wegen der Wasserknappheit und gleichzeitig extrem hoher Temperaturen (Abbildung 15 zeigt exemplarisch die Abweichung vom klimatologischen Mittelwert in Graz), mussten im Sommer 2003 europaweit nukleare und kalorische Kraftwerke wegen Kühlwasserproblemen gedrosselt werden. Diese Erzeugungsengpässe ließen die Preise an den europäischen Spotmärkten außergewöhnlich steigen. An der European Energy Exchange (EEX) stiegen die Höchstpreise für einzelne Stunden auf bis zu 492 Euro pro Megawattstunde

an.¹⁴² An der österreichischen Energiebörse EXAA betrug der Stunden-Höchstwert sogar 837,6 Euro, der Peak-Load-Höchstwert 300 Euro, sowie der Base-Load-Höchstwert 165 Euro¹⁴³. Der genaue Verlauf der täglichen Base-Loadpreise ist in Abbildung 15 dargestellt.

Neben den Folgen auf Wasserkraftproduktion und Elektrizitätspreise hatte die Trockenheit im Jahr 2003 auch unmittelbare Auswirkungen auf die österreichischen Treibhausgasemissionen. Die CO₂-Emissionen aus der öffentlichen Strom- und Wärmeproduktion stiegen im Vergleich zum Jahr 2002 um 25 Prozent, beziehungsweise 2,67 Millionen Tonnen. Hauptverantwortlich für diesen Anstieg war, neben einem kalten Winter (Fernwärmeverbrauch + 8 Prozent) und einem starken Anstieg des Stromverbrauchs (+ 5 Prozent), die Zunahme der Stromproduktion aus öffentlichen kalorischen Kraftwerken (+38 Prozent), welche zum Ausgleich der geringen Wasserkraftproduktion eingesetzt wurden.¹⁴⁴

Dieser Zusammenhang zwischen Trockenheit und vermehrtem CO₂-Ausstoß erscheint besonders im Hinblick auf den seit 2005 eingeführten CO₂-Emissionshandel relevant. Betrachtet man beispielsweise die CO₂-Emissionen von Österreichs größtem Stromproduzenten Verbund, so stiegen diese im Jahr 2003 im Vergleich zum Vorjahr um 36,5 Prozent bzw. 1,34 Millionen Tonnen auf 5 Millionen Tonnen CO₂ an¹⁴⁵. Geht man von einem hypothetischen Preis von 15 Euro pro Tonne CO₂ aus, so hätten die Mehrkosten beziehungsweise Mindererlöse im Jahr 2003 für den vermehrten Zukauf bzw. Minderverkauf von Zertifikaten allein für den Verbund 20,1 Millionen Euro betragen.

4.2.2 Deutschland

Während in Österreich die Wasserkraft nach wie vor eine dominante Rolle bei der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie spielt, wurde in Deutschland im Jahr 2004 erstmals mehr Elektrizität aus Windkraft als aus Wasserkraft gewonnen. Weltweit weist Deutschland derzeit die höchste installierte Kapazität sowohl bei Windkraft als auch bei netzgekoppelter Photovoltaik auf, letztere hat jedoch - wie auch in Tabelle 9 ersichtlich - noch immer vergleichsweise wenig Einfluss auf die Gesamtproduktionsmenge.¹⁴⁶

¹⁴² vgl. Verbund 2003, S. 6

¹⁴³ vgl. <http://www.exaa.at/cms/3/218/> (Stand: 2.11.2006)

¹⁴⁴ vgl. Gugele et al. 2005, S. 30

¹⁴⁵ vgl. Verbund 2004, S. 39

¹⁴⁶ vgl. dazu REN21 2006, S. 3f

Zusätzlich zur Ermittlung der Jahresschwankungen für die einzelnen Technologien soll daher für Deutschland auch untersucht werden, inwieweit ungünstige Wasser- und Windjahre durch die jeweils andere Technologie ausgeglichen werden.

Im Unterschied zu den im vorigen Kapitel verwendeten österreichischen Daten beziehen sich die folgenden Daten auf die Endenergiebereitstellung, bezogen auf die installierte Leistung. Bei der Interpretation der Werte muss berücksichtigt werden, dass in den einzelnen Jahren die Neuinstallationen nicht gesondert ausgewiesen wurden und dahingehend geringe Abweichungen durch die Inbetriebnahme an verschiedenen Zeitpunkten im Jahr entstehen können.

Tabelle 9: Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien in Deutschland
(Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2005)

Jahr	Wasserkraft			Windkraft			Photovoltaik		
	E.E.	I. K.	Koeffizient	E.E.	I. K.	Koeffizient	E.E.	I. K.	Koeffizient
	GWh	MW	MWh/MW	GWh	MW	MWh/MW	GWh	MW _p	MWh/MW _p
1995	21.600	4.521	4.778	1.800	1.094	1.645	11	16	688
1996	18.800	4.563	4.120	2.200	1.547	1.422	16	24	667
1997	19.000	4.578	4.150	3.000	2.082	1.441	26	36	722
1998	19.000	4.601	4.130	4.489	2.875	1.561	32	45	711
1999	21.300	4.547	4.684	5.528	4.444	1.244	42	58	724
2000	24.936	4.572	5.454	9.500	6.112	1.554	64	100	640
2001	23.383	4.600	5.083	10.456	8.754	1.194	116	178	652
2002	23.824	4.620	5.157	15.856	11.965	1.325	188	258	729
2003	20.350	4.640	4.386	18.919	14.609	1.295	333	408	816
2004	21.000	4.660	4.506	25.509	16.629	1.534	459	708	648
E.E: Endenergiebereitstellung I. K.: Installierte Kapazität am Jahresende									

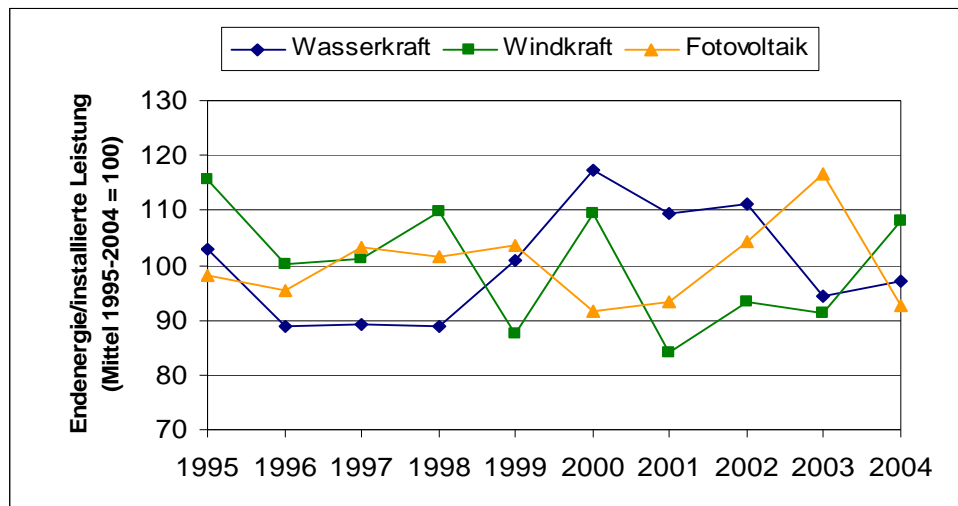


Abbildung 16: Schwankungen der Elektrizitätsproduktion aus Erneuerbaren Energien in Deutschland (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2005)

Es zeigt sich, dass die Schwankungen der Jahresproduktion relativ zur installierten Leistung in den letzten zehn Jahren bei Wasserkraft und Windkraft in etwa gleich groß waren (Variationskoeffizient: 0,101 bzw. 0,107), während die Schwankungen bei Photovoltaik geringer ausfielen (Variationskoeffizient: 0,076). Bei der Wasserkraft fällt auf, dass die Variabilität deutlich höher ist als im gleichen Zeitraum in Österreich (0,067).

Eine nähere Betrachtung des Jahres 2003 zeigt auch für Deutschland eine unterdurchschnittliche Wasserkraftproduktion (-6 Prozent), bei einer gleichzeitig unterdurchschnittlichen Windkraftproduktion (-9 Prozent), während die Photovoltaik-Produktion weit überdurchschnittlich war (+16 Prozent). Analysiert man wie bereits zuvor für Österreich die Abweichungen von einem Normaljahr, so ergibt sich insgesamt eine Minderproduktion von 3005 Gigawattstunden (Wasserkraft -1202 GWh, Windkraft -1850 GWh, Photovoltaik +48 GWh).

Vergleicht man jedoch die Jahrerzeugungskoeffizienten von Wasser- und Windkraft für einen längeren Zeitraum miteinander, zeigt sich, dass das Jahr 2003 eher eine Ausnahme darstellt und ansonsten die Jahre mit unterdurchschnittlicher Wasserkraftproduktion gute Windjahre waren, wie folgende Abbildung zeigt:

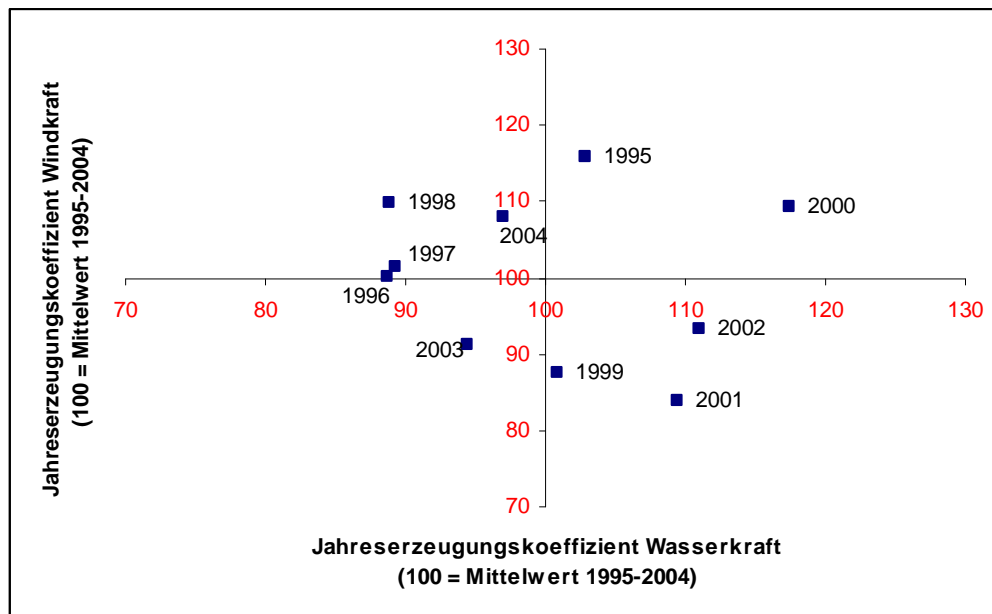


Abbildung 17: Vergleich der Jahreserzeugungskoeffizienten für Wasser- und Windkraft (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2005)

Aus Abbildung 17 lässt sich schließen, dass im Allgemeinen durch den mittlerweile ausgeglichenen Erzeugungsmix aus Wasser- und Windkraft (2004: 21.000 GWh bzw. 25.500 GWh) für die Jahresgesamtproduktion aus Erneuerbaren Energien in Deutschland eine geringere Wetterabhängigkeit besteht als für Österreich. Grund dafür ist, dass die mehr oder weniger gegebene stochastische Unabhängigkeit der Jahresproduktion aus Wasser- und Windkraft (Korrelationskoeffizient $-0,12$), eine Diversifizierung des Gesamtwetterrisikos mit sich bringt.

4.3 Variabilitäten einzelner Unternehmen

In diesem Abschnitt soll näher auf die Schwankungen der Jahresproduktion aus Wasserkraft und Windkraft in den einzelnen Unternehmen eingegangen werden. Anhand von Ertragsdaten soll festgestellt werden, inwieweit die Variabilität mit zunehmender Größe des Kraftwerksparks abnimmt beziehungsweise wie sehr eine regionalklimatische Diversifikation nützlich sein kann, um das Wetterrisiko zu verringern.

Zur Berechnung des Diversifikationseffektes wurde jeweils die Portfoliovarianz für die unterschiedlichen Kraftwerksparks wie folgt ermittelt:¹⁴⁷

¹⁴⁷ vgl. Brealey et al. 2003, S. 171

$$\text{Portfoliovarianz} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j \sigma_{ij} \quad (8)$$

x_i, x_j Anteil von Kraftwerk i und j an der Gesamtproduktion

σ_{ij} Kovarianz der Produktion von Kraftwerk i und j

4.3.1 Wasserkraft

Für die folgende Analyse standen für den Verbund Jahresdaten der Bruttoerzeugung und des Regelarbeitsvermögen für die Periode 2000-2004, für die Salzburg AG Bruttoerzeugung (exkl. Pumpspeicherkraftwerke) und installierte Kapazität für die Periode 1998-2005, für das Kleinwasserkraftwerk Hammermühle Bruttoerzeugung und installierte Leistung für die Periode 1991- 2004 beziehungsweise die in Kapitel 4.2.1 gegebenen, auf Österreichebene aggregierten Daten der E-control zur Verfügung. Dabei wurden die Erzeugungsdaten wiederum durch das Regelarbeitsvermögen dividiert, um diese vergleichbar zu machen. Dieser Erzeugungskoeffizient wurde für die jeweilige Periode indexiert (Mittelwert entspricht 100), wodurch wegen der unterschiedlichen Bezugszeiträume keine absoluten Vergleiche angestellt werden können. Jedoch können durch diese Vorgangsweise sehr wohl die Variabilität der Erzeugung sowie die Korrelation der einzelnen Indices bestimmt werden.

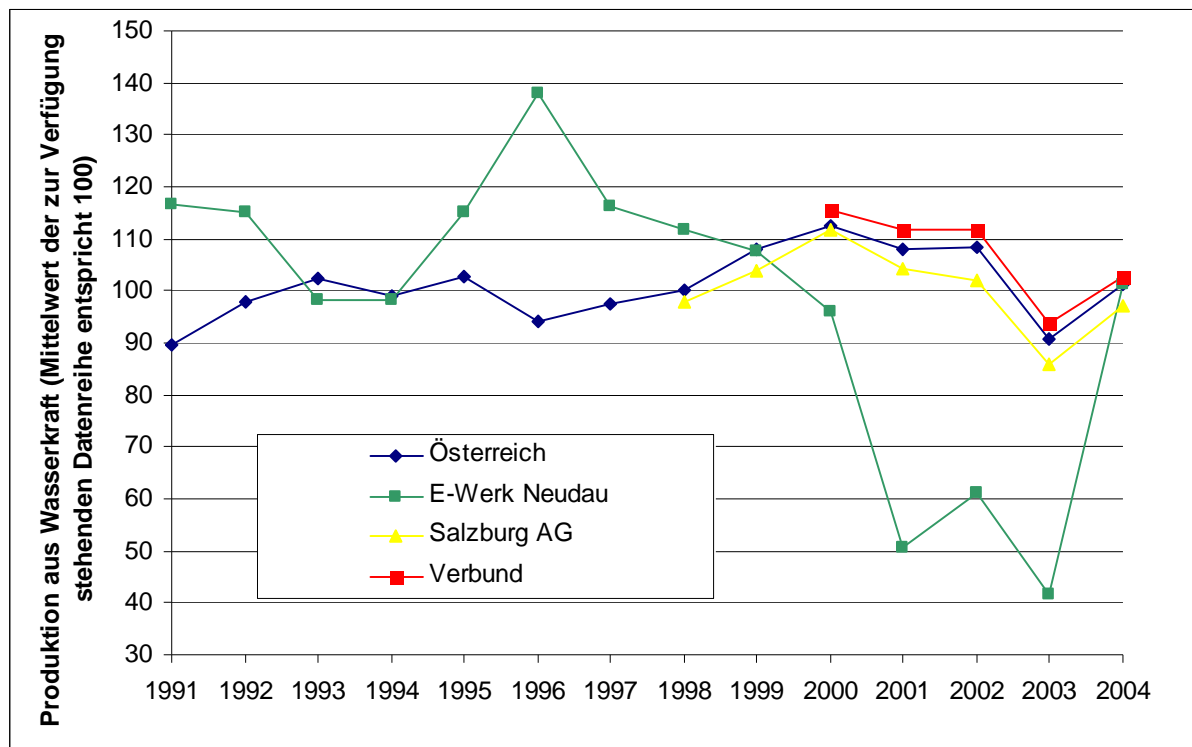


Abbildung 18: Variabilität der Wasserkraftproduktion ausgewählter Unternehmen (Eigene Berechnungen; Datenquellen: E-control 2005, Verbund 2005, Salzburg AG 2006, E-Werk Neudau KG 2005)

Abbildung 18 zeigt, dass die Variabilität der Erzeugung bei großen Energieversorgern deutlich geringer ist, als bei Kleinwasserkraftwerken. Während der Varianzkoeffizient beim Verbund für die Jahre 2000-2004 mit 0,081 dem Österreichwert entspricht (59 Prozent der österreichischen Wasserkraftproduktion erfolgte im Jahr 2004 durch den Verbund), war jener der Salzburg AG mit 0,096 etwas höher. Im Vergleich dazu betrug er für das durch die Trockenjahre in der Südoststeiermark betroffene Kraftwerk Hammermühle 0,3851. Auch eine Einzelbetrachtung der Laufwasserkraftwerke der Salzburg AG zeigt deutlich höhere Jahresschwankungen für kleinere Kraftwerke.

Parallel dazu korreliert die Jahreserzeugungsmenge des Verbunds und auch jene der Salzburg AG sehr gut mit der österreichischen Gesamterzeugung (Korrelationskoeffizient 0,99 bzw. 0,975). Zwar weisen bei der Salzburg AG die einzelnen Lauf- und Speicherkraftwerke (mit Ausnahme der Donaukraftwerksbeteiligungen) geringere Korrelationen auf (Median der 19 untersuchten Kraftwerke: 0,81), in Summe korrelieren diese aber sehr gut mit dem Österreichwert.

Hingegen stellt sich wiederum heraus, dass die Erzeugungsmenge der Kleinwasserkraftwerke, sowohl jene im Portfolio der Salzburg AG (Korrelationskoeffizienten 0,15, 0,35 und 0,9) als auch das südoststeirische Kraftwerk Hammermühle (-0,16), bis auf eine Ausnahme sehr gering mit dem Österreichwert korrelieren. Daraus lässt sich der Schluss ziehen, dass das Anbieten von Wetterderivaten an Kleinwasserkraftbetreiber, vor allem an jene die nicht im selben Flusseinzugsgebiet liegen, aus portfoliotheoretischen Gründen durchaus Sinn macht.¹⁴⁸

Eine Detailanalyse des Portfolios der Salzburg AG soll weiters zeigen, wie sehr der Betrieb von Kraftwerken in unterschiedlichen Regionen die Variabilität der Jahreserzeugung beeinflusst. Dazu wurden die Kraftwerke in drei Gruppen geclustert, wobei Kraftwerke ausgeschlossen wurden, an welchen innerhalb der Periode 1998-2005 Revitalisierungsmaßnahmen vorgenommen wurden, wie auch Pumpspeicherkraftwerke, deren Produktionsmenge vielmehr von Preisüberlegungen als von Wettereinflüssen bestimmt wird.

¹⁴⁸ Eine Beschreibung der Erfahrungen der Salzburg AG mit Wetterderivaten findet sich in Kapitel 2.2.3

Tabelle 10: Clusterung des Portfolios der Salzburg AG (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Salzburg AG 2006)

Bez.	Kraftwerke und Lage	Mittlere Erzeugung 1998-2005	Variationskoeffizient
LAUF	Laufkraftwerke an der Salzach	268.000 MWh	0,068
SPEICHER	Speicherkraftwerke (in Gebirgstälern)	547.000 MWh	0,087
DONAU	Laufkraftwerksbeteiligungen an der Donau	255.000 MWh	0,076

Entscheidend für die Höhe des Diversifikationseffektes ist die Korrelation der einzelnen Cluster zueinander, wie sie folgende Abbildung zeigt:

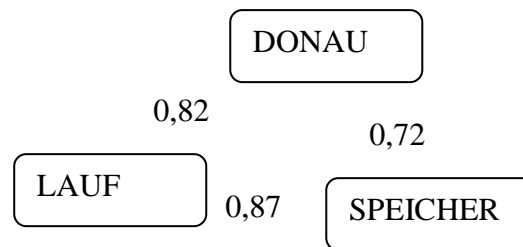


Abbildung 19: Korrelationskoeffizienten der Jahreserzeugung der einzelnen Cluster

Die Jahreserzeugung der einzelnen Kraftwerksgruppen korreliert relativ gut. Während für den Zeitraum 1998-2005 der Variationskoeffizient der Gesamtproduktion 0,074 beträgt, würde er ohne Diversifikationseffekt (unter der Annahme, dass alle Cluster perfekt korrelieren) 0,079 betragen, das heißt die Erzeugungsschwankungen sind um 6 Prozent geringer. Ganz anders würde sich das Portfolio ändern, würden Kraftwerke aufgenommen werden, welche nicht oder kaum mit der bisherigen eigenen Erzeugungsmenge korrelieren. Dies wäre beispielsweise durch Aufnahme von Windkraftwerken ins Portfolio der Fall.

4.3.2 Windkraft

Eine Auswertung der Elektrizitätsproduktion von 14 österreichischen Windparks mit insgesamt 26 Windrädern, die bereits vor dem Jahr 2000 installiert wurden und in der Produktionsdatenbank der IG Windkraft erfasst sind, zeigt für die Jahre 2000-2004 folgende Ergebnisse:

- Variabilität einzelner Anlagen: Der Variationskoeffizient der einzelnen Anlagen liegt zwischen 0,047 und 0,102, wobei der Median bei 0,075 liegt. Das bedeutet, dass der Betreiber einer durchschnittlichen Windkraftanlage eine Standardabweichung von 7,5 Prozent der mittleren Jahresproduktion erwarten kann.

- Diversifikation innerhalb von Windparks: Die Jahresergebnisse der einzelnen Anlagen eines Windparks weichen voneinander ab, etwa wegen technischer Störfälle, geringer meteorologischer Abweichungen oder unterschiedlichem Materialverschleiß. Der errechnete mittlere Korrelationskoeffizient (Median) für Anlagen desselben Windparks beträgt 0,86. Diese Erkenntnis ist auch für die Absicherung mit Wetterderivaten dahingehend von Bedeutung, dass bei einem Windpark aufgrund dieser Abweichungen selbst bei einem stark korrelierenden Underlying ein ‚perfekter Hedge‘ gar nicht möglich ist.
- Regionalklimatische Diversifikation: Windparkbetreiber können durch richtige Standortwahl ihr Wetterrisiko verringern. Entscheidend dafür ist, in welchem Ausmaß die meteorologischen Bedingungen und dementsprechend auch die Elektrizitätsproduktion an den einzelnen Standorten zusammenhängen. Dies soll konkret anhand von sechs Windparks in Ober- und Niederösterreich analysiert werden, wobei jedoch bei der Auswahl dieser Windparks die jeweils regional vorherrschenden Windverhältnisse unberücksichtigt blieben.

Tabelle 11: Korrelationskoeffizienten einzelner ober- und niederösterreichischer Windparks
(Eigene Berechnungen; Datenquelle: IG Windkraft 2005)

	EBERS	1					ÖÖ - ÖÖ
Oberösterreich	OBERR	0,86	1				ÖÖ - NÖ
	SPÖRB	0,57	0,49	1			NÖ - NÖ
	SIMON	0,17	0,27	0,31	1		
Niederösterreich	POTTE	0,12	0,01	-0,06	0,83	1	
	ZISTER	0,23	-0,11	-0,09	0,48	0,87	1
		EBERS	OBERR	SPÖRB	SIMON	POTTE	ZISTER
	Oberösterreich			Niederösterreich			

Tabelle 11 zeigt, dass innerhalb der Bundesländer eindeutige Zusammenhänge erkennbar sind (Korrelationskoeffizient zwischen 0,48 und 0,87), während zwischen den Jahresproduktionen der ober- und niederösterreichischen Windparks keine markanten Abhängigkeiten bestehen (-0,11 bis 0,31).

Wie sich diese Unterschiede auf die Variabilität der Produktion auswirken, soll beispielhaft mithilfe einer portfoliotheoretischen Analyse gezeigt werden. Dazu werden die Jahreserträge von jeweils drei Windparks zu Portfolios zusammengefasst und die Auswirkung auf den Variationskoeffizient ermittelt. Die Korrelationskoeffizienten sind in Tabelle 11 ausgewiesen:

Tabelle 12: Beispiel für eine Reduktion der Variation durch regionalklimatische Diversifikation

1: Portfolio Oberösterreich			2: Portfolio Niederösterreich			3: Portfolio NÖ+OÖ		
Windpark	mittlere Jahresproduktion (kWh)	Variationskoeffizient	Windpark	mittlere Jahresproduktion (kWh)	Variationskoeffizient	Windpark	mittlere Jahresproduktion (kWh)	Variationskoeffizient
EBERS	1.606.561	0,048	SIMON	2.349.789	0,069	SIMON	2.349.789	0,069
OBERR	2.981.789	0,066	POTTE	4.807.427	0,081	ZISTER	4.372.477	0,040
SPÖRB	1.495.985	0,093	ZISTER	4.372.477	0,040	OBERR	2.981.789	0,066
Portfolio	6.084.335	0,059		11.529.693	0,059		9.704.055	0,038
ohne Diversifikation		0,068	ohne Diversifikation		0,063	ohne Diversifikation		0,055
Reduktion		13 %	Reduktion		7 %	Reduktion		32 %

Eine ausgewogene Diversifikation der Standorte reduziert die Jahres-schwankungen eines Portfolios deutlich. Während die Zusammenfassung der sehr gut miteinander korrelierenden niederösterreichischen Windparks in ein Portfolio im Vergleich zur Variante ohne Diversifikation (das heißt der Korrelationskoeffizient entspricht jeweils 1) nur eine geringe Reduktion der Variabilität von minus sieben Prozent ergibt, bringt die Miteinbeziehung des von den niederösterreichischen Jahresproduktionen unabhängigen Windparks OBERR beim dritten Portfolio eine Reduktion der Variabilität um 32 Prozent.

Diese portfoliotheoretischen Überlegungen scheinen bezüglich der bereits im vorigen Kapitel erwähnten Expansion österreichischer Windkraftunternehmer ins Ausland von Bedeutung zu sein, vor allem weil die Windstromerzeugung in Österreich auf sehr begrenztem Raum konzentriert ist. So sieht beispielsweise auch die Ökostrom AG ihre Chance, durch neue Standorte ihr Wetterisiko zu vermindern:

„Ein meteorologisches Risiko liegt in der Konzentration der Windstromproduktion am Standort Parndorf mit in Summe 13 Windkraftwerken. Die Schwankungen der Windjahre in ihrer Ertragskraft ist unter üblichen Verhältnissen wirtschaftlich verkraftbar und vorkalkuliert. Die Bedeutung einzelner Standorte wird zukünftig durch weitere Windkraftprojekte in anderen Regionen insbesondere in Tschechien und Ungarn relativiert.“¹⁴⁹

¹⁴⁹ vgl. Ökostrom AG 2005, S. 58

5 Weitere Einflussfaktoren

In diesem Kapitel sollen weitere Fragestellungen diskutiert werden, die einen Einfluss auf die Entwicklung des Wetterderivatemarktes haben. In Unterkapitel 5.1 wird der Frage nachgegangen, welche Indices sich für den Einsatz im Bereich Erneuerbarer Energien eignen und welche Probleme dabei auftreten können. In Unterkapitel 5.2 wird untersucht, inwiefern eine Standardisierung relevanter Wetterindices möglich ist. In Unterkapitel 5.3 wird erörtert, ob eine Absicherung durch andere Ökostromproduzenten sinnvoll erscheint. Schließlich erfolgt in den Unterkapiteln 5.4 und 5.5 eine nähere Betrachtung der Größenstrukturen, beziehungsweise Unternehmensstrukturen in den Branchen Wasserkraft, Windkraft und Fotovoltaik.

5.1 Als Basisvariable geeignete Indices

Entscheidende Voraussetzung für den sinnvollen Einsatz von Wetterderivaten im Bereich Erneuerbarer Energien ist eine hohe Korrelation zwischen dem verwendeten Wetterindex und dem Ertrag aus der Elektrizitätsproduktion. Der Einsatz eines Derivats lohnt sich nur, wenn die Höhe des Basisrisikos den Nutzen des Derivats nicht übersteigt.¹⁵⁰

Die Höhe des Basisrisikos, also der Abweichung zwischen dem Wetterindex und dem tatsächlichen Ertrag, hängt prinzipiell von zwei Faktoren ab. Einerseits ist die räumliche Entfernung zwischen der Messstation und dem abzusichernden Kraftwerk zu beachten, welche eine umso größere Rolle spielt, je heterogener die räumliche Verteilung des entsprechenden Wetterparameters ist. Andererseits besteht auch ohne Berücksichtigung dieser räumlichen Komponente kein perfekter Zusammenhang zwischen dem Wetterexposure des Kraftwerks und dem Wetterindex etwa auf Grund von technischen Spezifikationen, Messfehlern etc.¹⁵¹

Bei der Wahl der Basisvariablen handelt es sich um einen Balanceakt zwischen einer Reduktion des Basisrisikos und der Verwendung eines möglichst hochwertigen Wetterindices. Um das Basisrisiko gänzlich zu eliminieren, wäre es theoretisch denkbar, direkt die

¹⁵⁰ vgl. Berg et al. 2004, S. 10

¹⁵¹ vgl. Heidorn et al. 2005, S. 8

Produktionsdaten des Betreibers als Grundlage für das Derivat zu verwenden. Tatsächlich würde dies jedoch völlig der Grundidee eines Wetterderivats widersprechen, da es sich in diesem Fall nicht um eine reine Absicherung des ‚nicht-beeinflussbaren‘ Wetterrisikos handelt, sondern vielmehr um eine Absicherung aller sehr wohl steuerbaren technischen Risiken. Es würde sich auch nicht um einen unabhängigen Index handeln und es wäre Moral Hazard durch mögliche Handlungen des Energieproduzenten gegeben.

Allerdings können in den meisten Fällen auch nicht direkt die Temperatur-, Niederschlags- oder Windmessungen der meteorologischen Stationen als Underlying verwendet werden, weil diese nicht unmittelbar auf den abzusichernden Wetterexposure abgestimmt sind. So gibt beispielsweise die üblicherweise gemessene mittlere Windgeschwindigkeit wenig Aufschluss über den tatsächlichen Ertrag einer Windkraftanlage, weil dieser von mehreren Faktoren abhängt, nämlich von der Verteilung der Windgeschwindigkeiten, der Verteilung der Windrichtungen und der Leistungskurve der Anlage¹⁵².

Nachfolgend soll nun für die einzelnen Technologien untersucht werden, welche Indices geeignete Basisvariablen darstellen.

5.1.1 Indices im Bereich Wasserkraft

Generell stellt die Verwendung von Niederschlag als Basisvariable im Vergleich zu Temperaturindices eine wesentlich schwierigere Herausforderung dar. Erstens sind in Bezug auf Niederschlag nicht nur die Niederschlagsmenge von Bedeutung, sondern auch der zeitliche Verlauf, die Intensität und die Ausprägungsform (Schnee, Regen etc). Bei einem bloßen Aufsummieren der Niederschlagsmenge für eine bestimmte Periode bleiben all diese Faktoren unberücksichtigt. Zweitens treten Niederschlagsereignisse wesentlich lokaler auf und schon innerhalb eines kleinen Gebietes können die Unterschiede der Niederschlagsmenge je nach lokalem Klima, Exposition und Höhenlage beträchtlich sein. Dementsprechend ergeben sich Probleme mit der Repräsentativität von einzelnen Niederschlagsmessungen für eine bestimmte Region.¹⁵³

Zur Absicherung von Wasserkraftwerken sind prinzipiell drei Arten von Wetterindices vorstellbar, deren Anwendbarkeit jeweils kurz beleuchtet werden soll:

¹⁵² vgl. EWEA 2003, S. 50

¹⁵³ vgl. Heidorn et al. 2005, S. 4 f

Niederschlagsmessungen

Wie aus Kapitel 2.2.3 hervorgeht, wurde bei den meisten bisher im Bereich Wasserkraft abgeschlossenen Derivaten die Niederschlagssumme von einer oder mehreren Messstationen als Basisvariable verwendet. Der Grund dafür scheint darin zu liegen, dass die Anbieter von Wetterderivaten im Vergleich zu anderen Messmethoden mehr Vertrauen in die Qualität der Niederschlagsmessungen (Länge der Messreihen, Datenaufbereitung, Störgrößen) haben, was sich günstig auf die Bereitschaft, Derivate in diesem Bereich überhaupt anzubieten, beziehungsweise die Höhe der Optionsprämie auswirkt.

Grundsätzlich besteht jedoch bei der Verwendung von konventionellen Niederschlagsmessungen die Problematik, dass diese Punktmessungen sind, während für die Wasserkraftproduktion die Niederschlagsverhältnisse im gesamten Flusseinzugsgebiet flussaufwärts des Kraftwerks relevant sind. Mit zunehmender Größe dieses Einzugsgebietes sowie zunehmender Komplexität der regionalklimatischen Bedingungen (räumliche Heterogenität der Niederschläge, Einflüsse der Gletscherschmelze etc.) nimmt die Aussagekraft punktueller Niederschlagsmessungen ab.

Hinzu kommt auch noch, dass Lage und Exposition der Messstation (Berg, Tal etc.) die Repräsentativität erheblich beeinflussen, die Verwendung der nächstgelegenen Wetterstation liefert nicht immer die höchsten Korrelationswerte. Außerdem beeinflussen zeitliche Verzögerungen durch die Speicherung der Niederschläge im Boden beziehungsweise in Form von Schnee die Aussagekraft von punktuellen Niederschlagsmessungen.¹⁵⁴

Durchflussmessungen

Die Verwendung von Durchflussmessungen hat den Vorteil, dass die im Zusammenhang mit Niederschlagsmessungen erwähnten Störfaktoren vermieden werden können, sofern die Messungen in der Nähe des abzusichernden Kraftwerks erfolgen. Allerdings ist eine Reihe weiterer Problemfelder zu berücksichtigen.

Durchflussmessungen können nicht-meteorologisch bedingte Veränderungen beinhalten wie beispielsweise Veränderungen bei der Entnahme von Flusswasser für landwirtschaftliche Zwecke oder Veränderungen des Abflussregimes durch bauliche Maßnahmen wie die Errichtung anderer Kraftwerke. In diesem Fall beinhalten Durchflussindices nicht nur

¹⁵⁴ vgl. Mittlböck et al. 2004, S. 453f

Wetterrisiken und Informationsasymmetrien der Vertragsparteien können unter Umständen eine wichtige Rolle spielen.

Des Weiteren sind Durchflussmessungen im Vergleich zu Niederschlagsmessungen technisch aufwändiger. Dementsprechend wird eine Vielzahl an Messmethoden herangezogen. Die Qualität der Ergebnisse hängt von der Genauigkeit der technischen Instrumente, der Häufigkeit der Messungen von Fließgeschwindigkeit und Wasserstand (kontinuierlich versus Einzelmessungen) und weiteren Einflussgrößen ab.¹⁵⁵

Ob Durchflussmessungen eine sinnvolle Alternative zu punktuellen Niederschlagsmessungen sind, ist demnach primär von der Verfügbarkeit und Qualität der Messdaten abhängig. Dahingehend muss für jede Absicherung des Produktionsrisikos aus Wasserkraft gesondert die Entscheidung getroffen werden, ob ein Niederschlagsindex oder ein Durchflussindex zu bevorzugen ist.

Niederschlagsmessung mittels Fernerkundung

Während die ersten beiden Varianten bereits in der Praxis als Wetterindices eingesetzt werden, handelt es sich bei der Bestimmung der Niederschlagsmenge mittels passiver (Satelliten) und aktiver Fernerkundung (Radar) um Technologien, die in den letzten Jahren stark an Bedeutung gewonnen haben, jedoch bislang für Wetterderivate noch nicht angewandt wurden. Deren zukünftige Anwendbarkeit wird davon abhängen, ob es gelingen wird, für die Anbieter von Wetterderivaten ausreichend lange Zeitreihen verlässlicher und einfach verfügbarer Daten zur Verfügung zu stellen.

Prinzipiell ist eine Bestimmung der Niederschlagsmengen über Landoberflächen mittels Satellitendaten bereits möglich. Diese bieten den großen Vorteil, dass Niederschlagsereignisse im Gegensatz zu Bodenmessstationen flächendeckend aufgezeichnet werden und Daten auch für unwegsame Gebiete wie beispielsweise Bergregionen gemessen werden können. Allerdings bestehen derzeit noch Probleme mit der Genauigkeit der Daten sowie der niedrigen räumlichen und zeitlichen Auflösung.¹⁵⁶

Mittels Radarniederschlagsmessungen können hingegen flächendeckende Niederschlagsverteilungen mit einer räumlichen Auflösung von einem Quadratkilometer und einer zeitlichen Auflösung von zumindest fünf Minuten erstellt werden. Dazu besteht

¹⁵⁵ vgl. dazu Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg 2002, S. 1f

¹⁵⁶ vgl. dazu Schoenermark 2002

beispielsweise in Deutschland bereits seit 2000 ein flächendeckendes Radarverbundnetz. Jedoch müssen diese Radardaten wegen verschiedener Ursachen noch mittels umfangreicher statistischer Verfahren und durch Verwendung der Messergebnisse der konventionellen Bodenstationen aufbereitet werden, damit sie für wasserwirtschaftliche Anwendungen befriedigende Ergebnisse liefern.¹⁵⁷

5.1.2 Indices im Bereich Windkraft

Bei der Absicherung von Windkraftanlagen mittels Windderivaten ist es im Vergleich zu Temperatur- und Niederschlagsindices besonders schwierig, geeignete Windindices zu verwenden, da von den Windmessungen der Wetterdienste nur schwer auf die tatsächliche Elektrizitätsproduktion von Windkraftanlagen geschlossen werden kann. Nachfolgend soll ein Überblick über bereits bestehende Windindices gegeben werden, sowie deren Anwendbarkeit als Basisvariable für Windderivate untersucht werden.

Vor allem für Deutschland sind bereits mehrere Windindices verfügbar, die für verschiedenste Zwecke wie beispielsweise Ertragsprognosen, Ertragsvergleiche oder direkt als Basisvariable für Windderivate konzipiert wurden. Diese können in zwei Kategorien eingeteilt werden, nämlich Windmessindices und Produktionsindices, welche sich grundlegend voneinander unterscheiden. Tabelle 13 gibt einen Überblick über verschiedene Indices und ihr Einsatzgebiet:

Tabelle 13: Überblick über verschiedene Windindices

Index	Typ	Quelle
Wind-Power-Index	Standortbezogener Windmessindex	http://gmi.ml.com/commodities/wind_power_indices.asp (Stand: 31.7.2006)
Euro-Windindex	Standortbezogener Windmessindex für Europa	Mengelkamp et al. 2005
NCEP/NCAR-Index	Globaler, standortbezogener Windmessindex	www.anemos.de (Stand: 31.7.2006)
IWR-Index	Regionaler Produktionsindex für Deutschland (Unterteilung: Küste/Binnenland)	http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/index.html (Stand 31.7.2006)

¹⁵⁷ vgl. Weigl o. J., S. 2

IWET –Index (Keiler-Häuser-Index)	Regionaler Produktionsindex für 25 deutsche Regionen	Keiler, o. J., S. 4
Danish Wind Index	Windmess- und Produktionsindex für Dänemark	Nielsen 2004, S. 1

Windmessindices

Bei Windmessindices werden wie auch bei Niederschlags- oder Temperaturindices monatliche oder jährliche Windmessungen mit langjährigen Messreihen verglichen. Diese Verfügbarkeit von verlässlichen, langjährigen Messreihen stellt einen großen Vorteil von Windmessindices gegenüber Produktionsindices dar. Dem steht jedoch gegenüber, dass für viele Standorte von Windparks in unmittelbarer Nähe keine offiziellen Windmessstationen verfügbar sind. Des Weiteren wird bei Windmessungen die Windgeschwindigkeit im Regelfall in zehn Meter Höhe gemessen, womit eine Umrechnung auf die Windverhältnisse in größeren Höhen nötig ist. Auch findet bei Windmessindices keine Berücksichtigung der Leistungskurve, also des Umsetzungsverhalten von Wind in Elektrizität statt. Dementsprechend muss wiederum eine Umrechnung erfolgen.¹⁵⁸

Es gibt allerdings Versuche, die mangelnde Verfügbarkeit von Messstandorten in vielen Windregionen durch die Konstruktion von räumlich aufgelösten Indices zu umgehen, wie zum Beispiel beim EuroWindindex. Dabei werden die Messdaten vieler Windmessstationen (für Deutschland beispielsweise 74 Stationen) durch ein räumliches Transformationsverfahren unter Berücksichtigung von Höhen- und Landnutzungsstrukturen zur Berechnung der Windverhältnisse an einem spezifischen Standort herangezogen.¹⁵⁹

Produktionsindices

Für Produktionsindices werden zur Indexberechnung nicht die Windbedingungen, sondern direkt die Elektrizitätsproduktion der Windkraftwerke einer Region verwendet. Diese Vorgehensweise hat den Vorteil, dass die bei Windmessindices anfallenden Transformationen wegfallen. Des Weiteren steht in für Windenergie interessanten Regionen in der Regel eine hohe Anzahl an Produktionsergebnissen zur Verfügung, sodass untypische Ergebnisse beziehungsweise längere Ausfälle geringe Auswirkungen auf den Indexverlauf haben. Als

¹⁵⁸ vgl. Keiler, o. J., S. 4 f

¹⁵⁹ vgl. Mengelkamp et al. 2005, S. 26

sehr problematisch erweist sich allerdings die Wahl des Zeitraums für die Bestimmung der langjährigen Mittelwerte.¹⁶⁰

Diese Problematik zeigt sich am Beispiel des Danish Wind Indexes, welcher lange Zeit Vorbild für deutsche Windindices war. Selbst wenn Produktionsdaten über längere Zeiträume verfügbar wären – die in der Meteorologie für langjährige Mittelwertberechnungen verwendete Periode von 30 Jahren ist ohnehin nicht möglich – so wäre aufgrund der sich ständig weiterentwickelnden Technologien und der Verfügbarkeit neuer Datenquellen eine Verwendung von älteren Produktionsdaten zur Indexberechnung wenig sinnvoll. Modifikationen des Indexes sind folglich von Zeit zu Zeit nötig, wie sie beim Danish Wind Index zuletzt 2003 und 2006 erfolgten.¹⁶¹

Weitere Probleme im Umgang mit Produktionsindices verursacht die Einteilung in Regionen, weil sich die Vorgehensweise bei der Einteilung auf die Aussagekraft der Indices auswirkt und die Repräsentativität für einzelne Anlagen von der Lage dieser innerhalb der Regionen abhängt. Auch neigen Produktionsindices wie zum Beispiel der IWET-Index dazu, höher zu variieren als die tatsächlichen Erträge.¹⁶²

Aufgrund dieser Schwierigkeiten scheinen zurzeit standortbezogene Windmessindices bei der Konstruktion von Wetterderivaten in der Praxis besser geeignet zu sein. Die in Deutschland abgeschlossenen Derivate verwenden jeweils den Merrill Lynch Global Commodities Wind-Power-Index¹⁶³ als Underlying. Nach Angaben des Betreibers werden dabei zur Erstellung dieses Indexes nicht nur Windgeschwindigkeit und Windrichtung, sondern auch die Leistungskurve der in den jeweiligen Windparks eingesetzten Turbinen berücksichtigt.¹⁶⁴

5.1.3 Indices im Bereich Photovoltaik

Im Bereich Photovoltaik wurden bisher noch keine Kontrakte abgeschlossen, allerdings wäre es im Vergleich zu Wind- und Wasserkraft relativ leicht einen hoch mit dem Ertrag korrelierenden Wetterindex zu verwenden. Die Elektrizitätsproduktion an den Standorten hängt von Sonnenscheindauer und vom Einfallswinkel der Sonnenstrahlung ab,

¹⁶⁰ vgl. Keiler, o. J., S. 5

¹⁶¹ vgl. dazu Nielsen 2004, S. 1

¹⁶² vgl. Mengelkamp et al. 2005, S. 25

¹⁶³ vormals Entergy-Koch Wind Power Index

¹⁶⁴ vgl. Saunderson 2004

dementsprechend wäre die jährliche Direkteinstrahlung, angegeben in Kilowattstunden pro Quadratmeter, ein geeigneter Index für eine Absicherung.¹⁶⁵

Ein ebenso leicht verfügbarer Index wäre die Anzahl der Sonnenstunden. Beispielsweise würden Daten für diesen Index im Gegensatz zu Globalstrahlungsdaten beim Deutschen Wetterdienst für 45 Wetterstationen sogar kostenlos für die letzten 15 Jahre auf Tagesbasis zur Verfügung stehen.¹⁶⁶ Allerdings haben Sonnenstundendaten den Nachteil, dass der von Jahres- und Tageszeit abhängige Einfallswinkel nicht inkludiert ist, eine reine Aufsummierung der Sonnenstunden würde also mit der Elektrizitätsproduktion weniger hoch korrelieren als Direkteinstrahlungsdaten.

5.2 Standardisierbarkeit

Die Frage der Standardisierbarkeit spielt eine entscheidende Rolle für die Entwicklung des Wettermarktes. Ob ein Wetterindex an der Börse gehandelt werden kann, hängt neben weiteren Faktoren vor allem davon ab, wie gut ein standardisierter Index das Wetterrisiko der interessierten Unternehmen abdeckt. Dies ist wiederum in großem Maße davon abhängig, wie repräsentativ der angebotene Wetterindex für eine bestimmte Region ist.

Besonders hoch ist die räumliche Homogenität bei Temperatur, das heißt, dass die Temperaturdaten einer einzigen Messstation allgemein sehr gut mit den Temperaturverhältnissen einer größeren Region korrelieren. Zum Beispiel bietet Euronext zur Abdeckung von Temperaturrisiken in den 22 französischen Kernlandregionen (inkl. Korsika) insgesamt nur fünf Regionalindices an. Dennoch korrelieren die Temperaturmessungen in diesen 22 Regionen mit den fünf für die Euronext-Indices verwendeten Messstationen (Marseille, Bordeaux, Paris-Orly, Lyon und Straßburg) in hohem Maße. Nach Berechnungen von Meteo France betragen die Korrelationskoeffizienten für alle Regionen sowohl für das Winter- als auch für das Sommerhalbjahr zumindest 0,92. Einzige Ausnahme stellt die Insel Korsika im Winterhalbjahr dar. Der Korrelationskoeffizient zur mehrere hundert Kilometer entfernten Referenzstation Marseille beträgt für diese immerhin noch 0,87.¹⁶⁷

¹⁶⁵ vgl. Kistner et al. o. J., S. 1

¹⁶⁶ vgl. dazu Deutscher Wetterdienst 2006

¹⁶⁷ vgl. Powernext et al 2006, S. 3f

Es stellt sich die Frage, ob es auch Sinn machen würde, für die im Bereich Erneuerbarer Energien relevanten Indices Niederschlag, Wind und Sonnenscheindauer vergleichbare standardisierte Produkte anzubieten. Dazu wurden für die Periode 1991-2004 die Tages- bzw. Monatsdaten fünf deutscher Messstationen zur Bildung von Jahresindices verwendet und daraufhin untersucht, inwieweit die Wetterbedingungen an den einzelnen Standorten miteinander korrelieren.

Die Auswahl der Wetterstationen erfolgte primär nach den Kriterien Datenverfügbarkeit und ausreichende Entfernung der Stationen zueinander, jedoch weniger nach regionalklimatischen Standpunkten. Allerdings wurde versucht durch Einbeziehung der Hochgebirgsmessstation Zugspitze zu überprüfen, wie sehr die einzelnen Indices auch für exponierte Lagen gültig sind.

Tabelle 14: Jahresmaxima, -minima und –mittelwerte ausgewählter Parameter für die Periode 1991-2004 (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Deutscher Wetterdienst 2006)

Station	Jahresmitteltemperatur (in °C)			Jahresniederschlag (in mm)			Jahresmittel der Windstärke (in Bft)			Sonnenstunden		
	MIN	MAX	Mittel	MIN	MAX	Mittel	MIN	MAX	Mittel	MIN	MAX	Mittel
Potsdam	7,3	10,4	9,4	406	763	569	2,73	3,06	2,89	1488	2081	1740
Zugspitze	-5,0	-3,5	-4,1	1775	2576	2115	3,57	4,38	3,99	1694	2180	1854
Nürnberg	7,5	10,8	9,5	414	827	603	1,93	2,39	2,23	1480	2095	1682
Frankfurt	9,2	11,6	10,8	379	778	608	2,30	2,59	2,45	1485	2138	1686
Bremen	7,7	10,4	9,5	446	1062	715	2,77	3,06	2,92	1329	1899	1538

Tabelle 14 zeigt für die ausgewählten Stationen jeweils für die Periode 1991-2004 die mittleren Temperaturen, Jahresniederschläge, Windgeschwindigkeiten und Sonnenstunden sowie die höchsten (MAX) beziehungsweise niedrigsten (MIN) Werte. Wie sehr die Jahresindices der einzelnen Stationen miteinander korrelieren, ist in folgender Tabelle ersichtlich:

Tabelle 15: Korrelationskoeffizient verschiedener Wetterindices auf Jahresbasis für fünf deutsche Messstationen 1991-2004 (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Deutscher Wetterdienst 2006)

<table border="1"> <tr><td>Potsdam</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Zugspitze</td><td>0,67</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Nürnberg</td><td>0,84</td><td>0,72</td><td>1,00</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Frankfurt</td><td>0,93</td><td>0,72</td><td>0,92</td><td>1,00</td><td></td></tr> <tr><td>Bremen</td><td>0,98</td><td>0,62</td><td>0,84</td><td>0,90</td><td>1,00</td></tr> <tr><td></td><td>Potsdam</td><td>Zugspitze</td><td>Nürnberg</td><td>Frankfurt</td><td>Bremen</td></tr> </table>	Potsdam	1,00					Zugspitze	0,67	1,00				Nürnberg	0,84	0,72	1,00			Frankfurt	0,93	0,72	0,92	1,00		Bremen	0,98	0,62	0,84	0,90	1,00		Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen	<table border="1"> <tr><td>Potsdam</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Zugspitze</td><td>0,82</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Nürnberg</td><td>0,79</td><td>0,87</td><td>1,00</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Frankfurt</td><td>0,60</td><td>0,59</td><td>0,35</td><td>1,00</td><td></td></tr> <tr><td>Bremen</td><td>0,20</td><td>-0,04</td><td>-0,10</td><td>0,43</td><td>1,00</td></tr> <tr><td></td><td>Potsdam</td><td>Zugspitze</td><td>Nürnberg</td><td>Frankfurt</td><td>Bremen</td></tr> </table>	Potsdam	1,00					Zugspitze	0,82	1,00				Nürnberg	0,79	0,87	1,00			Frankfurt	0,60	0,59	0,35	1,00		Bremen	0,20	-0,04	-0,10	0,43	1,00		Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen
Potsdam	1,00																																																																								
Zugspitze	0,67	1,00																																																																							
Nürnberg	0,84	0,72	1,00																																																																						
Frankfurt	0,93	0,72	0,92	1,00																																																																					
Bremen	0,98	0,62	0,84	0,90	1,00																																																																				
	Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen																																																																				
Potsdam	1,00																																																																								
Zugspitze	0,82	1,00																																																																							
Nürnberg	0,79	0,87	1,00																																																																						
Frankfurt	0,60	0,59	0,35	1,00																																																																					
Bremen	0,20	-0,04	-0,10	0,43	1,00																																																																				
	Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen																																																																				
Jahresmitteltemperatur 1991-2004	Jahresmittel der Windstärke 1991-2004																																																																								
<table border="1"> <tr><td>Potsdam</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Zugspitze</td><td>0,20</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Nürnberg</td><td>0,69</td><td>0,66</td><td>1,00</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Frankfurt</td><td>0,36</td><td>0,83</td><td>0,78</td><td>1,00</td><td></td></tr> <tr><td>Bremen</td><td>0,86</td><td>0,33</td><td>0,74</td><td>0,46</td><td>1,00</td></tr> <tr><td></td><td>Potsdam</td><td>Zugspitze</td><td>Nürnberg</td><td>Frankfurt</td><td>Bremen</td></tr> </table>	Potsdam	1,00					Zugspitze	0,20	1,00				Nürnberg	0,69	0,66	1,00			Frankfurt	0,36	0,83	0,78	1,00		Bremen	0,86	0,33	0,74	0,46	1,00		Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen	<table border="1"> <tr><td>Potsdam</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Zugspitze</td><td>0,52</td><td>1,00</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Nürnberg</td><td>0,79</td><td>0,68</td><td>1,00</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Frankfurt</td><td>0,82</td><td>0,76</td><td>0,95</td><td>1,00</td><td></td></tr> <tr><td>Bremen</td><td>0,84</td><td>0,48</td><td>0,59</td><td>0,74</td><td>1,00</td></tr> <tr><td></td><td>Potsdam</td><td>Zugspitze</td><td>Nürnberg</td><td>Frankfurt</td><td>Bremen</td></tr> </table>	Potsdam	1,00					Zugspitze	0,52	1,00				Nürnberg	0,79	0,68	1,00			Frankfurt	0,82	0,76	0,95	1,00		Bremen	0,84	0,48	0,59	0,74	1,00		Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen
Potsdam	1,00																																																																								
Zugspitze	0,20	1,00																																																																							
Nürnberg	0,69	0,66	1,00																																																																						
Frankfurt	0,36	0,83	0,78	1,00																																																																					
Bremen	0,86	0,33	0,74	0,46	1,00																																																																				
	Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen																																																																				
Potsdam	1,00																																																																								
Zugspitze	0,52	1,00																																																																							
Nürnberg	0,79	0,68	1,00																																																																						
Frankfurt	0,82	0,76	0,95	1,00																																																																					
Bremen	0,84	0,48	0,59	0,74	1,00																																																																				
	Potsdam	Zugspitze	Nürnberg	Frankfurt	Bremen																																																																				
Jahresniederschlagsmenge 1991-2004	Jahressonnenstunden 1991-2004																																																																								
<p> Korrelationskoeffizient > 0,7 Korrelationskoeffizient > 0,4 Korrelationskoeffizient < 0,4 </p>																																																																									

Es zeigt sich, dass die im Bereich Erneuerbarer Energien verwendeten Indices deutlich schwieriger zu standardisieren wären als Temperaturindices. Während die Jahrestemperatur der vier Städte (exkl. Zugspitze) sehr stark zusammenhängt (Korrelationskoeffizienten > 0,84) und auch die im äußersten Süden gelegene Hochgebirgsstation Zugspitze relativ gut mit den Städten im Norden korreliert, ergeben sich für die anderen Indices zwischen den einzelnen Regionen deutliche Unterschiede. Am ehesten standardisierbar wäre noch die Anzahl der Sonnenstunden, hingegen sind Niederschlagsmenge und vor allem Windstärke regional zu heterogen ausgeprägt, das heißt es besteht teilweise nur ein geringer beziehungsweise überhaupt kein Zusammenhang.

Dementsprechend ist es wenig verwunderlich, dass bisher an den Wetterbörsen CME und LIFFE, mit Ausnahme von Schneekontrakten für große Städte, hauptsächlich Temperatur- und Frostkontrakte angeboten werden (siehe dazu Kapitel 2.1.2).

5.3 Absicherung durch andere Ökostromproduzenten

Während sich die hohe Heterogenität bei Windstärke und Niederschlag für eine Standardisierung hinderlich erweist, stellt diese gleichzeitig eine große Chance dar. Eine Diversifikation des Wetterrisikos erscheint durch entsprechende Standortauswahl oder durch gegenseitige Absicherung zweier Ökostromproduzenten möglich zu sein. Eine gegenseitige Absicherung könnte in manchen Fällen mit Unternehmen der eigenen Branche (z.B. Wasser-Wasser) oder ansonsten mit Unternehmen einer anderen Branche (z.B. Wasser-Wind) erfolgen. Dabei sind zwei verschiedene Ausgestaltungsformen denkbar:¹⁶⁸

- 1) Ein größeres Unternehmen sichert ein kleineres Unternehmen ab, wie dies beispielsweise bei dem von der Salzburg AG angebotenen Produkt der Fall ist (vergleiche dazu Kapitel 2.2.3). Für das kleinere Unternehmen erfolgt dadurch ein Ausgleich der wetterbedingten Umsatzeinbußen, das heißt es besteht eine stark negative Korrelation zwischen der Höhe des Umsatzes aus der Produktion und der Höhe der erhaltenen Auszahlung aus dem Wetterderivat. Das größere Unternehmen erreicht hingegen durch das Derivat eine Diversifikation des eigenen Portfolios, sofern dieses nicht demselben Wettereinfluss unterliegt wie das abzusichernde kleinere Unternehmen. Dieser Diversifikationseffekt ist umso höher, je geringer die Korrelation zwischen der Rendite des bisher gehaltenen Portfolios und der Rendite des Derivats ist. Unterliegt es demselben Wettereinfluss (stark positiver Korrelationskoeffizient), besteht wiederum die Möglichkeit, das Risiko bei einem weiteren Anbieter von Wetterderivaten abzusichern.
- 2) Zwei gleich große Unternehmen tauschen ihre Wetterrisiken aus, sodass Kompensationszahlungen genau dann erfolgen, wenn eines der Unternehmen günstigen, das andere hingegen im Vergleich dazu ungünstigeren Wetterbedingungen ausgesetzt ist. Sofern die Unternehmen nicht völlig entgegengesetzten, also stark negativ korrelierenden Wetterrisiken ausgesetzt sind, ist durch dieses Arrangement zwar eine Risikodiversifikation, nicht jedoch eine vollständige Absicherung (perfekter Hedge) möglich.

Für ein Unternehmen, welches sein Wetterrisiko absichern möchte, hat letztere Variante gegenüber ersterer den Vorteil, dass durch den Risikoaustausch generell keine Risikoprämie

¹⁶⁸ vgl. dazu auch Schirm 2001, S. 21

an den Risikokäufer zu entrichten ist. Allerdings wird bei der Risikoreduktion lediglich der Diversifikationseffekt ausgenutzt, die maximal mögliche Reduktion des Wetterrisikos wird also durch die Korrelation der beiden Wetterindices determiniert.

Abbildung 20 illustriert den Effekt einer derartigen Absicherung für zwei gleich große Unternehmen mit derselben Wettervariabilität ohne Berücksichtigung des Basisrisikos. Es wird angenommen, dass sämtliche Wetterrisiken vollständig ausgetauscht werden. Die Berechnung erfolgt auf Basis von Formel (8).

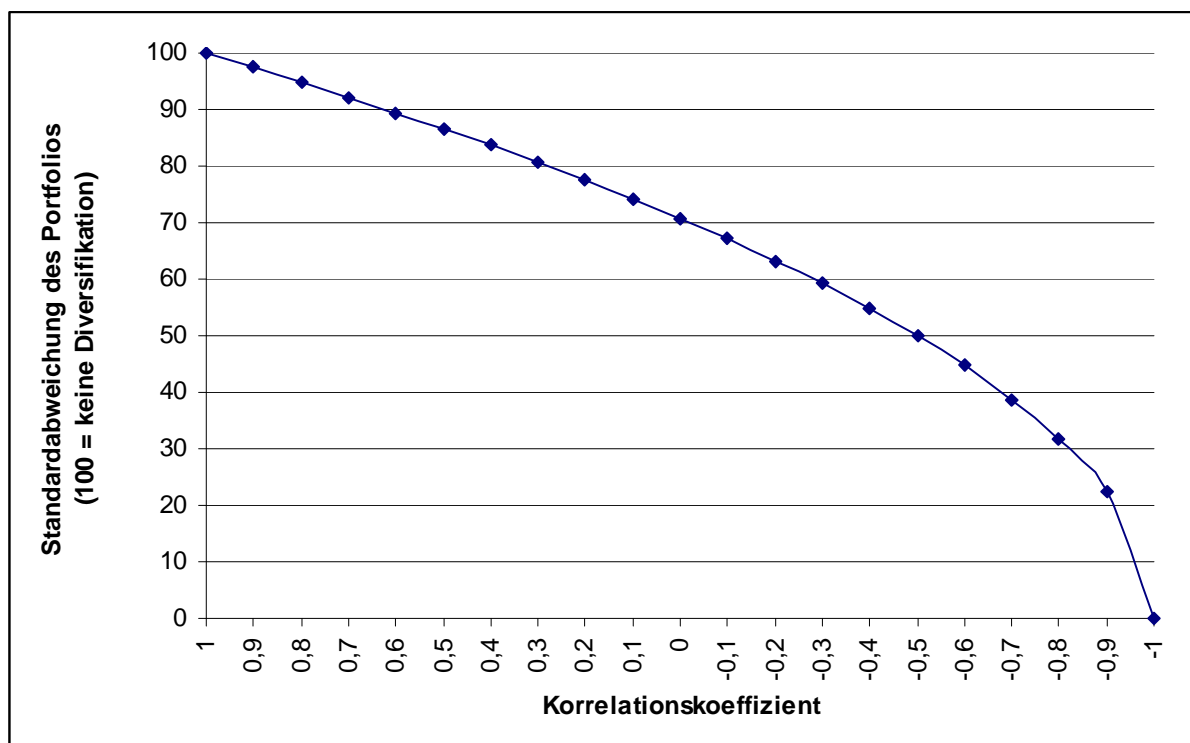


Abbildung 20: Standardabweichung des Portfolios bei Annahme verschiedener Korrelationskoeffizienten

Es zeigt sich, dass eine gegenseitige Absicherung die Variabilität der Erträge bei Unkorreliertheit der Wettereinflüsse um 29 Prozent und bei einem Korrelationskoeffizienten von -0,5 um 50 Prozent verringern würde. Eine vollständige Absicherung wäre zumindest theoretisch bei vollkommen negativer Korrelation möglich. In der Praxis müsste bei einem derartigen Austausch der Wetterrisiken zweier Unternehmen die verringerte Variabilität der Erträge wiederum den Transaktionskosten gegenübergestellt werden.

5.3.1 Unternehmen der eigenen Branche als Gegenpartei

Die gegenseitige Absicherung zweier Unternehmen derselben Branche ist umso vorteilhafter, je weniger die Wetterindices der beiden relevanten Regionen miteinander korrelieren. Im Bereich Windenergie weisen die Ergebnisse in Tabelle 15 darauf hin, dass beispielsweise eine

Absicherung von an der Nordsee gelegenen Windparks mit süddeutschen Windparks auf jeden Fall Sinn machen würde (Korrelation Bremen-Zugspitze: -0,04; Korrelation Bremen-Nürnberg: - 0,1).

Ebenfalls günstig wäre eine Absicherung von geeigneten niederösterreichischen, oberösterreichischen oder steirischen Windparks. Wie aus Tabelle 11 ersichtlich ist, kann für die Jahre 2000 bis 2004 jeweils kein klarer Zusammenhang zwischen der Jahresproduktion von drei nieder- und oberösterreichischen Windparks gefunden werden (Korrelationskoeffizienten: -0,11 bis 0,31). Weitere Berechnungen zeigen, dass der Ertrag des einzigen steirischen Windrads mit entsprechender Datenverfügbarkeit (Plankogel) nur mit 6 der 26 untersuchten Windräder in Nieder- und Oberösterreich eindeutig korreliert (Korrelationskoeffizient $>0,4$).¹⁶⁹

Eine gegenseitige Absicherung von Unternehmen im Bereich Großwasserkraft erscheint hingegen zumindest innerhalb des mittel- und westeuropäischen Raums weniger sinnvoll. Wie Abbildung 21 illustriert, besteht bei Laufkraftwerken zwischen den jährlichen Erzeugungskoeffizienten der einzelnen Länder ein relativ guter Zusammenhang. Davon ausgehend, dass auch in den anderen Ländern eine ebenso hohe Korrelation zwischen dem nationalen Erzeugungskoeffizienten und jenen der großen Wasserkraftbetreiber besteht wie in Österreich (siehe dazu Abbildung 18), scheint für diese Unternehmen eine gegenseitige Absicherung keine wesentliche Reduktion der Wetterrisiken zur Folge zu haben.

¹⁶⁹ Datenquelle: IG Windkraft 2005

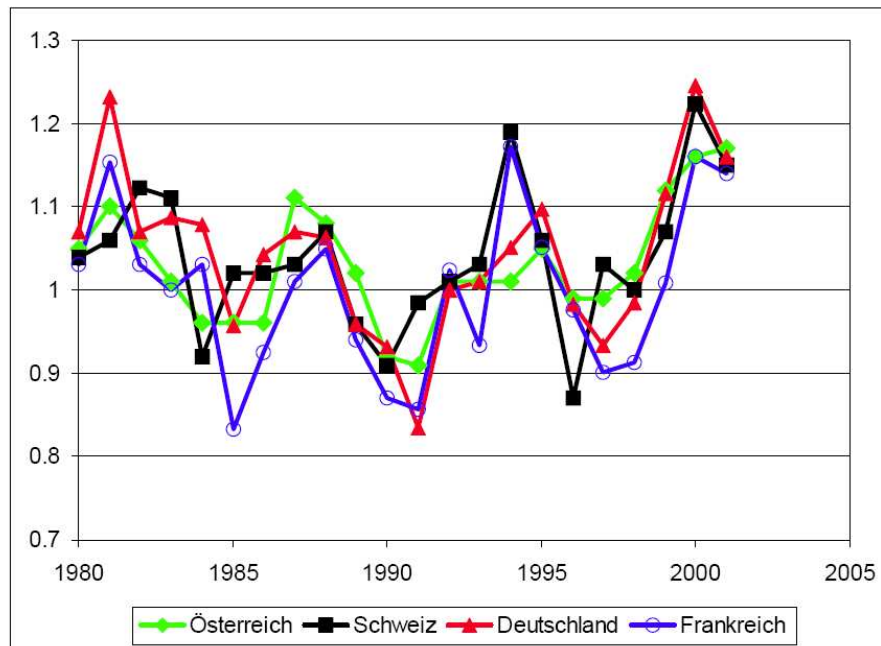


Abbildung 21: Jährlicher Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke 1980-2001 (Quelle: Haas 2003)

Eine gegenseitige Absicherung von Kleinwasserkraftbetreibern in unterschiedlichen Regionen wäre demgegenüber wesentlich vorteilhafter. Einerseits können diese ihr Wetterrisiko unternehmensintern weniger gut diversifizieren als große Wasserkraftbetreiber, andererseits sind diese viel stärker kleinräumigen Niederschlagsvariabilitäten ausgesetzt. Beispielsweise korreliert die Produktionsmenge 1998-2004 von drei der vier in Kapitel 4.3.1 untersuchten Kleinwasserkraftwerke nicht mit dem österreichischen Erzeugungskoeffizienten. Eine Absicherung durch größere Energieversorgungsunternehmen wäre aus dieser Sicht ebenso möglich wie eine gegenseitige Absicherung mit anderen Kleinwasserkraftwerken. Letztere jedoch nur, sofern die Korrelation zwischen den beiden relevanten Wetterindices gering beziehungsweise negativ ist.

5.3.2 Unternehmen einer anderen Branche als Gegenpartei

Eine Absicherung mit anderen Unternehmen im Bereich Erneuerbarer Energie scheint äußerst sinnvoll, sofern die Probleme, welche durch die Verwendung von zwei unterschiedlichen Wetterindices entstehen, gelöst werden können. Die naheliegende Vermutung, dass Niederschlag, Windaufkommen und Sonnenscheindauer auf Jahresbasis wenig miteinander zusammenhängen, bestätigt sich durch Berechnung der Korrelationskoeffizienten zwischen den in Kapitel 4.2.2 berechneten Erzeugungskoeffizienten für Deutschland:

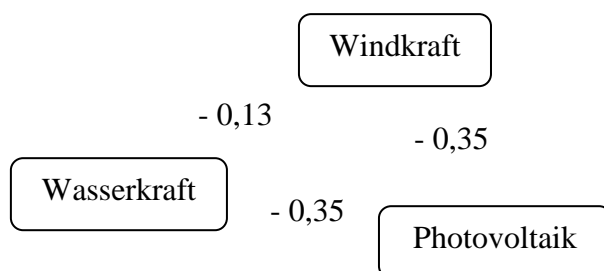


Abbildung 22: Korrelationsgrad der deutschen Erzeugungskoeffizienten 1995-2004 (Eigene Berechnungen; Datenquelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2005)

Bei Verwendung des in Abbildung 20 gezeigten Zusammenhangs folgt aus Abbildung 22, dass für zwei gleich große Unternehmen unterschiedlicher Branchen mit gleicher Wettervariabilität durch eine gegenseitige Absicherung eine beträchtliche Reduktion des Mengenrisikos erfolgen kann. Ein Korrelationskoeffizient von $-0,13$ würde unter den getroffenen Annahmen eine Verringerung der Variabilität um 34 Prozent bedeuten, ein Korrelationskoeffizient von $-0,35$ eine Verringerung um 43 Prozent.

Abschließend ist zu diesen Überlegungen hinzuzufügen, dass die in diesem Abschnitt aufgeworfene Möglichkeit der Absicherung zweier gleichwertiger Unternehmen viele weitere Fragestellungen mit sich bringt. Bei der Festlegung der Kontraktparameter ist insbesondere darauf zu achten, dass die Auszahlungsstruktur die unterschiedlichen Schwankungen der relevanten Wetterindices berücksichtigt. Auch muss die Frage geklärt werden, wie mit dem verbleibenden Restrisiko umgegangen wird. Daher wird es in der Praxis in vielen Fällen günstiger sein, eine Risikoprämie in Kauf zu nehmen, die bei einer Absicherung mit „herkömmlichen Anbietern“ von Wetterderivaten beziehungsweise größeren Energieversorgern zu zahlen wäre.

5.4 Größenstrukturen

Generell spielt die Größe eines Unternehmens eine wesentliche Rolle bei der Frage, ob Derivate zum Einsatz kommen. Smith fasst die Beobachtung mehrerer Autoren zusammen, dass größere Firmen mit höherer Wahrscheinlichkeit Hedging-Instrumente anwenden:

„...large firms are more likely to hedge with derivative securities than are small firms. This is consistent with the proposition that there are significant transaction costs as well as information and scale economies. Derivatives frequently are viewed as

*sophisticated products, and large firms are more likely to hire managers with the requisite expertise to manage a hedging program*¹⁷⁰.

Ob diese Beobachtung jedoch auch für Wetterderivate und speziell für den Einsatz derer im Bereich Erneuerbarer Energien zutrifft, ist fraglich, weil neben der Unternehmensgröße ebenso andere unternehmensspezifische Faktoren von Bedeutung sind:

- (1) Wie hoch sind die Umsätze jener Unternehmensteile, die einem Wetterrisiko in der Produktion ausgesetzt sind?
- (2) In welchem Ausmaß schwanken diese Umsätze? (siehe dazu Kapitel 4.3)
- (3) Welchen Anteil haben diese Umsätze am Gesamtumsatz des Unternehmens und können die eingegangenen Wetterrisiken innerhalb des Unternehmens durch ein entsprechendes Risikoportfolio ausgeglichen werden? (siehe dazu Kapitel 5.5)
- (4) In welchem Marktumfeld agiert das Unternehmen bzw. wie reagieren die Marktpreise bei wetterbedingten Produktionsminderungen? (siehe dazu Kapitel 4.1.2)

Nachfolgend soll versucht werden die erste Frage bezüglich der Umsätze für die Bereiche Groß- und Kleinwasserkraft, Windkraft und Fotovoltaik zu beantworten, sowie zu analysieren, ob eine Absicherung dieser Umsätze mittels Wetterderivate realistisch erscheint.

5.4.1 Großwasserkraft

Während in vielen Fällen ein zu geringes Transaktionsvolumen als Hinderungsgrund für den Einsatz von Wetterderivaten gesehen wird, wird von Wasserkraftbetreibern oftmals sogar das Argument gebracht, dass ihr Niederschlagsrisiko zu groß wäre, um gänzlich von einer Gegenpartei mittels eines Derivates übernommen zu werden.¹⁷¹

Um diese Aussage bewerten zu können, soll eine Betrachtung der Größenordnung des Umsatzes der europäischen Wasserkraftunternehmen erfolgen. Die zehn größten Wasserkraftbetreiber Westeuropas im Jahr 2003 (EdF, Statkraft, Vattenfall, ENBL, Iberdrola, Verbund, Fortum, E.On, Electrabel und Edensa) produzierten jeweils mehr als 15 Terawattstunden elektrische Energie, die größte Unternehmensgruppe EdF sogar über 50 Terawattstunden. Eine einfache Hochrechnung mit den durchschnittlichen BaseLoad-

¹⁷⁰ vgl. Smith 1995, S. 29

¹⁷¹ vgl. Holtaway 2005

Spotmarktpreisen an der EEX in den Jahren 2003 bis 2005 soll die Dimension des in diesen Unternehmen potenziell abzusichernden Umsatzes zeigen.

Tabelle 16: Dimension des Umsatzes aus Wasserkraft bei Hochrechnung mit Spotmarktpreisen

	2003	2004	2005
Jahresmittel EEX Phelix Day Base ¹⁷²	29,49 €/MWh	28,52 €/MWh	45,98 €/MWh
Hochrechnung Umsatz (15 TWh)*	442 Millionen Euro	428 Millionen Euro	690 Millionen Euro
Hochrechnung Umsatz (50 TWh)*	1 475 Millionen Euro	1 426 Millionen Euro	2 299 Millionen Euro
* Diese einfache Hochrechnung soll lediglich die Dimension des Umsatzes aufzeigen. Die tatsächlichen Umsätze können davon beträchtlich abweichen, weil es sich hier um Durchschnittspreise einer einzigen Börse handelt und auch nicht bekannt ist, welche Mengen der Produktion an welche Kundengruppen zu welchen Preisen abgegeben werden.			

Diese anhand der Durchschnittspreise hochgerechneten Umsätze dürften unter den tatsächlichen Umsätzen liegen, weil einerseits Base-Load-Preise verwendet wurden und andererseits anzunehmen ist, dass bei der Direktabgabe an Endkunden höhere Preise erzielt werden. Trotzdem zeigt sich deutlich, dass das Transaktionsvolumen bei einer völligen Absicherung des Wetterrisikos eines Unternehmens mit 15 Terawattstunden Jahresproduktion um das Vielfache höher wäre als das Volumen einer durchschnittlichen OTC-Transaktion.

Dies soll konkret anhand eines Vergleichs gezeigt werden. Der durchschnittliche Nominalwert einer Transaktion betrug im Sommerhalbjahr 2005 circa 0,5 Millionen US-Dollar (0,42 Millionen Euro¹⁷³) und im Winterhalbjahr 2005/06 etwa 1,6 Millionen US-Dollar (1,33 Millionen Euro)¹⁷⁴. Hingegen hätte ein fiktiver Swap ohne Zahlungsobergrenze für den Verbund im Jahr 2005 einen Nominalwert von 167 Millionen Euro gehabt. Dieser Wert ergibt sich bei Berechnung des Nominalwerts mit folgenden Prämissen:

- Berechnung anhand der von PricewaterhouseCoopers verwendeten Berechnungsmethode (siehe Kapitel 2.1.1)

¹⁷² vgl. <http://www.eex.de/index.php?session=5140b6efa7739689679f6f34c1e26680&page=12> (Stand: 4.8.2006)

¹⁷³ Fremdwährungsreferenzkurs vom 30.9.2005 der Österreichischen Nationalbank <http://www.oenb.at/ebusinesszinssaetze/zinssaetzewechselkurse> (Stand: 14.12.2006)

¹⁷⁴ vgl. PricewaterhouseCoopers 2006

- Als hypothetischer Index dient der 25-jährige Erzeugungskoeffizient für Österreich (siehe Kapitel 4.2.1)
- Die Tick Size entspricht der vom Verbund angegebenen Änderung des EBIT um 7 Millionen Euro bei einprozentiger Änderung der Wasserführung (siehe Einleitung Kapitel 4)

Wie der angeführte Vergleich zeigt, handelt es sich bei großen Wasserkraftbetreibern tatsächlich um Unternehmen, deren potentiell mögliches Absicherungsvolumen enorm ist, womit die Zahl der möglichen Gegenparteien sehr begrenzt erscheint. Allerdings ist ein Hedging mittels Wetterderivaten nicht per se ausgeschlossen. Schließlich könnte eine Absicherung auf mehrere Kontrakte mit mehreren Gegenparteien aufgeteilt werden oder zumindest eine Teilabsicherung entweder durch Absicherung einzelner Kraftwerke, beziehungsweise Kraftwerksgruppen oder durch Verwendung einer kleineren Tick Size beziehungsweise geringerer Auszahlungsobergrenzen erfolgen.¹⁷⁵

Neben den bisher behandelten ‚Big Playern‘ gibt es viele weitere mittelgroße Wasserkrafterzeuger, deren Volumen sehr interessant für den Einsatz von Wetterderivaten wäre. Folgende Tabelle zeigt exemplarisch die Elektrizitätsproduktion der österreichischen Landesenergiegesellschaften im Vergleich mit dem Verbund:

Tabelle 17: Jahreselektrizitätserzeugung aus Wasserkraft in Österreich

Unternehmen	Stromerzeugung aus Wasserkraft (GWh pro Jahr)*	Quelle
Verbund AG	21800	Jahresbericht Verbund 2005, S. 154
TIWAG	2740	http://www.tiroler-wasserkraft.at/unternehmen/kraftwerke/index.php
KELAG	2100	http://www.kelag.at/content/page_25.jsp
SALZBURG AG	1187	http://www.salzburgag.at/content/default.asp?Mainid=1&kapitel=150
Energie AG	1058	http://konzern.energieag.at
EVN	828	http://www2.finanzberichte.evn.at/2004-05/gb/geschaeftsbereiche
VKW	583	http://www.vkw.at/inhalt/at/2930.htm

* Der Wert für die EVN wurde aus der Jahresproduktion 2004 hochgerechnet. Alle anderen Angaben stellen das von den Unternehmen angegebene Regelarbeitsvermögen dar.

¹⁷⁵ vgl. dazu auch Holtaway 2005

Unter der Annahme, dass diese Unternehmen einem gleich hohen Wetterrisiko wie der Verbund ausgesetzt sind, ergibt eine Abschätzung des Nominalwertes eines fiktiven Swaps für diese Unternehmen Werte zwischen 4,5 Millionen Euro (VKW) und 21 Millionen Euro (TIWAG). Damit zeigt sich, dass Transaktionen zur Absicherung dieser österreichischen Wasserkraftproduzenten deutlich über dem bereits erwähnten durchschnittlichen OTC-Nominalwert von 0,42 bzw. 1,33 Millionen Euro liegen würden. Dies lässt den Schluss zu, dass das Wetterrisiko dieser Unternehmen jedenfalls groß genug ist, sodass das Interesse von potentiellen Gegenparteien geweckt werden könnte.

5.4.2 Kleinwasserkraft

Eine Einschätzung, ab welcher Größenordnung im Bereich Kleinwasserkraft ein Einsatz sinnvoll ist, erscheint schwierig. Einerseits variieren die Kosten und der Nutzen eines Wetterderivates zwischen einzelnen Unternehmen, andererseits ist auch die Mindesttransaktionsgröße, ab welcher Anbieter bereit sind, Derivate anzubieten, unterschiedlich.

Beispielsweise übernimmt die Swiss Re eine Absicherung durch eine Put- oder Call-Option erst ab einer Prämie von etwa 100.000 Euro, bei einfacher Vertragsgestaltung und Pricing auch schon ab 30.000 Euro.¹⁷⁶ Zum Vergleich beträgt der Jahreserlös eines Kleinwasserkraftwerkes mit 10 Millionen Kilowattstunden Jahresproduktion nur 412.000 Euro¹⁷⁷, eine Absicherung durch die Swiss Re erscheint jedenfalls unwahrscheinlich.

Hingegen werden einige Banken und Versicherungen vermutlich bereit sein, sofern das Know How vorhanden ist, bereits ab geringeren Prämien abzuschließen. Ebenfalls besteht die Möglichkeit, die Absicherung bei größeren Energieversorgungsunternehmen abzuschließen, wie das von der Salzburg AG angebotene Produkt zeigt (siehe dazu Kapitel 2.2.3). Des Weiteren ist in diesem Zusammenhang die Möglichkeit von Risikogemeinschaften zu erwähnen. Dabei könnte die Transaktionsgröße dadurch erhöht werden, dass mehrere vom selben Wetterindex abhängige, beispielsweise am selben Fluss gelegene Wasserkraftwerke, durch ein gemeinsam abgeschlossenes Derivat abgesichert werden.

¹⁷⁶ Persönliche Auskunft von Marcel Stäheli, 18.10.2005

¹⁷⁷ Berechnung gemäß der in der Verordnung BGBl. II Nr. 508/2002 festgelegten Einspeistarife für Altanlagen

5.4.3 Windenergie

Bei Windenergie kann zurzeit ungefähr von derselben Größenordnung ausgegangen werden wie bei der Kleinwasserkraft. Beispielsweise entspricht die Elektrizitätserzeugung eines Kleinwasserkraftwerks mit 4.000 Volllaststunden, welches die in der Ökostromgesetz-Novelle § 5. (1) festgelegte Maximalkapazität von 10 Megawatt hat, einem Windpark mit 20 Megawatt und 2.000 Volllaststunden. Zur exakten Bestimmung der Transaktionsgröße eines spezifischen Wetterderivates müssten allerdings neben den genannten Faktoren auch noch die Variabilität der Erzeugung sowie die Höhe der Einspeistarife, welche für Windkraft generell höher sind, berücksichtigt werden.

Nach Angaben der HypoVereinsbank (HVB), die in Deutschland bereits Kontrakte zur Absicherung von Windparks abgeschlossen hat, lohnt sich der Einsatz von Windderivaten ab einer Größenordnung von circa 10 Millionen Kilowattstunden Jahresproduktion¹⁷⁸. Dies entspricht einer Kapazität von etwa 5 Megawatt, bei Verwendung des für Österreich angegebenen Regelarbeitsvermögens für 2005 von 1.600 Gigawattstunden bei 818 Megawatt installierter Kapazität¹⁷⁹.

Auf Basis dieser Einschätzung soll nun für Österreich ermittelt werden, wie viele Windparks dieses Größenkriterium derzeit erfüllen würden. Dazu wurde mit Hilfe der interaktiven Windkraft-Landkarte der IG Windkraft die Anzahl der Windparks mit einer Kapazität von mehr als 5 Megawatt ermittelt. Abbildung 23 zeigt exemplarisch die Windkraftstandorte im östlichen Niederösterreich, Wien und dem Nordburgenland, der Region mit der intensivsten Windenergienutzung in Österreich.

¹⁷⁸ Persönliche Auskunft von Maria Veicht vom 24.11.2005

¹⁷⁹ vgl. IG Windkraft 2005

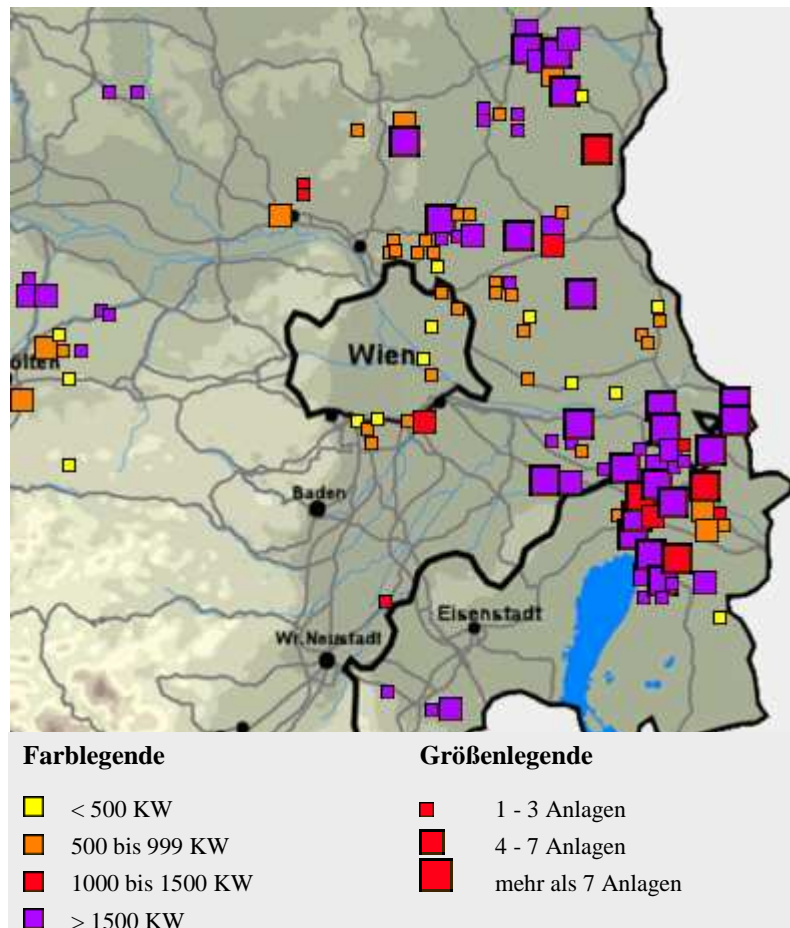


Abbildung 23: Standorte von Windparks in Nordostösterreich (Quelle: IG Windkraft 2006)

Aus Tabelle 18 ist ersichtlich, wie viele österreichische Windparks größer als die geforderten 5 Megawatt beziehungsweise größer als 10, 20 und 30 Megawatt sind. Weil anzunehmen ist, dass Unternehmen durch den Einsatz von Wetterderivaten gleichzeitig alle Windräder eines Standortes abzusichern beabsichtigen, wurden Windparks, die im selben Ort und vom selben Betreiber, jedoch in mehreren Ausbaustufen erbaut wurden, in der folgenden Übersicht nur einmal gezählt (z. B. die Windparks Parndorf I und Parndorf II der Ökostrom AG wurden als ein Windpark gezählt).

Tabelle 18: Größenordnung der österreichischen Windparks (Eigene Berechnungen; Datenquelle: IG Windkraft 2006)

	Windparks	Windräder	Kapazität (MW)
Insgesamt in Österreich installiert:		607	965
davon in Windparks mit mindestens 5 MW:	51	481	858
davon in Windparks mit mindestens 10 MW:	36	403	747
davon in Windparks mit mindestens 20 MW:	15	240	452
davon in Windparks mit mindestens 30 MW:	7	149	275

Es zeigt sich, dass das 5-Megawatt-Kriterium von 51 Windparks, in denen insgesamt etwa 90 Prozent der österreichischen Kapazität installiert sind, erfüllt wird. Davon sind 70 Prozent der Windparks um mehr als das Doppelte größer (>10 MW), 30 Prozent um mehr als das Vierfache (>20MW). Von den 51 Windparks liegen drei in der Steiermark, einer in Oberösterreich, 31 in Niederösterreich und 16 im Burgenland. Die durchschnittliche Parkgröße ist im Burgenland mit 21,7 Megawatt Kapazität deutlich höher als in Niederösterreich mit 14,5 Megawatt.

Wie auch bei Kleinwasserkraft könnte bei Windkraft die Transaktionsgröße von Wetterderivaten erhöht werden, indem Cluster mit mehreren Windparks gebildet werden, welche mit einem gemeinsamen Index abgesichert werden. Diese Möglichkeit erscheint vor allem wegen der hohen Konzentration der meisten Windparks auf einige wenige Gebiete (siehe Abbildung 23) sinnvoll zu sein. Beispielsweise befindet sich etwa die Hälfte der in Österreich gesamt installierten Kapazität in der Region nördlich des Neusiedlersees. Ob diese Idee jedoch tatsächlich realisierbar wäre, hängt vor allem von der Besitzstruktur und davon ab, ob die betroffenen Unternehmen eines Clusters eine Absicherung für notwendig erachten.

Eine nähere Analyse der Besitzstruktur der 51 Windparks mit mehr als fünf Megawatt Kapazität zeigt, dass diese von insgesamt 21 Unternehmen betrieben werden. Allerdings besitzen sechs Unternehmen davon 36 Windparks, die restlichen 15 Unternehmen jeweils nur einen. Auch sind einige der 15 Unternehmen nur Tochtergesellschaften dieser sechs Unternehmen, die sich den österreichischen Windmarkt praktisch aufteilen. Von den Absicherungsbedürfnissen dieser sechs Unternehmen wird es folglich primär abhängen, ob für die bestehenden österreichischen Windparks Wetterderivate zum Einsatz kommen werden. Eine Analyse von deren Unternehmensstrukturen folgt in Kapitel 5.5.

5.4.4 Photovoltaik

Photovoltaik-Anlagen könnten, wie im Kapitel 5.1.3 gezeigt wurde, relativ leicht abgesichert werden. Allerdings gibt es zurzeit weltweit nur wenige Anlagen, die über eine entsprechende Größe verfügen, um für den Einsatz von Wetterderivaten attraktiv zu sein. Beispielsweise wird das nach Angaben der Betreiber derzeit größte Photovoltaikkraftwerk in Göttelsborn im Saarland nach erfolgtem Vollausbau eine Jahresproduktion von etwa 8.000 Megawattstunden¹⁸⁰ aufweisen und würde nicht einmal den bei Windkraft verwendeten

¹⁸⁰ vgl. dazu <http://www.umwelt.saarland.de/11949.htm> (Stand: 22.11.2006)

Grenzwert von 10.000 Megawattstunden überschreiten. Auch wenn die Absicherungsgrenze bei Photovoltaik wegen der um ein vielfaches höheren Einspeisetarife als bei Windkraft deutlich darunter liegen dürfte, kann das Einsatzpotential von Photovoltaik-Derivaten derzeit als allgemein noch sehr gering eingestuft werden.

5.5 Unternehmensstrukturen

Die Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Wetterderivaten hängt neben der im vorangegangenen Kapitel diskutierten absoluten Höhe der von einem konkreten Wetterrisiko betroffenen Umsätze, vor allem vom relativen Anteil dieser Umsätze am Gesamtumsatz eines Unternehmens ab. Je höher dieser ist, desto eher wird die Relevanz der wetterbedingten Schwankungen erkannt und eine Absicherung in Betracht gezogen werden. Des Weiteren spielen die Kapitalstruktur (Verschuldungsgrad) sowie die Besitzstruktur (Streubesitz versus konzentriertem Besitz) des Unternehmens eine Rolle.

Nachfolgend sollen diese Fragestellungen anhand der österreichischen Windkraftbranche erörtert werden. In dieser Branche lassen sich die Unternehmen überwiegend in zwei große Gruppen einteilen. Zum einen handelt es sich um Tochterunternehmen von Energieversorgungsunternehmen oder anderen Konzernen, für die die Windkraft einen zusätzlichen Geschäftsbereich in ihrem Portfolio darstellt. Zum anderen gibt es Unternehmen, deren Hauptgeschäftstätigkeit in der Elektrizitätsproduktion durch Windkraft liegt. Analog zur in Kapitel 3.4 verwendeten Definition werden erstere in der Folge als Energieversorgungsunternehmen und letztere als Ökostromproduzenten bezeichnet.

5.5.1 Energieversorgungsunternehmen

Die durch das Ökostromgesetz im Jahr 2002 entstandenen günstigen Rahmenbedingungen wurden vor allem von den Landesenergiegesellschaften EVN und BEWAG genutzt. Die BEWAG-Tochter Austrian Wind Power (242 MW installierte Kapazität¹⁸¹), sowie die EVN-Naturkraft (mindestens 115 MW installierte Kapazität¹⁸²) sind mittlerweile die beiden Unternehmen mit der höchsten in Österreich installierten Windkraftkapazität. Unter den größten Betreibern befindet sich auch die Raiffeisen Leasing GmbH mit insgesamt 68,5

¹⁸¹ vgl. dazu http://www.windpark.at/de/index_de.htm (Stand: 4.12.2006)

¹⁸² In dieser Zahl sind nur die in Tabelle 18 angeführten Windparks mit mehr als 5 MW Kapazität enthalten.

Megawatt Kapazität¹⁸³, welche vom Umsatzanteil aus Windkraft den angeführten Energieversorgungsunternehmen ebenfalls ähnlich sein dürfte.

Am Beispiel der EVN AG soll die Bedeutung von Umsätzen aus der Produktion von Wind- und Wasserkraft veranschaulicht werden:

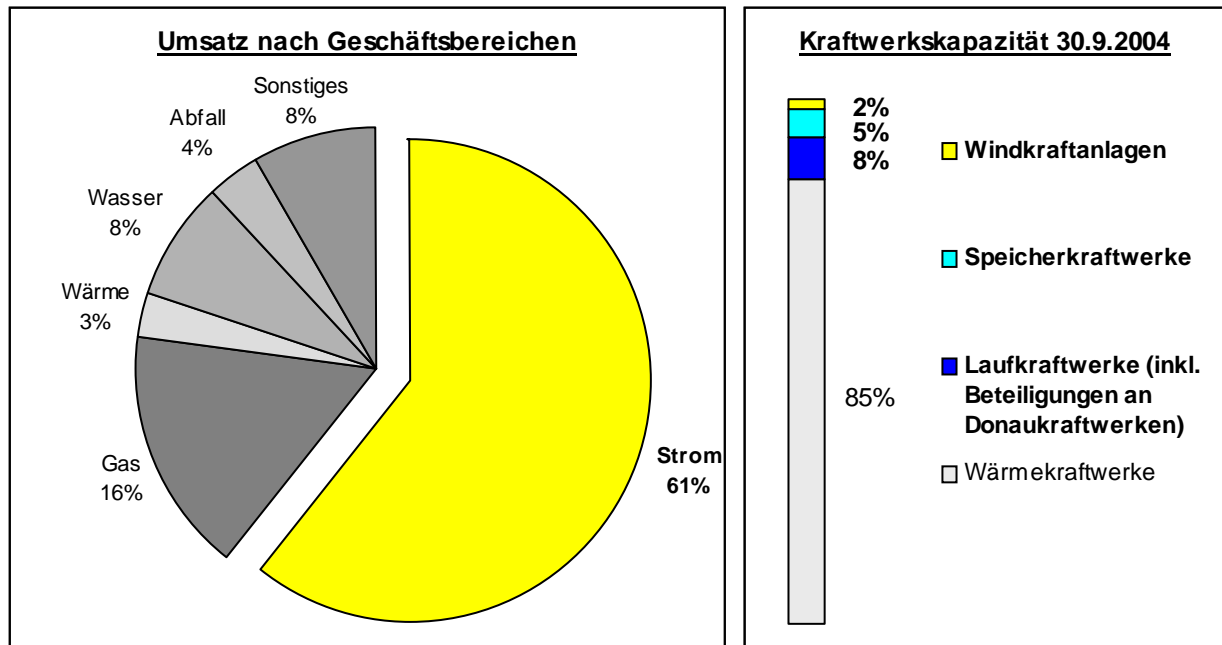


Abbildung 24: Bedeutung von Wind- und Wasserkraft innerhalb der EVN AG (Eigene Darstellung; Datenquelle: EVN 2005)

Wie Abbildung 24 zeigt, stammen in etwa 60 Prozent der Umsätze der EVN-Gruppe aus dem Geschäftsbereich Strom, jedoch haben Wind- und Wasserkraftwerke nur einen Anteil von 15 Prozent an der gesamten Kraftwerkskapazität. Dementsprechend stellt die Produktion aus Erneuerbaren Energien nur einen kleinen Teil des Umsatzes dar. Obwohl sich die Windkraftkapazität der EVN seit dem in der Abbildung dargestellten Stichtag 30.9.2004 inzwischen in etwa vervierfacht hat, kann davon ausgegangen werden, dass sich schwache Windjahre weiterhin nur marginal in der Konzernbilanz widerspiegeln werden.

Aus diesem Grund dürfte eine Auseinandersetzung mit Wetterrisikoabsicherungen, zumindest zur Absicherung von Produktionsrisiken, für Energieversorgungsunternehmen mit einer ähnlichen Struktur wie der EVN keine Priorität haben. Von den drei in Kapitel 2.3 genannten Hauptursachen, warum Wetterderivate nicht eingesetzt werden, dürfte somit die erste zutreffen, nämlich dass von diesen Unternehmen eine Konzentration auf andere, bedeutendere Risikofaktoren erfolgt.

¹⁸³ vgl. dazu http://www.raiffeisen-leasing.at/oe_referenzprojek.html (Stand: 4.12.2006)

5.5.2 Ökostromproduzenten

Neben den Energieversorgungsunternehmen betreiben eine Reihe weiterer Unternehmen Windparks. Generell handelt es sich dabei um vergleichsweise kleine Unternehmen, deren Hauptgeschäftstätigkeit in der Elektrizitätsproduktion durch Windkraft liegt und deren Umsätze folglich in hohem Maße von den Windbedingungen abhängig sind. Die größten dieser Unternehmen sind die WEB Windenergie AG (78 MW Kapazität in Österreich), die Ökoenergie GmbH (ca. 73 MW) und die Windkraft Simonsfeld GmbH & Co KG (ca. 70 MW)¹⁸⁴.

Angesichts der hohen Abhängigkeit dieser Unternehmen vom Windaufkommen scheint die Anwendung von Wetterrisikomanagementinstrumenten per se sinnvoll. Ob das Risiko jedoch tatsächlich abgesichert werden soll oder vom Unternehmen beziehungsweise den Eigentümern selbst getragen wird, hängt maßgeblich von der Kapital- und Besitzstruktur der Unternehmen ab.

Grundsätzlich ist in diesem Zusammenhang festzuhalten, dass zur Finanzierung der Windparkprojekte vor allem in den Anfangsjahren in vielen Fällen sogenannte ‚Bürgerbeteiligungsmodelle‘ eingesetzt wurden und dadurch der Eigenkapitalanteil entsprechend hoch war. Aufgrund der rasanten Zunahme des Windmarktes und der Projektvolumina musste in den letzten Jahren allerdings vermehrt auf klassische Finanzierungsformen wie Kredit- oder Leasingfinanzierung zurückgegriffen werden.¹⁸⁵

Diese Entwicklung ist dahingehend von Relevanz, weil die Notwendigkeit des Einsatzes von Hedginginstrumenten generell mit dem Fremdkapitalanteil zunimmt. Mit zunehmendem Verschuldungsgrad sowie zunehmender Volatilität der Cash Flows, steigt das Konkursrisiko eines Unternehmens. Eine Reduktion der Volatilität der Cash Flows durch den Einsatz von Risikomanagementinstrumenten wie Wetterderivaten, hilft folglich besonders Unternehmen mit hohem Verschuldungsgrad, die Eintrittswahrscheinlichkeit finanzieller Schwierigkeiten zu reduzieren und somit vor allem bei der Gestaltung der Vertragsbeziehung mit Fremdkapitalgebern in einer günstigeren Position zu sein.¹⁸⁶

Exemplarisch wird in Tabelle 19 die Kapitalstruktur der Web Windenergie AG gezeigt. Dabei erfolgt eine Differenzierung zwischen den Kernaktivitäten in Österreich (WEB Windenergie

¹⁸⁴ vgl. dazu Tabelle 6

¹⁸⁵ vgl. Fischer 2003

¹⁸⁶ vgl. Pritsch et al 1997, S. 683

AG Österreich) und dem Gesamtkonzern, in dessen Bilanz weitere nationale und internationale Beteiligungen¹⁸⁷ enthalten sind.

Tabelle 19: Kapitalstruktur von Web Windenergie AG Österreich und Web Windenergie AG Konzern
(Quelle: WEB Windenergie AG 2005, S. 33 und S. 40)

	Österreich		Konzern	
	in Tsd €	Anteil	in Tsd €	Anteil
Eigenkapital	48.590	62%	58.743	32%
Fremdkapital	29.352	38%	127.439	68%
Bilanzsumme	77.942		186.182	

Tabelle 19 zeigt ein sehr unterschiedliches Bild. Während die Web Wind AG Österreich einen sehr hohen Eigenkapitalanteil aufweist, ist dieser beim Gesamtkonzern relativ gering. Es liegt die Vermutung nahe, dass die Expansion der letzten Jahre vor allem mit Fremdkapital finanziert wurde. Aus dem Verschuldungsgrad von 68 Prozent lässt sich schließen, dass dabei an die Grenze der von Banken üblicherweise bei der Kreditwürdigkeitsprüfung definierten vertikalen Finanzierungsregel gegangen wurde. Diese besagt, dass der Quotient aus Fremdkapital und Eigenkapital kleiner zwei sein sollte (dies entspricht einem Verschuldungsgrad zu Buchwerten von maximal 67 Prozent).¹⁸⁸

Neben dem Verschuldungsgrad hängt das Absicherungsbedürfnis von Unternehmen auch von der Besitzstruktur des Unternehmens ab. Im Allgemeinen ist der Anreiz für eine Risikoabsicherung umso höher, je konzentrierter die Besitzverhältnisse eines Unternehmens sind, weil in diesem Fall die Eigentümer in den wenigsten Fällen über breit diversifizierte Portfolios verfügen. Hingegen wird das Absicherungsbedürfnis bei Streubesitz vergleichsweise relativ gering sein.¹⁸⁹

Die Implementierung des ersten Windderivates beim Windpark Herzogtum Lauenburg zeigt jedoch, dass auch bei Bürgerbeteiligungsmodellen mit mehreren Hunderten Eigentümern eine Absicherung als vorteilhaft angesehen wird. Hauptziel war bei diesem Derivat laut Betreiber eine Erhöhung der Investitionssicherheit für die Anleger¹⁹⁰. Vor allem für ‚kleinere Anleger‘ dürfte bei einer Mindesteinlage von 10.000 Euro die garantierte Ertragsabsicherung tatsächlich von Relevanz gewesen sein.

¹⁸⁷ vgl. dazu auch Tabelle 6

¹⁸⁸ vgl. dazu Fischer 2005, S. 157

¹⁸⁹ vgl. Smith 1995, S. 24

¹⁹⁰ vgl. dazu König & Cie GmbH & Co. KG 2004, S. 2

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

6.1 Abschätzung der Einflussfaktoren

Zusammenfassend soll für die diskutierten Bereiche Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik in Tabelle 20 ein Überblick über jene in dieser Arbeit erhobenen Faktoren gegeben werden, die den Einsatz von Wetterderivaten derzeit günstig oder ungünstig erscheinen lassen. Bei Wasserkraft wird gemäß der in Kapitel 3.4 erläuterten Abgrenzung zwischen Großwasserkraft und Kleinwasserkraft unterschieden.

Für jeden der Einflussfaktoren wird auf Basis der in den jeweilig angeführten Kapiteln durchgeführten Analysen abgeschätzt, wie sich dieser auf die Entwicklung des Marktes für Wetterderivate, beziehungsweise auf die Notwendigkeit der österreichischen Unternehmens diese einzusetzen, auswirkt. Abschließend wird für die jeweiligen Bereiche eine Abschätzung über die Relevanz aller diskutierten Faktoren durchgeführt.

Tabelle 20: Überblick und Abschätzung relevanter Einflussfaktoren

EINFLUSSFAKTOREN (relevante Kapitel)	Großwasser- kraft	Kleinwasser- kraft	Windkraft	Photovoltaik
<i>auf die Entwicklung des Marktes für Wetterderivate:</i>				
weltweite Kapazität (vgl. 2.2.2)	720 GW	61 GW	48 GW	4 GW
jährliche Zuwachsrate (vgl. 2.2.2)	2%	7%	28%	60% bzw. 17%
Transaktionsgrößen (vgl. 2.2 und 5.4)	hoch	mittel	mittel	sehr gering
Verfügbarkeit geeigneter meteorologischer Daten als Basisvariable (vgl. 5.1)	gut	gut	mittel	gut
Standardisierbarkeit (vgl. 5.3)	schwierig	schwierig	schwierig	möglich
<i>auf die Notwendigkeit der österreichischen Unternehmen Wetterderivate einzusetzen:</i>				
Variabilität der jährlichen Elektrizitätsproduktion (vgl. 4.3)	Mittel	Hoch	Mittel	Eher Gering
Reduktion des Risikos durch Preis- Mengen-Interaktion (vgl. 4.1.2)	möglich	nicht möglich	nicht möglich	nicht möglich
Unternehmensstruktur (vgl. 5.5)	Überwiegend EVUs mit mehreren Geschäfts- bereichen	sehr große Unterschiede zwischen den einzelnen Unternehmen	sehr große Unterschiede zwischen den einzelnen Unternehmen	k. A.
Risikomanagement Know-How (vgl. 2.2, 3.3 und 3.4)	Know-How in vielen Unternehmen vorhanden	sehr große Unterschiede zwischen den einzelnen Unternehmen	Know-How in vielen Unternehmen vorhanden	k. A.
Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Liquiditätsengpässen (vgl. 5.5)	Gering	Gering	Mittel	k. A.

Farblegende

Sehr Günstig	Günstig	Ambivalent	Ungünstig	Sehr Ungünstig	Keine Angabe
--------------	---------	------------	-----------	----------------	--------------

6.1.1 Großwasserkraft

Im Bereich Großwasserkraft besteht ein großes Potential an abzusichernden Volumina, allerdings gibt es mehrere Faktoren, welche die Notwendigkeit einer Absicherung von Wetterrisiken in der Produktion verringern.

Je nachdem, in welchem Marktumfeld Wasserkraftbetreiber agieren, werden wetterbedingte Verminderungen der Produktionsmenge durch höhere Preise am Strommarkt in unterschiedlichem Ausmaß kompensiert. Im Gegensatz zu Ökostromproduzenten können damit Wetterrisiken zumindest teilweise durch Preiseffekte ausgeglichen werden. Weiters können Wasserkraftbetreiber je nach Kraftwerkspark durch gezielte Speicherbewirtschaftung die Effekte niederschlagsärmerer Perioden verringern. Auch stellen Gletscher in einigen Gebieten im Sommer so etwas wie ‚natürliche Absicherungen‘ dar, weil in heißen Sommern entsprechend höhere Zuflüsse zu den Kraftwerken stattfinden als in kühleren Sommern.

Besonders entscheidend ist die Tatsache, dass Wasserkraftwerke beziehungsweise die gesamte Elektrizitätserzeugung in vielen Fällen nur ein Teil des Portfolios von Energieversorgungsunternehmen sind. Ein Großteil der Unternehmen ist neben der Stromversorgung auch in der Gas-, Fernwärme-, Trinkwasserversorgung und anderen Bereichen tätig, und außerdem neben den Risiken der Stromproduktion vielfachen Risiken in Energiehandel und –vertrieb ausgesetzt. Eine simple Betrachtung des Zusammenhangs zwischen Wetterindex und Elektrizitätsproduktion dürfte daher in den meisten Fällen zu kurz greifen. Vielmehr erscheint es sinnvoll, Wetterderivate als Teil einer integrierten Risikomanagementstrategie mit Berücksichtigung sämtlicher Risikopositionen und des spezifischen Kraftwerksparks einzusetzen.

6.1.2 Kleinwasserkraft

Die Schwankungen der Jahreserzeugungsmengen sind bei Kleinwasserkraftwerken deutlich höher als bei Großwasserkraft, dahingehend scheinen Wetterderivate zur Absicherung von Kraftwerken, die nicht ohnedies ein Teil von größeren Energieversorgungsunternehmen sind, eine interessante Option zu sein.

Ob Wetterderivate in diesem Bereich in Zukunft allerdings tatsächlich vermehrt eingesetzt werden, wird entscheidend davon abhängen, inwieweit Produkte, die die Produktionsschwankungen der einzelnen Kraftwerke ausreichend gut abdecken, mit möglichst geringen Transaktionskosten angeboten werden können. Dazu spielt es neben Fragen wie der

Verfügbarkeit kostengünstiger beziehungsweise kostenloser meteorologischer Daten eine entscheidende Rolle, ob es gelingt Strukturen zu schaffen, welche durch Adaption einiger weniger Parameter wie Wetterindex, Strike Level und Tick Size mit geringem Aufwand für jedes beliebige Kraftwerk angewandt werden können. Außerdem wird ein vermehrter zukünftiger Einsatz von Derivaten speziell in diesem Bereich auch davon abhängen, ob ein stärkeres Bewusstsein dafür geschaffen werden kann, dass Wetterrisiken nicht Teil eines unvermeidbaren Geschäftsrisikos sind, sondern wie andere Risiken ebenfalls gesteuert werden können.

6.1.3 Windkraft

Für Windenergie gelten ähnliche Rahmenbedingungen wie für Kleinwasserkraft, allerdings stellt die Verfügbarkeit geeigneter und verlässlicher Windindices eine entscheidende Herausforderung dar. Es stellt sich die Frage, ob mit der international weiterhin rasanten Entwicklung der Windenergiebranche auch die (Weiter)Entwicklung von Indices, die für den Einsatz bei Windderivaten geeignet sind, einhergeht.

Um einschätzen zu können, ob und in welchem Ausmaß in Österreich Windderivate zukünftig eingesetzt werden, ist neben dieser Frage vor allem eine Abschätzung der Entwicklung des zukünftigen Windenergiemarktes von Bedeutung, denn schließlich zeigen internationale Erfahrungen, dass Windderivate hauptsächlich zur Absicherung neuer Projekte eingesetzt werden. Es ist zu erwarten, dass bedingt durch die Ökostrom-Novelle die neu installierte Kapazität in den nächsten Jahren im Vergleich zu den Jahren 2003 bis 2005, in denen insgesamt 685 Megawatt¹⁹¹ installiert wurden, deutlich zurückgehen wird. Dies einerseits durch die Verkürzung des garantierten Abnahmezeitraums, andererseits vor allem durch die Limitierung des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens auf 5,1 Millionen Euro bei Windkraft (§§21a und 21b). In welchem Ausmaß sich diese Limitierung auf die neu installierte Kapazität auswirken wird, ist jedoch nicht genau abzuschätzen, weil die Berechnung des zusätzlichen kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens (§21a) maßgeblich vom durchschnittlichen Marktpreis abhängen wird. Je geringer die Differenz zwischen Marktpreis und Einspeisetarif sein wird, desto mehr Windkraftprojekte können gefördert werden.

Ein deutlicher Rückgang der Neuinstallationen muss jedoch nicht unbedingt weniger Einsatzpotential für Wetterderivate bedeuten. Schließlich könnten die verschärften

¹⁹¹ vgl. dazu IG Windkraft 2005

Rahmenbedingungen dazu führen, dass sich in Zukunft für die Unternehmen die Durchführung neuer Projekte nur noch bei einer Reduktion des eigenen Risikos rechnet. Dementsprechend könnte der Einsatz von Wetterderivaten beim Bau neuer Windparks als Wettbewerbsvorteil ausgenutzt werden.

6.1.4 Photovoltaik

Der Einsatz von Wetterderivaten im Bereich Photovoltaik ist derzeit nur bei den größten installierten Anlagen in Betracht zu ziehen, bei allen anderen Anlagen scheinen die anfallenden Transaktionskosten die Nutzen zu überwiegen, selbst wenn die Auswahl geeigneter meteorologischer Daten ohne großen Aufwand erfolgen könnte. Für Österreich stellt sich dahingehend die Frage, ob in Zukunft jemals Photovoltaikkraftwerke mit einer ähnlichen Größe wie der im deutschen Göttelsborn errichteten Anlage zum Einsatz kommen werden oder ob der Fokus weiterhin in der Nutzung von kleineren Anlagen auf Dächern, Fassaden etc. liegt.

6.2 *Schlussfolgerungen und Ausblick*

Ob Wetterderivate in Zukunft im Bereich Erneuerbarer Energien verstärkt ein Thema sein werden, hängt von mehreren Faktoren ab. Zunächst ist es entscheidend, inwieweit in den Unternehmen ein vermehrtes Bewusstsein für die Wetterabhängigkeit des eigenen Geschäftserfolges geschaffen werden kann. Weiters stellt sich die Frage, ob Wetterrisiken als unvermeidbares Geschäftsrisiko wahrgenommen werden, oder vielmehr als Risiko, das genauso wie Zins- oder Währungsrisiken abgesichert werden kann. Diese Frage ist eng damit verbunden, wie sehr Wetterderivate als sinnvolle Möglichkeit zur Risikosteuerung gesehen werden.

Besonders relevant scheint es in den Bereichen Wasserkraft und Windkraft auch zu sein, verlässliche Wetterindices zu finden, welche die Wetterabhängigkeit der Unternehmen gut widerspiegeln und als Basisvariable verwendet werden können. Dies stellt vor allem bei Unternehmen, die in einem großen Einzugsgebiet tätig sind, eine Herausforderung dar.

Vor allem im Bereich Erneuerbarer Energien werden die Abschlüsse weiterhin ‚Over the Counter‘ stattfinden. Wegen der hohen räumlichen Heterogenität der meteorologischen Parameter Niederschlag und Windgeschwindigkeit sowie der spezifischen Absicherungswünsche der Unternehmen ist auch zukünftig ein standardisierter Handel mit entsprechenden

Indices an der Börse unwahrscheinlich. Trotzdem muss verstärkt sichergestellt werden, dass es sich bei Wetterderivaten um transparente, leicht verfügbare, und verlässliche Produkte handelt.

Für die Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde in dieser Arbeit mehrfach gezeigt, dass kleine Unternehmen grundsätzlich Wetterrisiken in höherem Maße ausgesetzt sind als große. Einerseits sind kleine Unternehmen verstärkt auf lokaler Ebene tätig und können somit ihre Wetterrisiken in den wenigsten Fällen durch mehrere Standorte mit unterschiedlichen regionalklimatischen Bedingungen verringern. Andererseits sind sie überwiegend in nur einem oder wenigen Geschäftsbereichen tätig und folglich Wettereinflüssen in diesen Bereichen verstärkt ausgesetzt.

Im Gegensatz dazu ist in größeren Unternehmen in der Regel mehr Know-How über Risikomanagementstrategien sowie den Einsatz derivativer Instrumente vorhanden. Auch ist es vielfach mit zunehmender potenzieller Transaktionsgröße leichter, Gegenparteien für den Einsatz von Wetterderivaten zu finden. Es lässt sich also generell feststellen, dass die Notwendigkeit Wetterderivate einzusetzen mit zunehmender Unternehmensgröße abnimmt, während die Einsatzmöglichkeiten zunehmen. Dementsprechend besteht zukünftig die Herausforderung vor allem darin, kleineren Unternehmen bei möglichst geringen Transaktionskosten leicht zugängliche Wetterprodukte anzubieten, während für größere Unternehmen die Einbindung von Wetterprodukten in bestehende Risikomanagementsysteme verstärkt angedacht werden muss.

Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich einer räumlichen Analyse der Zusammenhänge von Produktionsdaten und relevanter Wetterindices an unterschiedlichen Standorten. Ein besseres Verständnis dafür würde für eine Beurteilung der Idee, mehrere Unternehmen zu ‚Risikoclustern‘ zusammenzuschließen und somit den Einsatz von Wetterderivaten wegen der höheren Transaktionsgröße günstiger zu machen, sinnvoll sein.

Außerdem könnte dies hilfreich bei einer Diskussion der Frage sein, ob Unternehmen eine Risikoreduktion anstatt durch Absicherungen bei meist größeren Unternehmen durch einen Austausch der Risiken mit gleich großen Unternehmen erzielen könnten. Dabei wird davon ausgegangen, dass das abzusichernde Unternehmen nicht, wie derzeit meist üblich, dem Risikokäufer für die Übernahme des Risikos eine Prämie zahlt, sondern mit einem ‚gleichwertigen‘ Partner einen Austausch der Wetterrisiken vereinbart. Die Risikoreduktion würde dabei aufgrund des Diversifikationseffektes erfolgen, dessen Höhe von der Korrelation der beiden Wetterindices bestimmt wird.

Des Weiteren erscheint es sinnvoll näher zu untersuchen, wie bei Wetterderivaten mit Extremereignissen umgegangen wird. In vielen Fällen wird derzeit eine Auszahlungsobergrenze (Cap) vereinbart, was zur Folge hat, dass bei selten auftretenden Extremereignissen unter Umständen nur ein kleiner Teil des entstandenen Schadens ersetzt wird. Dementsprechend wäre es notwendig, die Absicherung von Extremereignissen in das Konzept der Wetterderivate zu integrieren. Dies könnte beispielsweise mit Hilfe von extremwerttheoretischen Überlegungen erfolgen.

7 Literatur

- Austrian Wind Power GmbH: Leistungen. http://www.windpark.at/de/index_de.htm (Stand: 4.12.2006)
- Berg E., Schmitz B., Starp M., Trenkel H. (2004): Wetterderivate: Ein Instrument im Risikomanagement für die Landwirtschaft? Bonn, Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität
- Bergschneider C., Karasz M., Schumacher R. (2001): Risikomanagement im Energiehandel – Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten. Stuttgart, Schäffer-Poeschel
- Boissonnade A., Heitkemper L., Whitehead D. (2002): Weather Data: Cleaning and Enhancement. In: Dischel R. (Hrsg.) Climate Risk and the Weather Market. London, Risk Books
- Brealey R., Myers S. (2003): Principles of corporate finance. Irwin, McGraw-Hill
- Brix A., Jewson S., Ziehmann C. (2002): Weather Derivative Modelling and Valuation: A Statistical Perspective. In: Dischel R. (Hrsg.) Climate Risk and the Weather Market. London, Risk Books
- Bundeskanzleramt: Berechnung der Einkommenssteuer. <http://www.help.gv.at/Content.Node/80/Seite.800210.html> (Stand: 10.7.2006)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2005): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Internationale Entwicklung. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erneuerbare_energien_zahlen_dezember.pdf (Stand: 28.12.2005)
- Chevalier P., Heidorn T., Krieger C. (2003): Temperaturderivate zur strategischen Absicherung von Beschaffungs- und Absatzrisiken. Frankfurt, Hochschule für Bankwirtschaft
- Chicago Mercantile Exchange: CME weather products. <http://www.cme.com/trading/prd/weather/index14270.html> (Stand: 4.7.2006)
- Denk R., Exner-Merkelt K., Ruthner R. (2006): Risikomanagement im Unternehmen – Ein Überblick. In: *Wirtschaft und Management*, Vol 3, Nr. 4, S. 9-39
- Deutscher Wetterdienst (2006). Ausgabe der Klimadaten: Tageswerte. http://www.dwd.de/de/Funde/Klima/KLIS/daten/online/nat/ausgabe_tageswerte.htm (Stand 2.8.2006)
- Dischel R. (2002): Introduction to the Weather Market: Dawn to Mid-Morning. In: Dischel R. (Hrsg.) Climate Risk and the Weather Market. London, Risk Books

- Dischel R., Barriau P. (2002) Financial Weather Contracts and Their Application in Risk Management. In: Dischel R. (Hrsg.) Climate Risk and the Weather Market. London, Risk Books
- Dutton J. (2002): Opportunities and Priorities in a new era for weather and climate services. In: *Bulletin of the American Meteorological Society*. 2002, Heft 9 S. 1303-131
- E-Control GmbH: Aufbringung der Österreichischen Stromversorgung – Jahresreihen. http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLEN/DATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/JAHRESREIHEN (Stand: 12.11.2005)
- EEX – European Energy Exchange: Jahresmittel Phelix Day Base. <http://www.eex.de/index.php?session=5140b6efa7739689679f6f34c1e26680&page=12> (Stand: 4.8.2006)
- Erfkemper H. (2000): Risikobereitschaft und Risiko-Management von Energieversorgern. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol 50, Heft 8, S 570-572
- Europäische Kommission (2005): The support of electricity from renewable energy sources. Communication from the Commission, COM (2005) 627. Brüssel http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/support_electricity_en.htm (Stand: 12.10.2006)
- Eurostat: Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch. http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1996,39140985&_dad=portal&_schema=PORTAL&screen=detailref&language=de&product=Yearlies_new_environment_energy&root=Yearlies_new_environment_energy/H/H2/H23/en061 (Stand: 7.6.2006)
- EVN AG (2005): Geschäftsbericht 2004/05. <http://www3.finanzberichte.evn.at/2004-05/gb/lagebericht/ertragslage/umsatzerloese> (Stand: 10.12.2006)
- EVN AG: Geschäftsbereiche. <http://www.evn.at/evngruppe/geschaeftsbereiche.asp> (Stand 4.12.2006)
- EWEA (2003): Wind energy- The facts. European Wind Energy Association. <http://www.ewea.org/index.php?id=91> (Stand: 12.10.2006)
- E-Werk Neudau KG (2005): Elektronische Datenbereitstellung von Hanns Kottulinsky – Geschäftsführer. 20.9.2005
- EXAA - Energy Exchange Austria: Spot Prices and Volumes. <http://www.exaa.at/marktdaten/DSHistory2003.xls> (Stand: 2.11.2006)
- Fischer K. (2003): Windige Geschäfte – Boom für Windkraft in Österreich. In: *Report online* <http://www.report.at/artikel.asp?kid=1&mid=3&aid=3565> (Stand: 4.12.2006)
- Fischer O. (2005): Finanzwirtschaft für Anfänger. 4. Auflage München-Wien, Oldenbourg
- Foster K. (2003): The trouble with normalisation. In: *Energy Risk*, Vol 8 Heft 4, http://www.energyrisk.com/public/showPage.html?page=erisk_fulltext (Stand 5.2.2006)
- Gajo M. (2006): CME bietet Schneekontrakte für Boston und New York an. In: *Die Aktiengesellschaft* 2006, Heft 6, Seite 120 -121

- Gardner L. (2003): New Options for Managing Agricultural Weather Risk. In: *CPCU Journal*, Vol. 56 Heft. 8, S. 1-22
- Gilbert M., Barbajossa A. (2004): Weather Derivatives, Enron Legacy, Entice Wine Bars, Utilities. <http://quote.bloomberg.com/apps/news?pid=nifea&&sid=aVFipe5Mf3hE> (Stand: 14.6.2006)
- Gort C. (2003): Der Markt für Wetterderivate in Europa. Lizentiatsarbeit. Universität Bern. <http://www.ifm.unibe.ch/download/forschung/lizentiat/2003Gort.pdf> (Stand: 10.1.2006)
- Graf M. (2003): Erneuerbare Energien. In: Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft (Hrsg.) Erneuerbare Energien: Gesamtüberblick über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotential. Berlin
- Gugele B., Riegler E., Ritter M. (2005): Kyoto-Fortschrittsbericht Österreich 1990-2003. Wien, Umweltbundesamt.
- Haas R. (2003): Welche Parameter beeinflussen die Strompreisentwicklung in liberalisierten Märkten? Wien, Technische Universität. http://www.eeg.tuwien.ac.at/publications/pdf/HAA_PAP_2003_01.pdf#search=%22WELCHE%20PARAMETER%20BEEINFLUSSEN%20DIE%22 (Stand: 29.9.2006)
- Haas R., Glachant J. M., Keseric N., Perez Y. (2006): Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress? In: Sioshansi F., Pfaffenberger W. (Hrsg.) Electricity Market Reform: An International Perspective. Elsevier Science
- Heidorn T., Trautmann A. (2005): Niederschlagsderivate. Frankfurt, Hochschule für Bankwirtschaft
- Holtaway O. (2005): Strength in numbers. In: *Energy Risk*, Special Report, August 2005, http://www.energyrisk.com/public/showPage.html?page=erisk_fulltext (Stand 5.2.2006)
- HypoVereinsbank (2005): Persönliche Auskunft von Maria Veicht– Abteilungsleiter: 'Commodities and weather derivatives'. 24.11.2005
- IG Windkraft (2005): Produktionsdatenbank der österreichischen Windkraftanlagen. http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000455 (passwortgeschützt - Stand: 28.12.2005)
- IG Windkraft (2006): Interaktive Landkarte der österreichische Windparks. http://www.igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1000470 (Stand: 7.7.2006)
- Jewson S. (2005): Pricing the weather. in: *Energy Risk*, Special Report, August 2005, http://www.energyrisk.com/public/showPage.html?page=erisk_fulltext (Stand 5.2.2006)
- Jorion P. (2001): Value at Risk. New York, McGraw-Hill.
- Kabas T. (2005): Das Klima in Südösterreich 1961-2004. Wissenschaftlicher Bericht Nr. 4/2005. Wegener Zentrum, Universität Graz. http://www.uni-graz.at/igam7www_wcv-wissber-nr4-tkabas-okt2005.pdf (Stand: 20.12.2006)

- Keiler J. (o. J.): Einführung in den Windindex der Betreiber-Datenbasis. <http://www.btrdb.de/pdf/indexeinfuehrung.pdf> (Stand: 7.7.2006)
- Keitsch D. (2000): Risikomanagement. Stuttgart, Schäffer-Poeschel
- Kellenbenz P. (2003): Windgeneratoren an der Grenze der Versicherbarkeit. In: *Versicherungswirtschaft*, Heft 12/2003, S. 934-935
- Kistner R., Geyer M. (o. J.): Weather Derivatives: A new risk management solution for solar power plants. http://www.artemis.bm/html/weather/about_weather/utilities.htm (Stand: 7.7.2006)
- König & Cie GmbH & Co. KG (2004): Frischer Wind für ihr Depot. In: *Investors Quarterly – Zeitschrift für Anleger und Investoren*. 1/2004, S.2
- König & Cie GmbH & CO. KG: Windpark 'Herzogtum Lauenburg'. <http://www.emissionshaus.com/kc/deutsch/energien/projekte/lauenburg/index.xml> (Stand: 7.7.2006)
- Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg (2002): Durchflussermittlung mit Messflügeln. Karlsruhe. www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/7970/durchflussermittlung_mit_messfluegeln.pdf?command=download (Stand: 10.5.2006)
- Leroy A. (2004): Design and Valuation of Wind Derivatives. Université Libre de Bruxelles
- Lieckenbröcker-Baumbach F. (2003): Erneuerbare Energien – Auswirkungen im Bereich der Technischen Betriebsunterbrechungsversicherung. In: Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft (Hrsg.) *Erneuerbare Energien: Gesamtüberblick über den technologischen Entwicklungsstand und das technische Gefährdungspotential*. Berlin
- Lyon P. (2004): Singing in the rain. In: *Energy Risk*, Special Report, August 2004, http://www.energyrisk.com/public/showPage.html?page=erisk_fulltext (Stand 5.2.2006)
- McCarthy N. (2003): Demand for Rainfall-Index based Insurance: A case Study from Morocco. Washington, International Food Policy Research Institute
- Meißner D., Scholand M. (2000): Risiken und Risikomanagement in neuen Strommärkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol 50, Heft 8, S. 558-563
- Mengelkamp H., Sperling T. (2005): Windindices werden von Produktionsdaten unabhängig. In: *Erneuerbare Energien* Heft 2/2005, S. 25-27
- Merill Lynch & Co. Inc (2006): Telefonische Auskunft von Jens Boening – Abteilung Global Commodities Europe. 19.9.2006
- Ministerium für Umwelt – Saarland: <http://www.umwelt.saarland.de/11949.htm> (Stand: 22.11.2006)
- Mittlböck M., Rieder W. (2004): Management von Wetterrisiken mittels raumzeitlicher Strukturanalyse. In: Strobl, J., Blaschke, T., Griesebner, G. (Hrsg.): *Angewandte Geographische Informationsverarbeitung XVI*, Wichmann Verlag, Heidelberg, S. 451-455. http://ispace.researchstudio.at/publications/mds/Wetterderivate_agit2004.pdf (Stand: 10.5.2006)

- Müller A., Grandi M. (1999): Wetterderivate zur Absicherung von Wetterrisiken. Münchner Rück. http://www.munichre.com/publications/ART_Wetterderivate_de.pdf (Stand 3.2.2006)
- Münchner Rück (2004): Erneuerbare Energien: Versicherung einer Zukunftstechnologie. <http://www.munichre.com/publikationen> (Stand 3.2.2006)
- Mußhoff O., Odening M., Wei X. (2004): Zur Bewertung von Wetterderivaten als innovative Risikomanagementinstrumente in der Landwirtschaft. Humboldt-Universität zu Berlin.
- Mußhoff O., Odening M., Wei X. (2005): Zur Reduzierung niederschlagsbedingter Produktionsrisiken mit Wetterderivaten. Humboldt-Universität zu Berlin.
- Nelken I. (2000): Weather Derivatives – Pricing and Hedging. Super Computer Consulting Inc. <http://www.supercc.com/papers/weather.pdf> (Stand 14.3.2006)
- Nielsen P. (2004): New Danish Wind Energy Index Calculation. http://www.vindstat.dk/PDF_sider/Windindex_DK_new_short.pdf (Stand: 11.10.2006)
- Norton W. (2006): Using Meteorological Data and Forecasting Methods for Weather Trading. Konferenzbeitrag: Symposium Environmental Risk. <http://www.e-symposium.com/weatherrisk/> (passwortgeschützt – Stand: 20.11.2006)
- Ökostrom AG (2005): Geschäftsbericht und Nachhaltigkeitsbericht 2005. Wien. http://www.oekostrom.at/downloads/89a69c9baafa_nachhaltigkeitsbericht_netz.pdf (Stand: 22.9.2006)
- Österreichische Energieagentur: Einspeistarife für Ökostromanlagen nach dem Ökostromgesetz. [http://www.energyagency.at/\(print\)/enz/einspeis_at.htm](http://www.energyagency.at/(print)/enz/einspeis_at.htm) (Stand: 10.10.2006)
- Österreichische Nationalbank: Fremdwährungsreferenzkurse zum Euro. <http://www.oenb.at/ebusinesszinssaetze/zinssaetzewechselkurse> (Stand: 14.12.2006)
- Österreichischer Nationalrat (2006): Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehörden-gesetz geändert werden (Ökostromgesetz-Novelle 2006). 655 der Beilagen XXII. GP. <http://www.bmwa.gv.at/BMWA/Rechtsvorschriften/Kundgemachte/k2006130.htm> (Stand: 19.9.2006)
- Powernext, Meteo France (2006): Weather Index France: Methodology. http://www.powernext.fr/modules/PwnDI/download/files/eng/Methodology_France-EN.pdf (Stand 07.09.2006)
- Price Waterhouse Coopers (2006): Weather Risk Management Association: 2006 Survey Results. http://www.wrma.org/wrma/index.php?option=com_content&task=view&id=36&Itemid=34 (Stand: 10.7.2006)
- Prisching C. (2003): Risikomanagement im liberalisierten europäischen Energiemarkt. Dissertation. Universität Graz

- Pritsch G., Hommel U. (1997): Hedging im Sinne des Aktionärs. In: *DBW*, Vol. 57, Heft 5, S. 672-693
- Raiffeisen-Leasing GmbH: Referenzprojekte. http://www.raiffeisen-leasing.at/oe_referenzprojek.html (Stand: 4.12.2006)
- REN21 - Renewable Energy Policy Network (2006): Erneuerbare Energien - Globaler Statusbericht 2006. Washington DC, Worldwatch Institute.
- Ruck T. (2002): Hedging Precipitation Risk. In: Dischel R. (Hrsg.) *Climate Risk and the Weather Market*. London, Risk Books
- Sacramento Municipal Utility District. <http://www.smud.org/about/power/index.html> (Stand: 8.6.2006)
- Salzburg AG (2005): Persönliche Auskunft von Hartmut Liedl – Abteilung Energiehandel. 18.10.2005
- Salzburg AG (2006): Elektronische Datenbereitstellung und Telefonische Auskunft von Hartmut Liedl – Abteilung Energiehandel. 19.9.2006
- Saunderson E. (2004): Wind farmers turn to hedges. In: *Environmental Finance* <http://www.environmental-finance.com/2004/0404apr/whedge.htm> (Stand: 19.9.2006)
- Schirm A. (2001): Wetterderivate - Einsatzmöglichkeiten und Bewertung. Universität Mannheim
- Schönermark M. (2002): Satellitenfernerkundung in den Umweltwissenschaften. Vortrag im Rahmen des Geoökologischen Kolloquium der Universität Braunschweig, 28.11.2002. http://www.soil.tu-bs.de/lehre/GekoKolloquium/WS2002/abstracts/Vortrag_Schoenermark_WS0203.pdf (Stand: 10.11.2006)
- Shimpi P. (2001): *Integrating Corporate Risk Management*. New York, Texere
- Smith C. Jr. (1995): *Corporate Risk Management: Theory and Practice*. In: *The Journal of Derivatives*, Summer 1995, S. 21-30
- Smith C. Jr., Stulz R. (1985): The Determination of Firm's Hedging Policies. In: *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Vol. 20, S. 391-405
- Statkraft (2002): Annual Report 2002. Oslo. http://www.statkraft.com/pro/investor_relations/reports/annual_reports/index.asp (Stand: 22.4.2006)
- Statkraft (2004): Annual Report and Sustainability Report 2004. Oslo. http://www.statkraft.com/pro/investor_relations/reports/annual_reports/index.asp (Stand: 22.4.2006)
- Swiss Reinsurance Company (2006): Telefonische Auskunft von Marcel Stäheli – Abteilungsleiter Non-US Weather Trading. 23.6.2006
- Titzrath B., Schmidt C (2003): Unternehmensweites Risikomanagement – eine Herausforderung für Energieversorger. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol 53, Heft 9, S. 572-575

- Verbund (2003): Geschäftsbericht 2003. http://reports.verbund.at/archive/verbund/downloads/verbund_de_annual_report_2003.pdf (Stand: 25.9.2006)
- Verbund (2005): Geschäftsbericht 2005. <http://reports.verbund.at/2005/gb/lagebericht/risikomanagement> (Stand: 25.9.2006)
- Washington Utilities and Transport Commission (2004): Testimony of Alan P. Buckley. [www.wutc.wa.gov/rms2.nsf/0/3AC3A6DD99AA0FEF88256EDF005A3D65/\\$file/Errata+Buckley+Tstmny+-+032065.doc](http://www.wutc.wa.gov/rms2.nsf/0/3AC3A6DD99AA0FEF88256EDF005A3D65/$file/Errata+Buckley+Tstmny+-+032065.doc) (Stand: 10.7.2006)
- WEB Windenergie AG (2005): Geschäftsbericht 2005. http://www.windkraft.at/cms/netautor/napro4/appl/na_professional/parse.php?mlay_id=1000000&mdoc_id=1000128 (Stand: 12.10.2006)
- Wechselberger H. (2006): Corporate Risk Management in der Praxis der Energiewirtschaft am Beispiel der Verbundgesellschaft. In: *Wirtschaft und Management*, Vol 3, Nr. 4, S. 115-127
- Weigl E. (o. J.): Online-angeeichte Radarniederschlagsprodukte als zukünftige Komponente für die Hochwasservorhersage. <http://www.dwd.de/de/wir/Geschaeftsfelder/Hydro-meteorologie/Leistungen/Radarniederschlagsprodukte/Radarniederschlagsprodukte.htm> (Stand: 22.11.2006)
- Windkraft Simonsfeld GmbH & Co KG (2005): Geschäftsbericht 2005. <http://www.wksimonsfeld.at/wks/upload/pdf/LowrespdfGB2005furhp.pdf> (Stand: 12.10.2006)
- Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (2005): Tagesmitteltemperaturen für die Station Graz-Flughafen 1961-2004

Zum Inhalt:

Wetterderivate stellen ein in den letzten Jahren verstärkt eingesetztes Finanzinstrument dar, um Unternehmen wettersensibler Wirtschaftsbranchen gegen ungünstige Wetterbedingungen abzusichern. In der vorliegenden Arbeit wird das Konzept der Wetterderivate und insbesondere deren Einsatz im Bereich Erneuerbarer Energien diskutiert. Neben einer Analyse internationaler Erfahrungen mit Wetterderivaten in den Bereichen Wasser- und Windkraft erfolgt eine systematische Untersuchung jener Faktoren, die den Einsatz von Wetterderivaten in den Bereichen Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik derzeit günstig oder ungünstig erscheinen lassen.

Einerseits wird auf die Rahmenbedingungen des Einsatzes von Wetterderivaten zur Absicherung von Produktionsrisiken eingegangen. Es wird erörtert, wie die Ausgestaltung von Kontrakten erfolgen kann, wer potentielle Anbieter sind und welche Wetterindizes geeignet sind, die tatsächlichen Produktionsschwankungen im Bereich Erneuerbarer Energien abzubilden.

Andererseits betrachtet die Arbeit, inwieweit bei den einzelnen Energieversorgungsunternehmen überhaupt Bedarf besteht Wetterderivate einzusetzen. Es wird ermittelt in welchem Ausmaß die Unternehmen Wetterrisiken ausgesetzt sind und wie sich diese Wetterrisiken auf deren Gesamtrisikoposition auswirken. Darüber hinaus werden weitere relevante Faktoren beleuchtet, wie beispielsweise Unternehmensgröße, Unternehmensstruktur und Verschuldungsgrad.

Die Resultate zeigen unterschiedliche Implikationen für die einzelnen Bereiche. Im Bereich Großwasserkraft besteht ein großes Potential an abzusichernden Volumina, allerdings ist bei einem Großteil der Unternehmen der Bedarf Wetterderivate einzusetzen aus mehreren Gründen gering. Demgegenüber stellt ein Einsatz bei Kleinwasserkraftwerken und Windparks, die kein Teil von größeren Energieversorgungsunternehmen sind, eine interessante Option zur Absicherung der Produktionsschwankungen dar. Dabei ist es von zentraler Bedeutung die Höhe der Transaktionskosten zu senken und insbesondere im Bereich Windkraft die Verfügbarkeit geeigneter Wetterindizes zu gewährleisten. Im Bereich Photovoltaik ist ein Einsatz derzeit nur bei den größten Anlagen in Betracht zu ziehen.